



Ea Energianalyse

Afsætning af biogas til industri

ANALYSE AF POTENTIALE OG RAMMEBETINGELSER

02-02-2014

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1	Baggrund	5
1.1	Muligheder for at anvende biogas til proces.....	5
1.2	Nuværende støtte til biogas til proces	7
2	Sammenfatning af resultater	11
3	Analyse af investeringsstøtte til biogas	13
3.1	Økonomidata for biogasanlæg	13
3.2	Økonomi - uden afgifter og tilskud.....	16
3.3	Økonomi ved investeringstilskud (VE procesordningen)	17
3.4	Økonomi – ved driftstilskud	18
3.5	Investeringstilskud vs. driftstilskud	20
3.6	Levering af biogas fra anden leverandør	20
3.7	Muligheder for ændret støtte til biogas til proces	21
4	Analyse af data for Midt- og Nordjylland	24
4.1	Analyse af data	26
4.2	Samlet potentiale	28
5	Afsætningspotentialer på landsplan	29
5.1	Produktionspotentialer for biogas	30
5.2	Produktionspotentiale vs. afsætningspotentiale	31
5.3	Geografisk fordeling af biogasproduktionspotentiale samt afsætningspotentialet for biogas til proces i industri	33
5.4	Samfundsøkonomisk potentiale for at anvende biogas til proces i industri	34
5.5	Øvrige begrænsninger på potentialet for at anvendes biogas i proces	
	44	
6	Referencer	46

1 Baggrund

Denne rapport belyser potentialet og konsekvenser for et udvidet marked for afsætning af biogas til proces. Emnet er generelt underbelyst, fordi der historisk set ikke har været interesse for at afsætte biogas til industri pga. ringe incitamenter.

Opgaven er struktureret omkring to delopgaver: A og B.

Delopgave A

Formålet med delopgave A er at vurdere behovet og mulighederne for at yde investeringsstøtte til biogasanlæg fra VE til procespuljen som supplement til (og ikke som erstatning for) driftsstøtten (pristillægget). Herunder undersøges konsekvenserne af de forskellige muligheder for samfundsøkonomi og aktørøkonomi. Delopgave A behandles i kapitel 2.

Delopgave B

Delopgave B består i at udarbejde en analyse af potentialet for et udvidet marked for afsætning af biogas, herunder

- a) potentialet for at udnytte biogas i virksomheder.
- b) konsekvenserne for biogasudbygningen i Danmark som helhed.

Delopgave B behandles i kapitel 3 og 4.

På baggrund af de kortlagte konsekvenser formuleres forslag til modeller for, hvordan støtten til biogas bør ændres eller indrettes for at sikre den mest hensigtsmæssige biogasudbygning og indpasning af biogas i energiforsyningen.

1.1 Muligheder for at anvende biogas til proces

Viegand og Maagøe har foretaget en kortlægning af de overordnede potentialer for at omstille fra fossile brændsler til biomasse eller biogas i industrien. Analysen viser, at tæt ved 100% af brændselsforbruget i procesvirksomheder rent teknisk vil kunne erstattes af biogas.

Fremføringen af biogas til industrivirksomhed kan ske på tre overordnede måder:

1. Biogassen opgraderes, tryksættes og indføres i naturgasnettet, hvorfra den (blandt andet) kan aftages af industrivirksomheder.

2. Biogassen produceres på et biogasanlæg placeret i forbindelse med en industrivirksomhed.
3. Biogassen fremføres fra et biogasanlæg til industrivirksomheden via en lavtryksledning. Enten via en direkte forbindelse fra et biogasanlæg til virksomhed eller via et sammenhængende lavtryksgasnet, hvor der kan være flere producenter af biogas og flere aftagere.

Hver af de tre fremføringsmetoder har fordele og ulemper:

Ad. 1. Ulempen ved at opgradere og tryksætte biogassen er, at dette indebærer forholdsvis store omkostninger. I grove tal er investeringen i opgraderingsanlæg, som matcher et større biogas anlæg med en kapacitet på 1000 tons per dag, knap. 30 mio. kr. Til sammenligning udgør investeringen i selve biogasanlægget ca. 120 mio. kr., altså en forøgelse på 25 %. Dertil kommer driftsomkostninger herunder et ikke uvæsentligt elforbrug (eller procesvarmeforbrug afhængigt af opgraderingsteknologi) på ca. 4 % af biogassens energiindhold. Samlet set koster opgradering, inklusiv omkostninger til tryksætning og indføddning i gasnettet, knap 1 kr./Nm³ metan. Fordelen ved at opgradere biogassen er, at den herefter kan udnyttes i den eksisterende naturgasinfrastruktur. Dvs. den kan lagres og anvendes til alle de formål, hvor naturgas i dag anvendes.

Ad. 2. Placeringen af biogasanlægget direkte ved industrianlægget fjerner behovet for transport af biogas. Målt på vægtbasis forventes den fremtidige biogasudbygning imidlertid at blive domineret af husdyrgødning, som er dyrt at transportere. Normalt vil man derfor vælge at placere biogasanlægget på en måde, så omkostningerne til transport af husdyrgødning bliver minimeret. Placering direkte ved et industrianlæg vil formentlig kun være relevant, hvis industrien ligger centralt i forhold til husdyrgødning, ellers hvis der er tale om en virksomhed, som leverer store mængder biomasse med lavt energiindhold (det dette medfører høj transportomkostning).

Ad. 3. Fremføring fra biogasanlæg til virksomhed via et lavtryksgasnet vil i reglen være en billigere løsning end opgradering. Etableringen af eksempelvis ekstra 10 km lavtryksgasnet vil koste i størrelsesordenen ca. 5-10 mio. kr. dvs. omtrent 1/4 af investeringen i opgraderingsanlægget – og driftsomkostninger og energiforbrug vil være lavere. Afsætningsmulighederne vil imidlertid være begrænset af en række forhold: Den geografiske spredning af industrivirksomheder sammenholdt med biogas produktionsanlæg (afstand mellem forbrug og produktion), størrelsen af den enkelt industris gasforbrug

(relativt højere fremføringsomkostninger for små industrier) og forbrugsprofilen, der så vidt muligt skal matche biogasanlæggets produktionsprofil. Der vil desuden være visse integrationsomkostninger på virksomheden, fx behov for ny gasrampe.

1.2 Nuværende støtte til biogas til proces

Biogasanlæg har i dag mulighed for at opnå støtte fra en af følgende to støtteordninger:

- Driftsstøtte, som beskrevet i lov om fremme af vedvarende energi
- Investeringsstøtte, som beskrevet i "VE til proces" ordningen.

Investeringsstøtte

Såfremt virksomheden vælger investeringsstøtte, bortfalder retten til et efterfølgende driftstilskud. Denne begrænsning er indført, for at undgå at der ydes støtte til det samme formål to gange, hvilket vurderes at være i konflikt med EU's statsstøtteregler.

Driftsstøtte

Biogas til produktion af el er siden energiaftalen i 2008 blevet støttet gennem en fast afregning på 74,5 øre pr. kWh eller et pristillæg på 40,5 øre pr. kWh oveni den variable salgspris for el på markedet. Denne støtte reguleres hvert år med 60 % af stigningen i nettoprisindekset og udgør i 2012 hhv. 79,3 øre pr. kWh eller et pristillæg på 43,1 øre pr. kWh.

Energiaftalen fra marts 2012 forbedrede de økonomiske vilkår for biogasproduktionen og lagde op til at biogas i højere grad skulle kunne anvendes uden for kraftvarmesektoren. Parterne blev enige om, at den samlede støtte til biogas, der anvendes til kraftvarme eller sendes ud i naturgasnettet, skulle kunne opnå støtte på 115 kr./GJ i 2012. Det fremgår af aftalen, at der skulle være "tilskudsmæssig ligestilling" mellem afsætning via naturgasnettet og afsætning til kraftvarme. Desuden skulle alle anvendelser af biogas støttes. De nye støttesatser blev vedtaget af Folketinget den 18. juni 2012.

De nye driftsstøttesatser, som skulle gælde for 2012, var:

- 79 kr./GJ i grundtilskud til kraftvarme og afsætning via naturgasnettet. Varmeproduktion (kraftvarme), opnår indirekte støtte, hvis den fortrænger afgiftsbelagt varmeproduktion, typisk naturgas.
- 39 kr./GJ i grundtilskud til proces og transport

Tilskuddet til opgradering gives også til biogas, der anvendes i et biogas net.

Alle anvendelse af biogas modtager dertil:

- 26 kr./GJ - aftrappes med stigende naturgaspris.
- 10 kr./GJ - aftrappes frem til 2020

De to ovennævnte tilskud gives også til den, der anvender gassen. I tilfælde af, at der ikke er ejersammenfald mellem biogasanlæg og procesvirksomhed, er det således procesvirksomheden, som får tilskuddet

Med de nye tilskudsordninger, som blev vedtaget med Energiaftalen fra marts 2012, er der sket en tilskudsmæssig ligestilling mellem opgradering og kraftvarme forudsat, der erstattes afgiftsbelagt brændsel til varmeproduktion, mens tilskuddene til procesvarme, ren elproduktion og ren varmeproduktion er lavere.

Investeringsstøtte (fra "VE til proces" ordningen)

I forbindelse med Energiforliget fra marts 2012 blev det besluttet at afsætte midler til virksomheder, der konverterer procesenergi fra fossile brændsler til vedvarende energi. Den samlede tilskudspulje udgør 3,75 mia. kr. og fordeler sig med 250 mio. kr. i 2013 og 500 mio. kr. om året frem til og med 2020. ¹

For at kunne modtage tilskud skal den ansøgende virksomheds procesanlæg være omfattet af afgiftslovgivningens regler om let eller tung proces.

Ifølge Energistyrelsen er den retningsgivende maksimale støttesats for projekter med konvertering til VE 45 pct. af de støtteberettigede omkostninger for store virksomheder, 55 pct. for mellemstore og 65 pct. for små virksomheder. Støttesatserne er fastlagt på baggrund af EU's generelle gruppefritagelsesforordning². For at en virksomhed betegnes som lille, skal den have under 50 medarbejdere og den årlige omsætning eller samlede årlige balance må ikke overstige 10 mio. EUR. En mellemstor virksomhed skal have under 250 medarbejdere eller en omsætning under 50 mio. € årligt eller en samlet årlig balance på ikke over 43 mio. EUR³.

¹ Implementeret med "Lov om tilskud til fremme af vedvarende energi i virksomheders produktionsprocesser", LOV nr 607 af 12/06/2013

² Link til EU's forordning om den generelle gruppefritagelsesforordning.
<http://www.evm.dk/~media/oem/pdf/2011/statsstoette/statsstoette-regler/den-generelle-gruppefritagelsesordning.ashx>

³ Kilde: EU Kommissionen, 2008: Den nye definition af små og mellemstore virksomheder. Se også Energistyrelsens vejledning til ansøgning om tilskud:
http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/byggeri/vejledningen_til_ansoegning_om_tilskud_til_ve_til_proces_7_oktober_2013_aendring_til_khaled.pdf

Hvis støttebeløbet til en enkelt virksomhed overstiger ca. 55 mio. kr. (7,5 mio. Euro) kan der ikke gives støtte via gruppefritagelsesforordningen. I stedet skal der ske en enkeltgodkendelse hos EU Kommissionen i medfør af EU's rammebestemmelser for statsstøtte til miljøbeskyttelse. Her gives mulighed for støtte på op til 60 % for større virksomheder og op til 80 % for små virksomheder. Støtten omfatter investering tillagt driftsgevinst eller -tab i en femårig periode.

Ved udmøntning af VE til proces puljen stiller Energistyrelsen desuden krav om, at projekterne inklusive tilskud skal have en tilbagebetalingstid på mindst 2 år, og at der højst ydes et tilskud på 23 kr. for hver konverteret GJ set over 10 år.⁴

Energiafgifter

Tidligere har der været en vis afgiftsmæssig fordel for procesvirksomheder ved at udskifte naturgas med biogas, fordi fossile brændsler var pålagt højere afgifter på energi til proces (ca. 9 kr./GJ). Fra 2014 er energiafgifterne på fossile brændsler imidlertid blive sat ned til EU's minimumsafgiftsniveau på 1,3 kr./GJ. Dette er en konsekvens af implementeringen af "L 219 Forslag til lov om ændring af affalds- og råstofafgiftsloven, lov om kuldioxidafgift af visse energiprodukter, lov om afgift af elektricitet, momsloven og forskellige andre love"⁵. Samtidig vil biogas til proces – som indtil nu har været afgiftsfritaget – blive pålagt EU's minimumsafgift i forbindelse med implementering af forsyningsikkerhedsafgiften⁶. Der er derfor ikke længere en afgiftsmæssig gevinst forbundet med at udskifte naturgas med biogas på industrielle anlæg.

Gas-PSO og energispareforpligtelse

Den fremadrettede støtte til biogas vil blive finansieret af en naturgas PSO, der finansieres af forbrugerne af naturgas og bygas⁷. PSO-tariffen medfører et lille indirekte tilskud til direkte anvendelse af biogas. Denne effekt – som vurderes at være forholdsvist beskedent – er ikke medtaget i beregningerne.

Desuden skal virksomheder, der anvender naturgas betale for finansieringen af energibesparelser via det såkaldte energisparebidrag. Satsen afhænger af virksomhedens årlige forbrug. For en større virksomhed med et

⁴ <http://www.ens.dk/forbrug-besparelser/indsats-virksomheder/omstilling-vedvarende-energi-virksomheder/kan-faa-stoette>

⁵ <http://www.ft.dk/samling/20121/lovforslag/L219/index.htm>

⁶ Forslag til Lov om ændring af lov om afgift af elektricitet, lov om afgift af naturgas og bygas, lov om afgift af stenkul, brunkul og koks m.v., lov om energiafgift af mineralolieprodukter m.v. og lov om kuldioxidafgift af visse energi-produkter¹

⁷ <http://energinet.dk/DA/GAS/biogas/Stoette-til-biogas/Sider/Biogas-PSO.aspx>

naturgasforbrug mellem 300.000 m³ og 10.000.000 m³ er satsen 0,048 kr./Nm³ naturgas, svarende til ca. 1,2 kr./GJ. Hermed gives også et lille indirekte tilskud til direkte anvendelse af biogas, som der er taget højde for i beregningerne⁸. Bidraget forudsættes at være konstant frem til 2035.

⁸ Sats er hentet fra HMNs hjemmeside: <http://hmn.naturgas.dk/kunde/kundeservice/pris/distributionstarif/3/12-2013>.

2 Sammenfatning af resultater

Særlige perspektiver ved at anvende biogas til proces

En væsentlig del af industriens brændselsforbrug skyldes smeltning- eller brændingsprocesser. Dette kræver direkte afbrænding af brændslet i selve processen ved høje temperaturer dvs. uden et varmeoverførende medie som vand eller damp. Sådanne processer kan teknisk set ikke umiddelbart konverteres til brug af fast biomasse. Biogas er derfor en oplagt form for vedvarende energi, der umiddelbart vil kunne anvendes i denne type processer.

Analyse af virksomheder i Midt- og Nordjylland

Der er foretaget en analyse af gasforbrugsprofiler hos de største naturgasforbrugende virksomheder i Midt- og Nordjylland. Virksomhederne står for i alt ca. 1/3 af det samlede industrielle gasforbrug i Danmark. Hvis en virksomhed skal være hovedaftager af biogas, skal den kunne aftage biogasproduktion jævnt over tid. Hvis virksomheden er delaftager, fx fordi biogas også kan afsættes til et kraftvarmeværk, er kravene til kontinuerlig aftag ikke nær så afgørende. Analysen viser, at op mod 90% af gasforbruget i industrien er egnet til substitution med biogas, som hoved- eller delaftag. Ved etablering af gaslagre til håndtering af weekendlukning vil næsten to-tredjedele af gasforbruget være egnet som hovedaftag. Ellers vil hovedaftaget kun udgøre knap 20%.

Ca. 40 % af gasforbruget i Midt- og Nordjylland afsættes til virksomheder, som anvender gasturbiner. Der kan være vanskeligheder forbundet med at anvende biogas på gasturbiner, og det kan derfor være nødvendigt at investere i nye energianlæg på disse virksomheder, hvis de skal kunne aftage biogas. Dette bør undersøges mere detaljeret i de konkrete tilfælde.

Behovet og mulighederne for at yde investeringsstøtte til biogasanlæg fra VE til procesordningen som supplement til driftsstøtten

Beregningerne peger meget tydeligt på, at hvis en virksomhed skal vælge mellem at modtage enten investeringstilskud fra VE i procesordningen eller driftstilskuddene, som fremgår af "Lov om fremme af vedvarende energi", vil driftstilskud klart være at foretrække. Samtidig viser analyserne, at det ikke vil være kommercielt attraktivt for industrivirksomheder at aftage biogas direkte fra biogasanlæggene. Dette skyldes, at støtten til opgradering er 40 kr./GJ højere end støtten til direkte anvendelse til proces. Der er derfor en risiko, for at biogas vil blive opgraderet, selvom dette vil medføre øgede omkostninger

for samfundet på op mod ca. 25 kr./GJ. En løsning kan være, at gøre støtten til biogas uafhængig af anvendelsesformål, fx ved at øge støtten til biogas til proces til 79 kr./GJ.

Samfundsøkonomisk potentiale for biogas til proces

Der er identificeret et samfundsøkonomiske potentiale for at anvende biogas til proces i industri på ca. 6,5-7,5 PJ. Det svarer til omtrent 40-45 % af den biogasproduktion, der forventes i 2020 i flg. Danmarks Energifremskrivning (2012). Potentialet omfatter alene substitution af naturgas i industri. Hvis biogas dertil antages at kunne erstatte fuelolie til proces, øges det samfundsøkonomiske potentiale til ca. 8-9 PJ. Denne mulighed er dog mere usikker, da det må forventes at fuelolieforbrug, som med fordel kan konverteres til gas i naturgasområder, allerede er blevet det.

Opgørelsen viser, at der er en samfundsøkonomisk gevinst på op mod 50-130 mio. DKK/år ved at anvende biogas direkte til proces frem for opgradering.

De samfundsøkonomiske potentialer og gevinster er baseret på en sammenligning med biogasopgradering som alternativ. Hvis alternativet derimod er at afsætte biogas til kraftvarmeproduktion, vil den samfundsøkonomiske gevinst ved at anvende biogas til proces være væsentlig mindre. Således viser tidligere analyser, at den samfundsøkonomiske værdi af at anvende biogas på naturgaskraftvarmeværker, er sammenlignelig med værdien af at anvende biogas til procesvarme.

3 Analyse af investeringsstøtte til biogas

I dette kapitel undersøges effekten af de forskellige støtteordninger beskrevet i kapitel 1. Afslutningsvist gives idéer til mulige ændringer af støttesystemet med henblik på at fremme en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig anvendelse af biogas. Herunder undersøges muligheden for at yde investeringsstøtte til biogasanlæg fra "VE til Proces" puljen som supplement til (og ikke som erstatning for) driftsstøtten (pristillægget).

Analysen fokuserer på to anlægssituationer:

- A. En virksomhed etablerer eget biogasanlæg med henblik på selv at anvende biogassen i egen produktionsproces.
- B. Virksomhed anvender biogas i sin produktionsproces, som leveres udefra via en biogasledning (ej opgraderet).

I analyserne inddrages de cases, som Energistyrelsen har fået udarbejdet af Viegand og Maagø AS.

3.1 Økonomidata for biogasanlæg

Situation A

De følgende beregninger forudsætter, at investeringstilskuddet gives til den samlede investering i biogasanlæg, fremføring (lavtryksgasnet) og tilslutningsanlæg (ekstra gasrampe, øvrige anlægsmodifikationer). Det svarer til situation A, beskrevet i indledningen til dette kapitel, hvor en virksomhed etablerer eget biogasanlæg med henblik på selv at anvende biogassen i egen produktionsproces. Efterfølgende ses på situation B.

I forbindelse med Ea Energianalyses arbejde for Biogas Taskforce er der foretaget en analyse af økonomidata for biogasanlæg og nøglekomponenter. På baggrund af sammenstilling af data de projekter, der har søgt om anlægstilskud fra tilskudsordningen for biogasanlæg under Fødevarerministeriet i 2012, samt referencekilder - Energistyrelsens business case, Faktaark for biogasanlæg udarbejdet af Niras for Energinet.dk – er der opstillet centrale nøgledata for hhv. gårdanlæg af en størrelse op til ca. 75.000 ton biomasse/år og fællesanlæg af en størrelse fra ca. 200.000 til 400.000 ton biomasse/år.

Det er valgt at tage udgangspunkt i disse data i analyserne i dette projekt. Forudsætninger adskiller sig derfor lidt for de forudsætninger, der ligger til grund for Viegand og Maagø's case analyser.

	Gårdanlæg (op til 75.000 ton/år)	Fællesanlæg (200.000 – 400.000 ton/år)
Investering biogasanlæg	375 kr./ton/år	275 kr./ton/år
Div. anlægsinvesteringer	75 kr./ton/år	55 kr./ton/år
Total investering	450 kr./ton/år	330 kr./ton/år
Driftsudgifter anlæg	25 kr./ton	25 kr./ton
Gylletransport		25 kr./ton

Figur 1: Nøgledata for økonomien for biogasanlæg. Bemærk at udgifter til køb af energiafgrøder, procesenergi og transport af anden biomasse ikke er inkluderet.

Under investering biogasanlæg indgår

- Selve biogasanlægget (excl. anlæg til procesvarme)
- Anlæg til procesvarme
- Grundkøb⁹

Under diverse anlægsinvesteringer indgår

- Rådgivning
- Transport af gas til anvendelsesstedet.

Transportomkostningerne vil i praksis variere afhængigt af de lokale produktions og afsætningsforhold.

For et anlæg på 1000 tons per dag (365.000 tons årligt) kan investeringen i selve anlægget ud fra ovenstående bestemmes til ca. 100 mio. kr. Diverse anlægsinvesteringer udgør ca. 20 mio. kr. således at de totale investeringsomkostninger andrager ca. 120 mio. kr.

Produktionen fra anlægget vil afhænge af, hvilke kombinationer af biomasse der tilføres anlægget. Det hænger sammen med, at der er meget stor forskel på energiindholdet af de forskellige fraktioner. Gylle har et meget lavt energiindhold pga. det høje vandindhold, mens eksempelvis energiafgrøder og visse industrielle fraktioner har et relativt højt energiindhold.

Beregningerne tager udgangspunkt i et anlæg, hvor gylle står for ca. ½ af den samlede gasproduktion – og energiafgrøder og industriaffald den øvrige halvdel. Anlæggets samlede produktion udgør ca. 340 TJ.

⁹ Grundkøb som udgør en lille del af den samlede investering (ca. 1,6 mio. kr. ud af 120 mio. kr. er ikke støtteberettiget. Beregningerne tager ikke hensyn til dette.

I anlæg, hvor gylle andelen er mindre, og hvor forskellige restprodukter som halm, affald, naturpleje mv udgør en større andel, kan produktionen være væsentligt højere (ekstra 100 TJ eller mere). På disse anlæg vil omkostningerne til forbehandling også være højere ligesom anvendelsen af disse kilder til biogasproduktion er forbundet med en vis usikkerhed, fx halm hvor der er en vis usikkerhed om gasudbyttet pga. forholdsvis højt ligninindhold og naturpleje og husholdningsaffald, som forudsætter, at andre aktører fx den lokale kommune skaber rammerne for, at ressourcerne bliver tilvejebragt.

I det følgende analyseres et anlæg med 340 TJ årlig gasproduktion.

Sammenligning med VMAS case analyse

Der er ikke angivet en kapacitet i ton for det biogasanlæg, der indgår i Viegand og Maagøes case analyse – og ligeledes ikke, hvilke brændsler anlægget anvender. Anlæggets produktion er opgjort til ca. 8,5 mio. Nm³ metan¹⁰ svarende til 306 TJ og investeringsomkostningerne udgør 94,5 mio. kr. inklusiv rådgivning og transport af gas.

En sammenligning af investeringstal og gasproduktion indikerer dog, at den relative investeringsomkostning (kr./GJ) stemmer godt overens med vurderingerne i denne rapport.

	Investering	Gasproduktion per år	Investering i kr./GJ
Denne rapport	120 mio. kr.	340-426 TJ	282-353
Viegand og Maagøe*	94,5 mio. kr.	306 TJ	309

Tabel 1: Sammenligning af data for biogas. *Viegand og Maagøe, 2013: "Kortlægning VE til proces, Delrapport 3 - Business Cases"

Driftsomkostninger

Anlæggets omkostninger til transport af husdyrgødning (gylle) andrager 8 mio. kr./år, køb af energiafgrøder udgør 12 mio. kr./år og øvrig drift og vedligeholdelse 9 mio. kr./år. I alt 29 mio. kr./år.

Indtægter

Biogasanlæggets gasproduktion forudsættes afsat til en industriel forbruger, der alternativt anvender kvoteomfattet naturgas. Biogasanlæggets indtægter svarer derfor til købsprisen for den fortrængte naturgas og de sparede CO₂-kvoter. Prisen på naturgas er bestemt ud fra Energistyrelsens brændselsprisforudsætninger fra oktober 2012. For CO₂-kvoteprisen er

¹⁰ Angivet som biogas, men det antages at der er tale om Nm³ metan

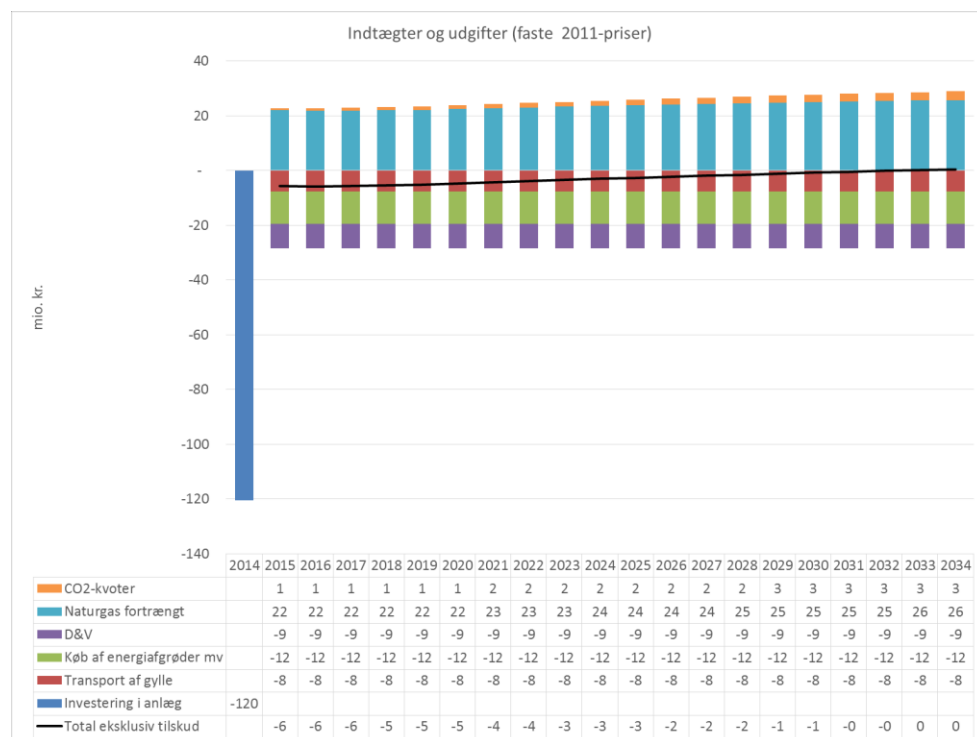
anvendt et opdateret estimat som også er anvendt i forbindelse med den fjernvarmeanalyse, som Ea og COWI har gennemført for Energistyrelsen. Udviklingen tager højde for priskollapset i CO₂-kvotemarkedet. I 2020 forudsættes CO₂-kvoteprisen at være godt 70 kr./ton.

Dertil kommer eventuelle tilskud. Disse vil afhænge af, hvilken tilskudsordning der vælges – og der ses derfor bort fra disse i første omgang.

3.2 Økonomi - uden afgifter og tilskud

Figuren nedenfor viser anlæggets indtægter (positive værdier) og udgifter (negative) i faste priser i driftsperioden. Beregningen er her foretaget uden at indregne effekten af tilskud og afgifter, for at vise behovet for støtte. Anlægget forudsættes opført i løbet af 2014 således, at det er klar til drift primo 2015. Herefter er anlægget i drift i 20 år frem til og med 2034.

Anlæggets samlede omkostninger udgør 29 mio. kr., mens indtægterne andrager godt 23 mio. kr. i 2015 heraf knap en 1 mio. kr. fra fortrængt naturgas. Uden afgifter og tilskud er der således et driftsunderskud i 2015 på 6 mio. kr. Mod slutningen af perioden går driftsregnskabet i nul, fordi naturgasprisen og CO₂-kvoteprisen forudsættes at stige.



Figur 2: Udgifter (negative værdier) og indtægter (positive værdier) ekskl. Afgifter og tilskud i driftsperioden. Udtrykt i faste priser (2011).

Da anlæggets driftsøkonomi er negativ, og der dertil ligger en investering på 120 mio. kr. up-front, bliver den samlede nutidsværdi markant negativ, i alt – 162 mio. kr. i 2013, når de fremtidige pengestrømme tilbagediskonteres med en real rente på 5 %.

Mio. kr.	NPV (2013)
Investering i anlæg	-115
Transport af gylle	-95
Køb af energiafgrøder mv.	-147
D&V	-114
Naturgas fortrængt	291
CO2-kvoter	22
I alt	-157

Tabel 2: Nutidsværdi (NPV) i 2013. Ekskl. afgifter og tilskud.

Tilskud fra VE i procesordning

3.3 Økonomi ved investeringstilskud (VE procesordningen)

VE i procesordningen giver som tidligere beskrevet mulighed for at opnå investeringstilskud på 45-65 % i medfør af gruppefritagelsesforordningen. Tilskudsprocenten afhænger af virksomhedens størrelse. De fleste større industrivirksomheder ligger formentligt i kategorien stor eller mellemstor og er derfor berettigede til et tilskud på enten 45% eller 55%.

Anlægsinvesteringen i biogasanlægget udgør som nævnt ca. 120 mio. kr., og investeringen vurderes at opfylde kravet om ”ekstra omkostninger sammenlignet med et konventionelt kraftværk eller varmesystem”. For en større virksomhed udgør tilskuddet op til ca. 54 mio. kr. (52 mio. kr. tilbagediskonteret til 2013) og for en mellemstor virksomhed op til ca. 66 mio. kr. (62 mio. kr. tilbagediskonteret til 2013). Det bemærkes, at for en mellemstor virksomhed vil tilskuddet overstige grænsen på 55 mio. kr. under gruppefritagelsesforordningen, og det vil derfor skulle anmeldes til EU Kommissionen.

Som nævnt stiller Energistyrelsen desuden krav om, at projekterne højst ydes et tilskud på 23 kr. for hver konverteret GJ set over en 10 års periode. På 10 års sigt vil anlægget producere ca. 3.400 TJ biogas (10*340 TJ), hvilket berettiger et tilskud på op til 78 mio. kr. (3400 TJ*23 kr.). Dette udgør således ikke en begrænsning for mulighederne for at yde tilskud.

Projektets NPV med hhv. 45% og 55% tilskud bliver hhv. -106 mio. kr. og -94 mio. kr.

NPV uden tilskud	NPV med 45 % anlægstilskud	NPV med 55 % anlægstilskud
-157 mio. kr.	-106 mio. kr. (Anlægstilskud: 52 mio. kr.)	-94 mio. kr. (Anlægstilskud: 63 mio. kr.)

Tabel 3: NPV (2013) af projekt med og uden anlægstilskud. Støtte fra VE i proces ordningen.

Støtte godkendt under miljørammebestemmelserne

Der er desuden regnet på støtte i medfør af EU's miljørammebestemmelser på 60 % til investering tillagt driftsgevinst eller -tab i en femårig periode. Dette forudsætter som tidligere nævnt, at EU Kommissionen godkender støtten.

I det tilfælde udgør det støtteberettigede beløb 148 mio. kr. (investering på 120 mio. kr. + 5 års driftsunderskud på i alt 27 mio. kr.), og dermed andrager støtten i alt 89 mio. kr. (diskonteret til 2013 udgør støtten 84 mio. kr.). Projektets NPV ender på -73 mio. kr.

Det skal bemærkes, at tilskuddet svarer til 26 kr./GJ og dermed ligger over Energistyrelsens maksimale støtteniveau på 23 kr./GJ over en 10 års periode. Det samlede tilskud vil derfor blive begrænset til førnævnte 78 mio. kr. (75 mio. kr. diskonteret til 2013). Dermed reduceres projektets NPV til -88 mio. kr.

NPV uden tilskud	NPV med 60 % støtte til anlæg og drift over 5 år	NPV med 60 % støtte til anlæg og drift over 5 år (begrænsning på 23 kr./GJ)
-157 mio. kr.	-73 mio. kr. (Tilskud: 84 mio. kr.)	-83 mio. kr. (Tilskud: 75 mio. kr.)

Tabel 4: NPV (2013) af projekt med og uden anlægstilskud. Støtte forudsætter anmeldelse og godkendelse af EU Kommissionen

3.4 Økonomi – ved driftstilskud

Alternativt kan anlægget vælge at få driftstilskud via "Lov om fremme af vedvarende energi".

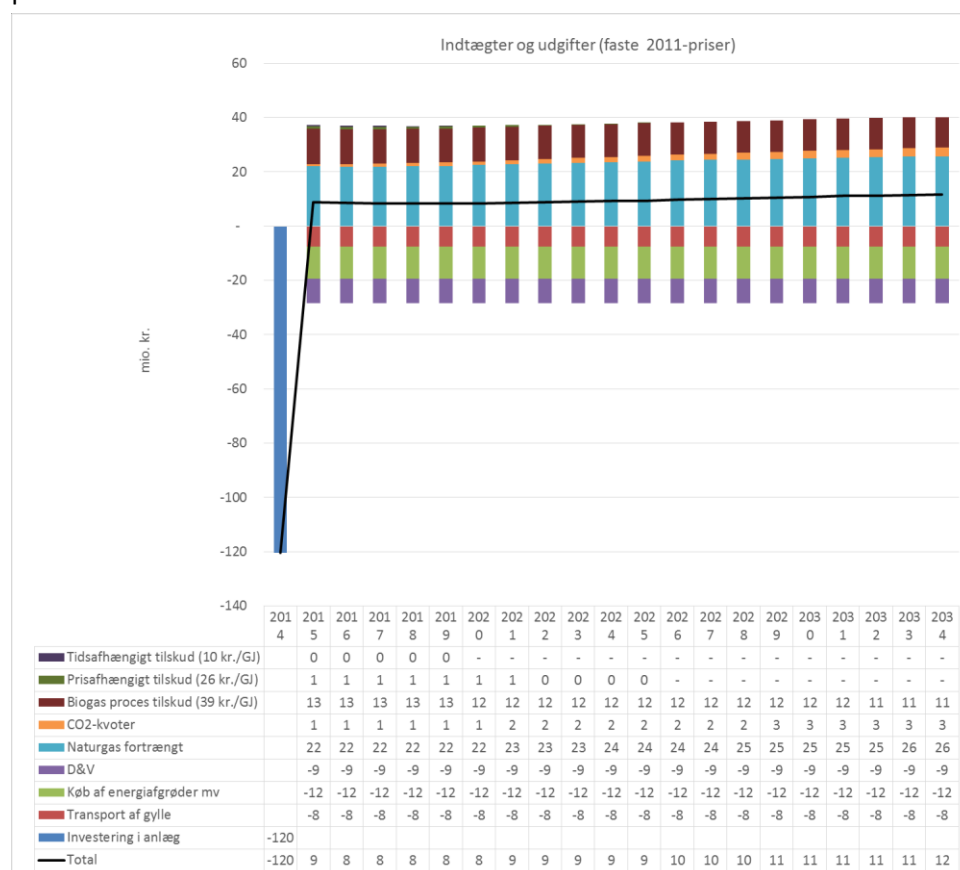
Som tidligere beskrevet gives tre forskellige driftstilskud til procesenergi:

- Biogas proces tilskud (39 kr./GJ)
- Prisafhængigt tilskud (26 kr./GJ)
- Tidsafhængigt tilskud (10 kr./GJ)

Anvendes Energistyrelsens brændselsprisforudsætninger udgør det dedikerede tilskud 39 kr./GJ langt den største del af det samlede tilskudsbidrag. Det prisafhængige tilskud giver nemlig kun en begrænset påvirkning af anlægget i økonomiberegningen, fordi naturgasprisen forventes at stige fremadrettet – og det tidsafhængige tilskud opnås kun i en periode på 5 år. Fra et investorsynspunkt kan det prisafhængige tilskud dog give en betydelig sikkerhed, fordi det beskytter mod eventuelt lave naturgaspriser.

Det skal bemærkes, at der kun sker en 60 % pristalsregulering af tilskuddene, dvs. at der reelt sker en udhulning af tilskuddene, som vil afhænge af inflationen. Der er i beregningerne forudsat en inflationsrate på 1,8 % p.a.

Nedenfor ses anlæggets indtægter (positive værdier) og udgifter (negative) i faste priser i driftsperioden. Der er et løbende driftsoverskud (ekskl. afdrag og renter på anlæg) på ca. 8 mio. kr. i 2015 stigende til 12 mio. kr. årligt til sidst i perioden.



Figur 3: Udgifter (negative værdier) og indtægter (positive værdier) inkl. driftstilskud i perioden 2014-2035. Udtrykt i faste priser (2011).

Projektets samlede nutidsværdi er ca. 2 mio. kr. i 2013, når de fremtidige pengestrømme tilbagediskonteres med en real rente på 5 %. Nutidsværdien af driftstilskuddene udgør i alt ca. 159 mio. kr.

Mio. kr.	NPV
Investering i anlæg	-115
Transport af gylle	-95
Køb af energiafgrøder mv.	-147
D&V	-114
Naturgas fortrængt	291
CO2-kvoter	22
Biogas proces tilskud (39 kr./GJ)	152
Prisafhængigt tilskud (26 kr./GJ)	5
Tidsafhængigt tilskud (10 kr./GJ)	1
Total	2

Tabel 5: Nutidsværdi (NPV) i 2013. inkl. produktionstilskud.

3.5 Investeringstilskud vs. driftstilskud

Beregningerne peger meget tydeligt på, at hvis en virksomhed skal vælge mellem at modtage enten investeringstilskud eller driftstilskud, vil driftstilskud klart være at foretrække.

	NPV af tilskud
Investeringstilskud (45%)	52 mio. kr.
Investeringstilskud (55%)	63 mio. kr.
Investeringstilskud (60%+5års drift)	84 mio. kr.
Investeringstilskud (60%+5års drift)+begrænsning til 23 kr./GJ	75 mio. kr.
Sum af driftstilskud	159 mio. kr.

Tabel 6: Nutidsværdi (NPV) af tilskud

3.6 Levering af biogas fra anden leverandør

Situation B

Ovenstående analyser har fokuseret på situation A, hvor en virksomhed etablerer eget biogasanlæg med henblik på selv at anvende biogassen i egen produktionsproces. Alternativet, situation B, er, at virksomheden anvender biogas i sin produktionsproces, som leveres udefra via en biogasledning. Her gives investeringstilskuddet alene til fremførings- og tilslutningsanlæg – fx fordi biogasanlægget ejes og drives af en anden virksomhed (ofte er biogasanlægget ejet af de landmænd, der forsyner det med husdyrgødning).

Omkostninger til fremførings- og tilslutningsanlæg vil afhænge af de konkrete anlægskonfigurationer. Etablering af eksempelvis 10 km lavtryksgasnet vil indebære en investering på i størrelsesordenen 5-10 mio. kr. I forbindelse med Ringkøbing-Skjern projektet har DGC vurderet, at omstilling af en naturgasmotor til biogas vil indebære omkostninger på 0,3 til 1,3 mio. kr. For nogle typer af motorer kan der være yderligere omkostninger til tryksætning af biogas på 2-2,5 mio. kr.¹¹ Omstillingen af en gaskedel til biogas vurderes i hovedreglen at indebære væsentligt lavere omkostninger på i størrelsesorden 0,1 mio. kr.

I situationer, hvor der er lang afstand mellem biogasanlæg og procesvirksomhed fx 20 km og høje omstillingsomkostninger, vil de samlede investeringer kunne beløbe sig til ca. 25 mio. kr. Investeringstilskuddet fra VE i procesordningen vil her kunne udgøre op til 14 mio. kr. (55% af 25 mio.kr.).

Det fremgår, at der tale om et meget lille investeringstilskud sammenlignet med tilskuddene i situation A, også selvom integrationsomkostninger i en konkret case skulle vise sig at være markant højere end beregnet ovenfor. Da virksomheden samtidig ikke kan få driftstilskud på 39 kr./GJ vurderes denne støttemulighed generelt at være uinteressant for virksomhederne.

3.7 Muligheder for ændret støtte til biogas til proces

Muligheden for større anvendelse af biogas til direkte til procesvarme på industrivirksomheder udfordres af, at støtten til proces blot er 39 kr./GJ, mens eksempelvis opgradering støttes med 79 kr./GJ. Forskellen i støtte mellem opgradering og proces udgør således ca. 40 kr./GJ, hvilket giver et kraftigt incitament til opgradering frem for direkte anvendelse. Afsætning til kraftvarme gives ligeledes højere støtte end afsætning til proces.

I en virksomheds valg mellem direkte afsætning af biogas og opgraderingen vil en række øvrige forhold desuden spille ind:

- Erstatte biogas naturgas til procesvarme vil virksomheden spare distributionstarif og betaling af energispændebidrag, hvilken tilsammen udgør ca. 5 kr./GJ¹². Beregningerne i de forrige afsnit tager højde for dette.

¹¹ DGC, 2011: "Establishment of a biogas grid and interaction between a biogas grid and a natural gas grid." http://www.dgc.eu/sites/default/files/filarkiv/documents/R1101_biogas_grid.pdf

¹² Distributionstarif udgør ca. 3,8 kr./GJ for en virksomhed med et energiforbrug mellem 300.000 og 10.000 mio. Nm³ naturgas og energispændebidraget ca. 1,2 kr./GJ <http://hmn.naturgas.dk/kunde/kundeservice/pris/distributionstarif/>

- Opgradering af biogas koster i størrelsesordenen 25 kr./GJ.
- Der kan være betydelige omkostninger forbundet med fremføring af biogas til en industrivirksomhed. Disse omkostninger vil afhænge af en række lokale forhold herunder særligt afstanden mellem biogasanlæg og virksomhed, hvor store gasvolumener og virksomhedens aftageprofil. Omkostningerne beskrives nærmere i de efterfølgende kapitler.
- Forskellig risikoprofil på afsætningsmulighederne. Opgraderes biogassen kan der afsættes til et stort marked herunder mulighed for afsætning til forbrugere med højere betalingsvillighed for grøn gas, fx inden for transportsektoren. Afsættes til en lokal industrivirksomhed er der risiko for at afsætningsmulighederne begrænses fremadrettet, hvis virksomheden kommer i økonomiske vanskeligheder.

Samlet set peger ovenstående dog på, at virksomhederne med de nuværende rammevilkår vil vælge at opgradere biogassen. Gevinsten ved opgraderingen udgør som minimum ca. 10 kr./GJ (40 kr./GJ højere tilskud fratrukket omkostning til opgradering på 25 kr./GJ og sparede omkostninger til naturgasdistributionsbidrag og energisparebidrag ved direkte afsætning på ca. 5 kr./GJ). Dertil kommer sparede omkostninger til direkte fremføring og integration af biogassen på virksomheden, som vil afhænge af lokale forhold.

Opgraderingen af biogas kan imidlertid medføre et samfundsøkonomisk tab, som kan udgøre op imod ca. 25 kr./GJ (omkostningen til opgraderingsanlæg).

Muligheder for tilskudsmæssig ligestilling

Tilskyndelse til en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig anvendelse af biogassen kan ske ved at gennemføre en tilskudsmæssig ligestilling mellem de forskellige anvendelsesmuligheder af biogas. Det kan eksempelvis håndteres ved at øge tilskuddet til biogas til proces, så det svarer til tilskuddet til opgradering eller ved at betragte afsætning af rensset biogas til et lavtryksnet som opgradering. I forvejen betragtes afsætning til bygasnet som opgradering¹³, selvom dette ikke nødvendigvis kræver egentlig opgradering af biogassen. Støtten vil i det tilfælde blive tildelt til den, der ”opgraderer” biogassen til lavtryksnettet.

Kombinationen af driftstilskud og anlægstilskud er som udgangspunkt ikke tilladt. Selvom man tillod kombinationen af driftsstøtte på 39 kr./GJ

¹³ VE-loven § 35c, Stk. 8. ”Renset biogas, der leveres til et bygasnet, modtager samme pristillæg som opgraderet biogas, der leveres til det sammenkoblede system. Pristillægget ydes til den, der foretager rensningen af biogassen til brug i bygasnettet.”

(gældende lov) og anlægstilskud på op til 60 %, vil det samlede tilskud desuden stadig være lavere end de 79 kr./GJ, som gives til opgradering. Nutidsværdien af investeringstilskuddet er således op til 75 mio. kr. for case-anlægget, mens det højere driftstilskud til opgradering har en værdi på 155 mio. kr. Altså en difference på 81 mio. kr.

Nutidsværdi af tilskud	
Investeringstilskud 60 % (begrænsning på 23 kr./GJ over 10 år)	75 mio. kr.
Højere driftstilskud til opgradering på 40 kr./GJ (79 kr./GJ fratrukket 39 kr./GJ)	156 mio. kr.
Difference	81 mio. kr.

Tabel 7: Nutidsværdi af tilskud for case-anlægget med en årlig biogasproduktion på ca. 340 TJ. Beregningen tager højde for, at investeringstilskuddet gives up-front, men omvendt er begrænset til maksimalt 23 kr./GJ over en 10 års periode. Driftstilskuddene gives løbende, men til gengæld over hele projektets levetid på 20 år.

Kombinationen af driftstilskud og anlægstilskud kan dog være tilstrækkeligt til, at nogle virksomheder vil foretrække direkte anvendelse frem for opgradering fordi virksomheden samtidig vil spare omkostninger til opgradering. En opgraderingsomkostning på 25 kr./GJ svarer således til en nutidsværdi på 93 mio. Dertil kommer at direkte anvendelse vil medføre besparelser på ca. 18 mio. kr. (nutidsværdi) til naturgasdistributionstarif og energisparebidrag. På den anden side kan der også være betydelige omkostninger til fremføring og direkte afsætning af biogas afhængigt af de lokale forhold.

Det kan derfor ikke entydigt konkluderes, om kombinationen af det nuværende driftstilskud på 39 kr./GJ og anlægstilskud fra VE i procespuljen vil være tilstrækkeligt til at biogas primært vil gå til direkte anvendelse.

4 Analyse af data for Midt- og Nordjylland

I dette kapitel foretages en særskilt analyse af potentialet for at afsætte biogas til erhvervsvirksomheder i Midt og Nordjylland. Analysen er baseret på data og vurderinger, som HMN Naturgas I/S venligst har stillet til rådighed.

I analysen indgår erhvervskunder, som over årene 2009, 2010 og 2011 havde et gennemsnitligt årligt naturgasforbrug på omkring 1,7 mio. m³ (67 TJ) og derover. I alt 36 virksomheder opfylder disse kriterier. Samlet set er virksomhederne forbrug 9,5 PJ. Ifølge data fra Danmarks Statistik var naturgasforbruget på industrivirksomheder i de samme kommuner 9,4 PJ (virksomheder <10TJ frasorteret) i 2009, hvilket indikerer en rimelig overensstemmelse mellem de to kilder.

Til sammenligningen var det samlede energiforbrug på procesvirksomheder i Danmark ca. 27 PJ i 2009 (virksomheder <10TJ frasorteret). De analyserede virksomheder står således for ca. 1/3 af det samlede naturgasforbrug på større danske erhvervsvirksomheder.

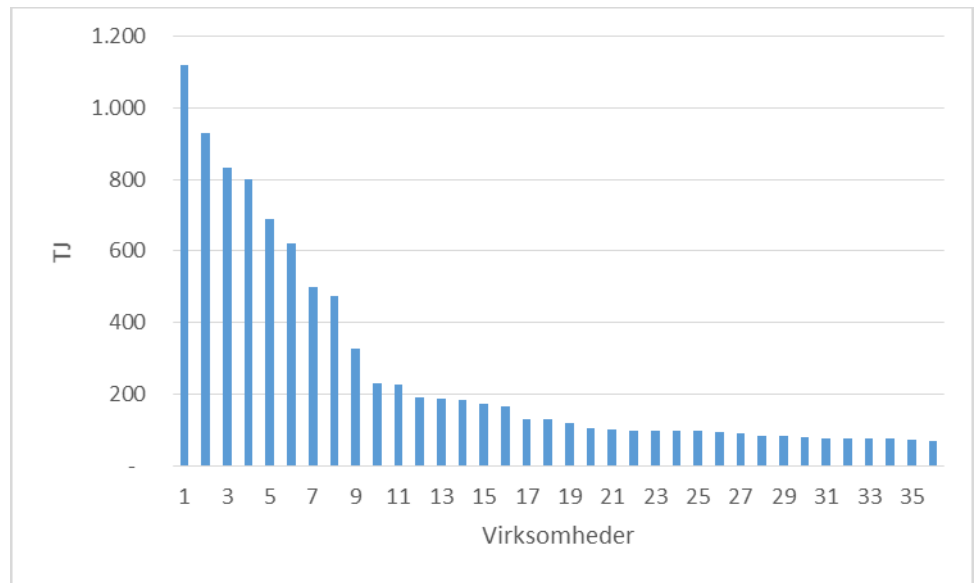
Data

For hver kunde er følgende forhold belyst, da disse forhold som før nævnt vil have betydning for virksomhedernes egnethed som aftager af biogas:

- Forbrugsprofiler.
 - o Variationen over året
 - o Over juli måned (for at vurdere, om der er særlige problemstillinger i sommerferiemåned)
 - o Over en tilfældigt valgt hel arbejdsuge (Uge 19, dvs. 7. – 13. maj 2012, begge dage incl.)
 - o Over en tilfældigt valgt arbejdsdag (den 9. maj 2012).
- Type af gasforbrugende installation (gasturbine, gasmotor og kedel/proces).
- Geografisk placering af virksomheden

Der er tale om kommercielt fortrolige data, hvorfor data alene er videregivet i aggregeret eller anonymiseret form.

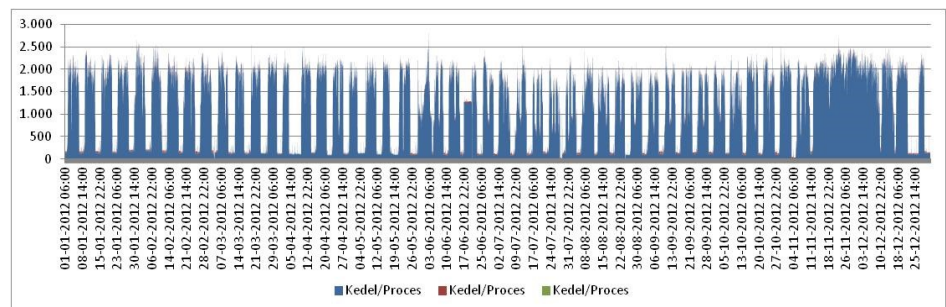
Nedenstående figur viser energiforbruget på de enkelte 36 virksomheder. De seks største virksomheder står tilsammen for lidt over halvdelen af det samlede forbrug.



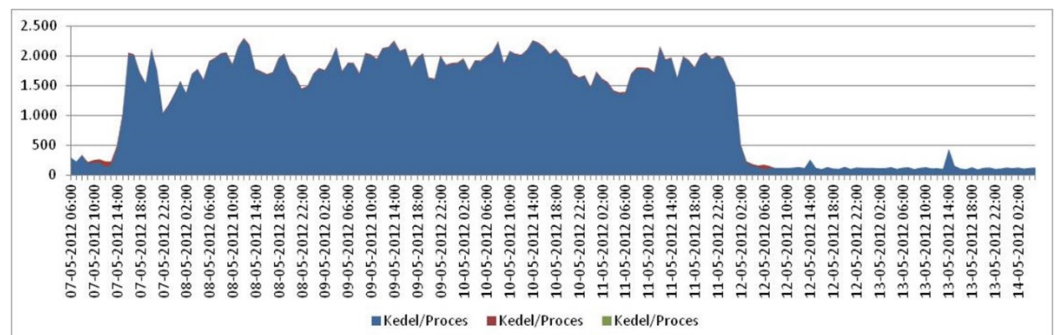
Figur 4: Energiforbrug (TJ) på de 36 virksomheder med gennemsnitlig energiforbrug større end ca. 67 TJ i perioden 2009-2011.

Eksempel på forbrugsprofiler

Nedenfor viser eksempler på års- og ugeforbrugsprofiler for en tilfældig udvalgt virksomhed:



Figur 5: Eksempel på årsprofil



Figur 6: Eksempel på ugeprofil

4.1 Analyse af data

Biogas produceres som udgangspunkt jævnt over tid, dog med mulighed for at foretage sæsonregulering og lagring over kortere perioder. Lavtrykslagring over længere perioder er også teknisk muligt, men er ikke nærmere vurderet her.

Hvis en virksomhed skal være hovedaftager af biogas, stiller det krav til at den skal kunne aftage biogasanlæggets produktion jævnt over tid, da biogassen ellers må bortflares.

Hvis biogasanlægget afsætter sin gas til flere aftagere fx et kraftvarmeværk (eventuelt opgradering) og en eller flere virksomheder, er det ikke i samme grad nødvendigt med en jævn forbrugsprofil. Det kan fx være tilfældet hvis biogassen fordeles i små eller større netværk (a la Ringkøbing Skjern) med flere aftagere og eventuelt flere biogasproducenter. En jævn gasprofil vil dog fortsat være at foretrække aht. dimensioneringen af gasledningen og den nødvendige biogasproduktionskapacitet (m³/time).

Samtlige virksomheders forbrugsprofiler er gennemgået, og vi har på den baggrund analyseret, hvilke virksomheder, der er egnende som "hoved"- og "delaftagere":

Virksomhedernes forbrugsmønstre varierer meget, men en række generiske forhold afspejler sig ofte i profilerne – nemlig at virksomhederne har fx:

- Weekendlukket
- Sommerferielukket
- Batch-produktion – on-off i længerevarende perioder
- Sæsonproduktion – kun produktion i 3-9 mdr.

I flere virksomheder ses kombinationer af ovenstående mønstre.

Opdelingen af hovedaftagere og delaftagere er sket ud fra følgende kriterier:

- Hovedaftager af biogas. For at leve op til dette skal virksomheden forbrug ligge stabilt over året. Fluktuationer inden for døgnet accepteres, da disse vurderes at kunne udjævnes via et lokalt gaslager. Der er også medtaget "delstrømme" på virksomheder, altså den del af gasforbruget som udgør et jævnt bundniveau. Virksomheder uden aftag i weekenden er ikke medtaget.

- Delaftager af biogas i kombination med andre aftagere. Det er vanskeligere at sætte faste kriterier op for, om en virksomheder er egnet som delaftager eller ej. Det er her valgt at se bort for virksomheder, der har udpræget sæsonforbrug, fx kun forbrug 3-4 mdr årlig, da dette vil give en dårlig kapacitetsudnyttelse. Afhængigt af afstande mellem virksomheder og biogasanlæg og forbrugsprofilerne for de andre aftagere i nettet - kan disse virksomheder alligevel vise sig interessante som delaftagere.

Ud af det samlede energiforbrug på 9,4 PJ vurderes kun ca. 1,6 PJ (17 %) at være egnet til eneaftag, mens omvendt hele 82 % vurderes egnet til delaftag. Kun 2 % vurderes ikke umiddelbart at være egnet til, hverken ene- eller delaftag. Det skal dog understreges, at analysen er forholdsvist følsom overfor, om weekend-lukning diskvalificerer en virksomhed fra at være egnet som hovedaftager. Dette indgår som en forudsætning i ovenstående beregning. Hvis weekendvariationen kan håndteres ved at etablere et større gaslager kan andelen af hovedaftagere øges betragteligt til op mod 65 % af det samlede gasforbrug.

Geografi To ud af de 36 virksomheder ligger placeret på beliggenheder, som betyder at fremføringsomkostningerne umiddelbart vil være forholdsvist høje. Når der tages højde for dette øges andelen af gasforbruget, der ikke er egnet til biogasafsætning til 11%.

Teknologi Tabellen nedenfor viser gasforbruget fordeling på forbrændingsteknologi. På nogle virksomheder anvendes flere teknologier, her er gasforbruget allokeret til den teknologi, der har det største forbrug (primærtteknologien).

Ca. 55 % af de samlede gasforbrug anvendes på virksomheder, hvor gaskedler er den primære forbrændingsteknologi, 5 % på gasmotorer og 40 % på gasturbineanlæg.

Fordeling på primærtteknologi	TJ	Andel
Gaskedel	5.288	56%
Gasmotor	431	5%
Gasturbine	3.765	40%
Total	9.484	100%

Tabel 8: Naturgasforbruget fordelt på primærtteknologier

Gasturbiner er følsomme over for variationer i gaskvaliteten, hvorfor det kan være forbundet med højere omkostninger at erstatte naturgas med biogas her. I forbindelse med den naturlige udskiftning af gasturbiner pga. nedslidning, kan der være et "window of opportunity" for skift til biogas.

4.2 Samlet potentiale

Nedenfor er det samlede potentiale for afsætning af biogas til produktionsvirksomheder opgjort. Der er foretaget to potentialeopgørelser, én hvor gasturbineanlæg indgår, og én hvor de vurderes som "ikke relevant". Som nævnt vil en meget stor del af gasforbruget, der er klassificeret som delaftag, kunne flyttes til kategorien hovedaftag ved etablering af et gaslager til håndtering af weekendlukning.

De to virksomheder, som ligger åbenlyst uhensigtsmæssigt placeret for aftag af biogas indgår i kategorien "ikke relevant". Derudover tager opgørelsen ikke højde for, om der faktisk er potentiale for at producere biogas nær virksomhederne.

Samlet potentiale for afsætning af biogas, TJ	Inkl. afsætning til gasturbiner		Eksklusiv afsætning til gasturbiner	
Hovedaftager	1.596	17%	1.075	11%
Delaftager	6.804	72%	3.559	38%
Ikke relevant	1.085	11%	4.850	51%
I alt	9.484	100%	9.484	100%

Tabel 9: Potentiale for afsætning af biogas til større virksomheder, der anvender naturgas i Nord- og Midtjylland.

5 Afsætningspotentialer på landsplan

I dette kapitel analyseres det samlede potentiale for afsætning af biogas til erhvervsvirksomheder i Danmark.

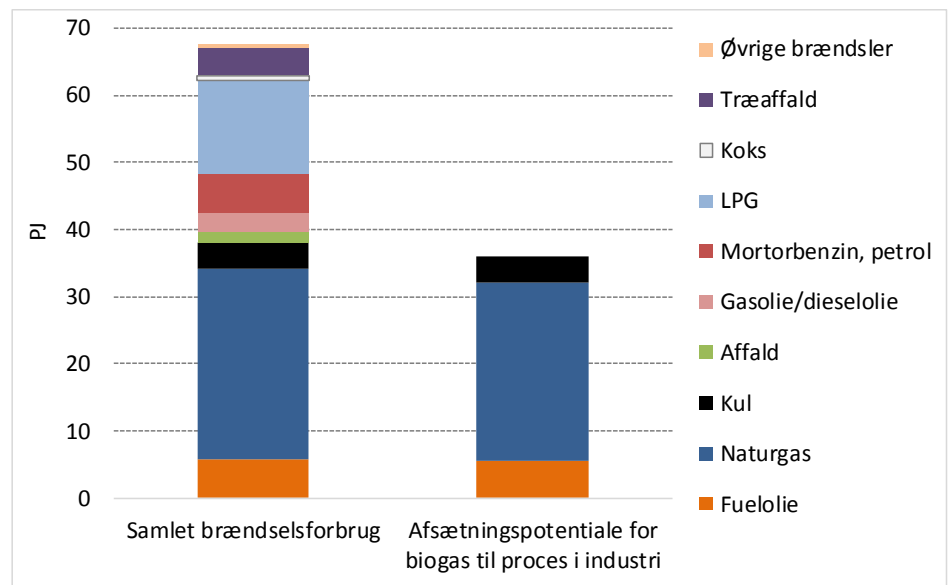
Industriens brændselsforbrug er opgjort på baggrund af data indkøbt af Danmarks Statistik (2009). Energiforbruget er opgjort for hver enkelt kommune i Danmark. Kortlægningen omfatter såkaldte "faglige enheder", der tilhører industrifirmaer med mindst 20 ansatte, hvilket svarer til ca. 90 pct. af industriens energiforbrug.

Det samlede energiforbrug i Danmark er vist i venstre søjle i Figur 7. Forbruget er korrigeret for faldet i industriens energiforbrug på 5 % fra 2009 til 2012¹⁴. Den del af det fossile brændselsforbrug, der potentielt kan erstattes af biogas, er angivet i den højre søjle. Det er her vurderet, at biogas ville kunne erstatte de fossile brændsler, der overvejende anvendes til industrielle processer (fuelolie, naturgas og kul)¹⁵. De øvrige fossile brændsler, LPG, motorbenzin, gasolie/dieselolie anvendes typisk overvejende til arbejdskørsel. Dertil anvendes gasolie/dieselolie i spidslast/reservekedler, men idet biogasproduktion er bedst egnet til stabil afsætning, vurderes biogas ikke egnet til denne anvendelse.

I opgørelsen over afsætningspotentialer er det derudover antaget, at biogasanvendelse kun er realistisk for virksomheder med et brændselsforbrug på over 10 TJ/år. Dette ud fra en betragtning om, at en vis skala er nødvendig, før en rimelig økonomi kan opnås. Dette kriterium indebærer en frasortering af et samlet forbrug af fuelolie, naturgas og kul på ca. 2 PJ.

¹⁴ Kilde: Danmark Statistik, 2013: <http://www.dst.dk/pukora/epub/Nyt/2013/NR431.pdf>

¹⁵ En mindre del af brændselsforbruget angivet i højre kolonne vil dog omfatte rumvarme.



Figur 7. Samlet brændselsforbrug i industri samt den del af det fossile brændselsforbrug, der potentielt kan konverteres til biogas. Kilde (venstre søjle): Danmarks Statistik (2009, 2013). Små virksomheder med brændselsforbrug under 10 TJ/år er frasorteret.

Figur 7 illustrerer, at naturgas udgør størstedelen af det fossile brændselsforbrug i industrien, som kan konverteres til biogas (27 PJ ud af 36 PJ).

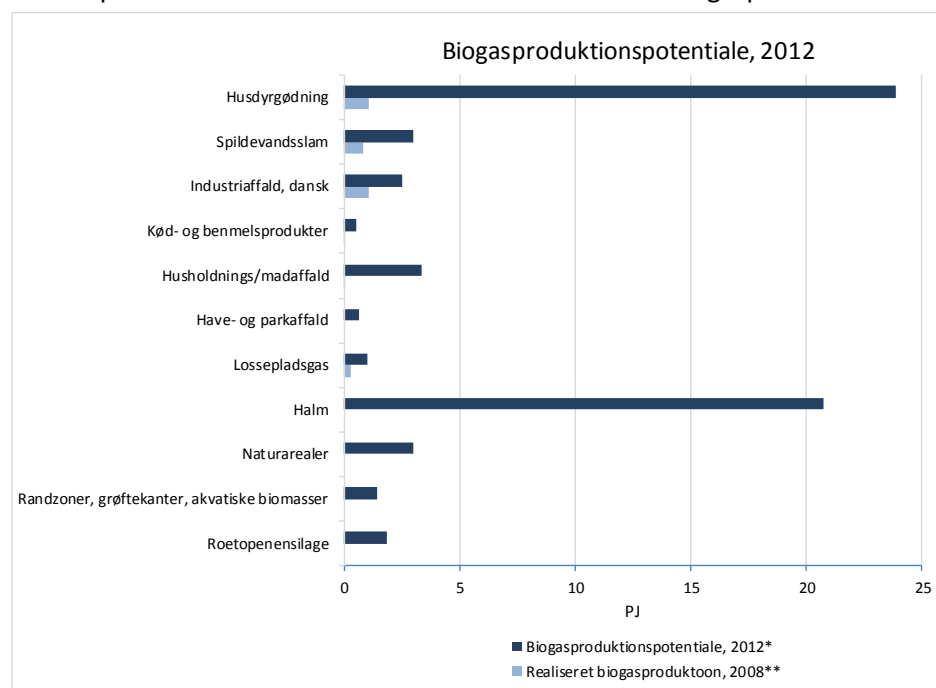
15 PJ af det konvertible brændselsforbrug i industrien repræsenterer smeltning- eller brændingsprocesser, som kræver direkte afbrænding af brændslet i selve processen ved høje temperaturer dvs. uden et varmeoverførende medie som vand eller damp. Sådanne processer kan teknisk set ikke umiddelbart konverteres til brug af fast biomasse som træflis eller træpiller, og biogas er derfor den eneste form for VE, der umiddelbart vil kunne anvendes i denne type processer. Processerne omfatter fx brænding af tegl og mursten (i dag anvendes typisk naturgas/olie), smelteovne til glas, stål og stenuldsisoleringsmaterialer (i dag anvendes typisk olie/kul/gas) og roterovne til cement- og klinkeproduktion mv. (i dag anvendes typisk kul/affald) (Viegand & Maagøe, 2013a). I et langsigtet perspektiv omkring udfasning af fossile brændsler er biogasanvendelse dermed særligt oplagt i denne type processer.

5.1 Produktionspotentialer for biogas

Det samlede potentiale for produktion af biogas fra husdyrgødning, halm, husholdningsaffald og industriaffald mv. i Danmark er omtrent 60 PJ¹⁶, hvoraf

¹⁶ AgroTech (2013) suppleret med PlanEnergi (2010) og Energistyrelsen (2010).

kun ca. 4 PJ udnyttes i dag. Figur 8 illustrerer biogasproduktionspotentialet fordelt på ressourcer samt den nuværende realiserede biogasproduktion.



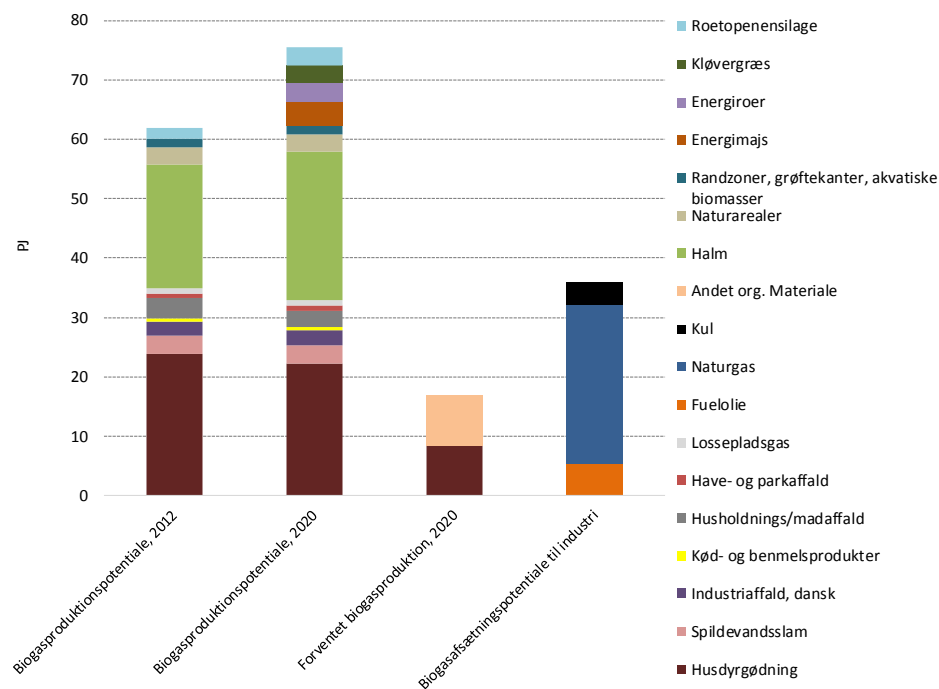
Figur 8. Biogaspotentialer og –udnyttelse. Kilde: Energistyrelsen (2010). *Kilde: AgroTech (2013)¹⁷. **Kilde: Energistyrelsen (2010).

Hvis dette biogaspotential blev fuldt udnyttet, ville det kunne dække ca. 7-8 % af Danmarks nuværende bruttoenergiforbrug.

5.2 Produktionspotentiale vs. afsætningspotential

Biogasproduktionspotentialet kan øges mod 2020 ved bl.a. at inddrage energimajs, energiroer og kløvergræs som ressourcer (AgroTech, 2013). Produktionspotentialerne for 2012-2020 og afsætningspotentialerne for biogas til proces i industri er sammenholdt i Figur 9.

¹⁷ Biogasproduktionspotentialer fra spildevandsslam, industriaffald, kød- og benmelsprodukter og lossepladsgas er ikke angivet i AgroTech (2013) og er derfor baseret på PlanEnergi (2010) og Energistyrelsen (2010).



Figur 9. Produktions- og afsætningspotentiale for biogas til proces i industri i Danmark. Kilde, Biogasproduktionspotentiale: AgroTech (2013)¹⁸. For potentialer angivet som intervaller er medianværdi anvendt.

Kilde, Forventet biogasproduktion: Energistyrelsen (2012c); i denne analyse antaget fordelt ligeligt på husdyrgødning og andet organisk materiale.

Kilde, Afsætningspotentiale: Vieagand & Maagøe (2013a).

Det fremgår, at biogasproduktionspotentialet er betydeligt større end afsætningspotentialet til proces i industri. Imidlertid forventes kun 17 PJ af dette potentiale udnyttet mod 2020 i følge Danmarks Energifremskrivning 2012 (se søjlen "Forventet biogasproduktion, 2020"). Dermed er den forventede biogasproduktion betydeligt lavere end afsætningspotentialet til industri.

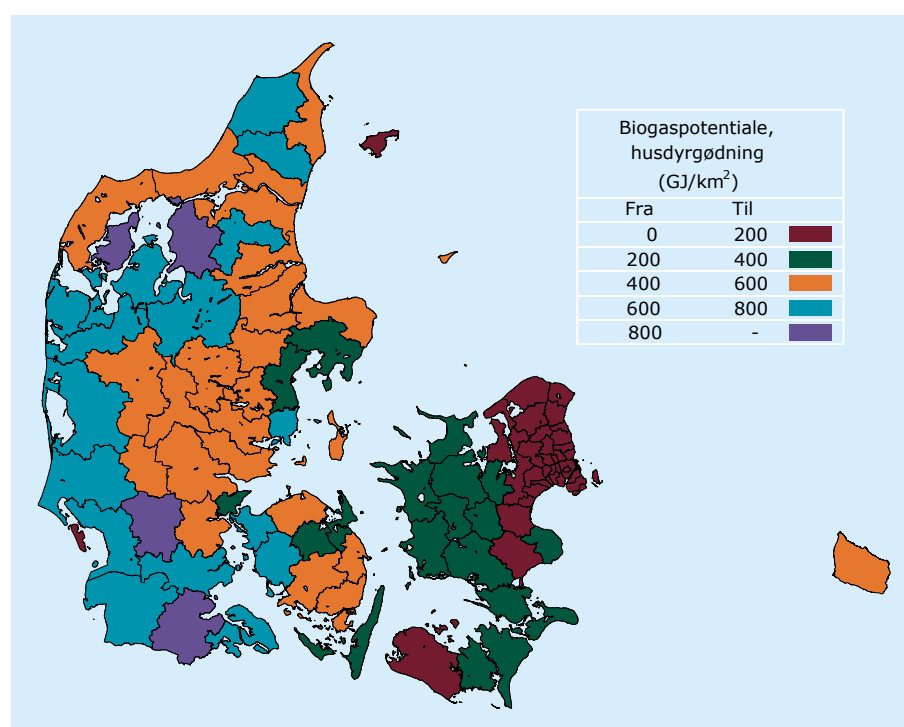
Etableringen af biogasanlæg er i dag normalt forankret i landbrugets restprodukter i form af husdyrgødning (Vieagand & Maagøe, 2013b). Således udgør husdyrgødning i dag typisk 80-90 % af inputtet til et biogasanlæg vægtnæssigt (Energistyrelsen, 2012a). For at booste biogasproduktionen er det ofte afgørende at supplere med andet organisk materiale, der giver væsentligt større biogasudbytte. Biogasproduktionen fra biogafællesanlæg er i dag typisk baseret 50 % på husdyrgødning og 50 % på organisk affald. Den forventede biogasproduktion i 2020 er derfor antaget opdelt på 50 % fra

¹⁸ Biogasproduktionspotentiale fra spildevandsslam, industriaffald, kød- og benmelsprodukter og lossepladsgas er ikke angivet i AgroTech (2013) og er derfor baseret på PlanEnergi (2010) og Energistyrelsen (2010).

husdyrgødning og 50 % fra andet organisk materiale, som angivet i den midterste kolonne i Figur 9.

5.3 Geografisk fordeling af biogasproduktionspotentiale samt afsætningspotentialet for biogas til proces i industri

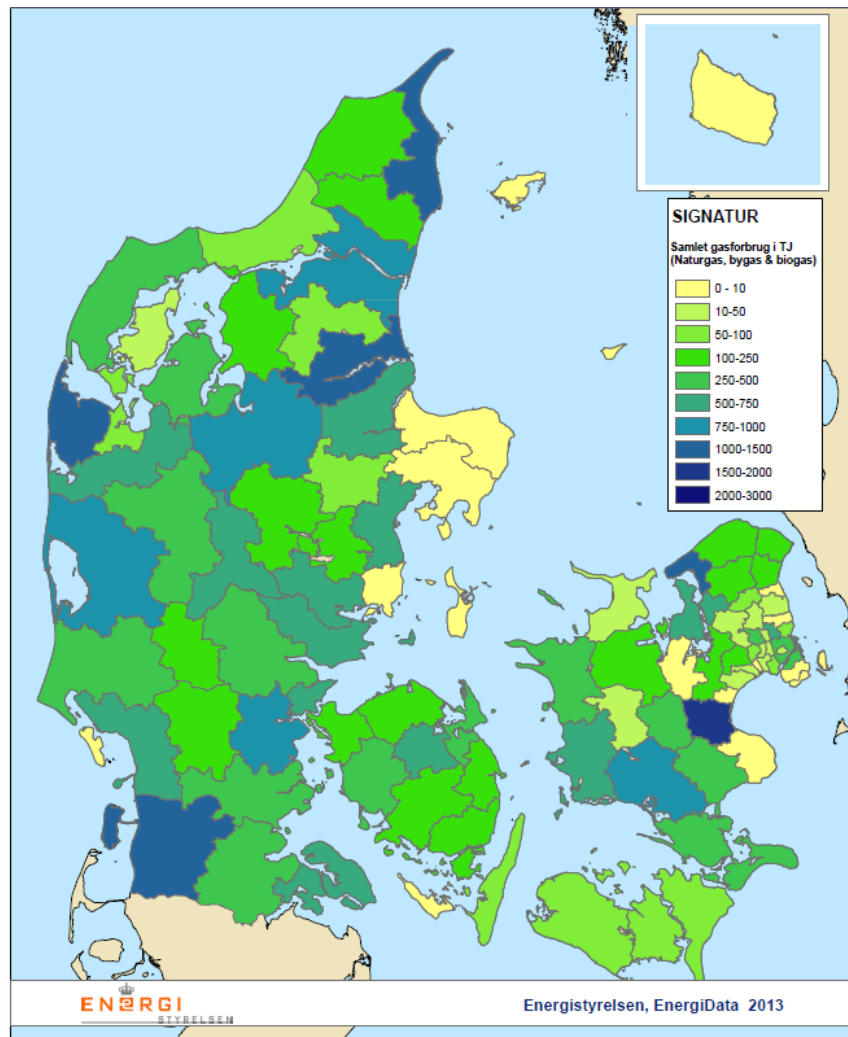
Som nævnt er etableringen af biogasanlæg i dag normalt forankret i landbrugets restprodukter i form af husdyrgødning. Husdyrgødning har et højt vandindhold og dermed en lav energitæthed. Det betyder, at det ikke er rentabelt at transportere husdyrgødning over større afstande. Dermed vurderes den geografiske fordeling af husdyrgødning at være afgørende. Energinet.dk har overslagsmæssigt opgjort fordelingen af husdyrgødning på kommuner (se Figur 10).



Figur 10. Biogaspotentiale fra husdyrgødning per arealenhed fordelt på kommuner. Kilde: Energinet.dk (2010).

Figuren illustrerer en betydelig spredning i biogaspotentialet fra produktion af husdyrgødning. Således er dette potentiale væsentligt større i vest end i øst.

Figur 11 viser hvordan industriens gasforbrug er fordelt på kommuner. Gasforbruget er en god indikator for afsætningspotentialet for biogas til proces, idet biogas først er fremmest er oplagt til erstatning af naturgas.



Figur 11. Gasforbruget til industri (TJ) i de forskellige kommuner. Baseret på 2009 data fra Danmarks Statistik, bearbejdet af Energistyrelsen.

Figur 11 viser, at industriens gasforbrug er større i vest end i øst. Både biogasproduktions- og afsætningspotentialerne er således størst i vest.

5.4 Samfundsøkonomisk potentiale for at anvende biogas til proces i industri

I det følgende er det analyseret, hvor stor en mængde biogas, det vil være samfundsøkonomisk rentabelt at afsætte til biogas i industri.

Som et første trin er der her taget højde for den geografiske fordeling af biogasproduktionspotentialerne og -afsætningspotentialerne. Den forventede samlede biogasproduktion på 17 PJ i 2020 (se Figur 9) er fordelt på kommuner ud fra den geografiske fordeling af husdyrgødningspotentialer som

angivet i AgroTech (2013)¹⁹. Afsætningspotentialerne er baseret på data fra Danmarks Statistik (2009) opdelt på kommuner (i alt ca. 36 PJ som vist på Figur 9)

I betragtning af de høje omkostninger for transport af husdyrgødning antages det, at biogasproduktion- og afsætning til industri skal ske inden for egen kommune. Når der alene tages højde for denne begrænsning, vil der kunne produceres og afsættes ca. 10,8 PJ biogas til proces i industri.

Det antages, at udnyttelse af husdyrgødning til biogasproduktion kun er rentabelt i kommuner, der har et biogaspotential inden for kommunen på minimum 20 TJ svarende til biogasproduktionen fra et gårdanlæg (Ea Energianalyse, 2013). Det er dog kun ganske få kommuner, der har et biogaspotential lavere end 20 TJ, hvorfor denne begrænsning har meget lille indflydelse. Således reduceres ovennævnte afsætningspotential blot beskedent; dvs. fra 10,8 PJ til 10,7 PJ.

Som det næste trin er det analyseret, hvor stor en del af de 10,7 PJ biogas det er samfundsøkonomisk rentabelt at afsætte direkte til industri, når det holdes op imod alternativet om at opgradere biogassen. Det samfundsøkonomiske potential er analyseret ved at undersøge rentabiliteten for forskellige kombinationer af følgende nøgleparametre:

- Den type brændsel biogas erstatter på virksomheden (naturgas/kul/fuelolie). Jo dyrere brændsel der erstattes, desto større værdi har biogasanvendelsen.
- Afstanden ml. biogasanlæg og industri. Jo større afstand desto større omkostninger til biogasarføring. Som vist i Tabel 11 er afstande undersøgt i intervallet på 5-20 km.
- Det biogasvolumen der kan afsættes til virksomheden. Jo større biogasvolumen desto lavere omkostninger til rørføring pr. GJ biogas. (dog er større rørdimension samtidig nødvendig ved en større biogasaftsætning). Dette volumen afhænger af industrivirksomhedens størrelse. Der er undersøgt tre forskellige virksomhedsstørrelser svarende til de 100 største, de 100 næst-største og de 100 tredje-største virksomheder (Tabel 10). Til sammen repræsenterer disse i alt 89 % af biogasaftsætningspotentialet til industri.

Den samfundsøkonomiske værdi af biogasanvendelsen i hver af situationerne er beregnet ud fra prisen på det fossile brændsel der substitueres, inkl. brændslets CO₂-omkostning (CO₂ indhold gange CO₂-kvoteprisen). Fra denne

¹⁹ For kommuner, hvor biogasproduktionspotentialet ikke er angivet i AgroTech (2013), er biogasproduktionspotentialer i PlanEnergi (2010) anvendt.

værdi er så fratrukket de nødvendige rørføringsomkostninger for at kunne fremføre biogassen til industrivirksomheden. Da det er en samfundsøkonomisk betragtning, er afgifter, tariffer og tilskud ikke medtaget. Der er anvendt en diskonteringsrate på 4 % baseret på Finansministeriets seneste anbefaling (Finansministeriet, 2013). Investeringen til biogasrørføring mellem biogasanlæg og industri er afskrevet over en levetid på 15 år. Levetiden er sat lavere end den forventede tekniske levetid for rørføringen, med udgangspunkt i de usikkerheder, der vil være om, hvor længe en given virksomhed vil fortsætte i drift. De forudsætningerne der er anvendt i beregningerne er angivet i Tabel 10, Tabel 11 og Tabel 12.

Tabel 10. Brændsels- og CO2-priser.

	2012	2020	Andel**
Fuelolie (DKK/GJ)	97	96	0,20
Naturgas (DKK/GJ)	63	66	0,79
Kul (DKK/GJ)	27	23	0,01
CO2 (DKK/ton)*	37	72	-

Brændselspriser er angivet an forbrugssted dvs. inkl. transportomkostninger.

Kilde: Energistyrelsen (2012b). *Opdateret i juni 2013 ud fra kommunikation med Energistyrelsen. **Andel af det brændselsforbrug i industri, som potentielt kan erstattes med biogas, når biogas skal produceres og afsættes inden for samme kommune.

Tabel 11. Antagne afstande ml. biogasanlæg og industri samt deres andel (forekomst).

Afstand ml. biogasanlæg og industri (km)	5	10	15	20
Andel ()	0,2	0,3	0,3	0,2

Tabel 12. Gennemsnitlig biogasafsætningspotentiale og investeringsomkostninger til biogasarørføring afhængig af industrivirksomhedens størrelse.

	100 største virksomheder	100 næst-største virksomheder	100 tredje-største virksomheder
Gennemsnitlig biogasafsætnings-potentiale per virksomhed (TJ)*	294	47	21
Andel ()	0,72	0,12	0,05
Inv. omkostning for rørføring (DKK/GJ biogas)***	2-8	6-23	13-50
Inv. omkostning for rørføring (DKK/m)**	1.300	600	600

*Baseret på det gennemsnitlige forbrug af fuelolie, naturgas og kul. Kilde: Viegand & Maagøe (2013a).

**Omkostningerne til rørføring er større per meter for større biogasafsetninger pga. større nødvendig rørdimension. Kilde: Ea (2013).

***Intervallet afspejler omkostningen beregnet for en rørføringsafstand på 5-20 km.

Figur 13 illustrerer den beregnede værdi af at anvende biogas direkte til industri for forskellige kombinationer af de omtalte nøgleparametre. Hver linje i tabellen repræsenterer en given kombination. Det kan ses, at værdien af biogasanvendelsen er større, når der fortrænges naturgas frem for kul, når afstanden mellem biogasanlæg og industri er lille og når der er tale om en stor industrivirksomhed. Tallene i tabellen analyseres nærmere senere i dette afsnit.

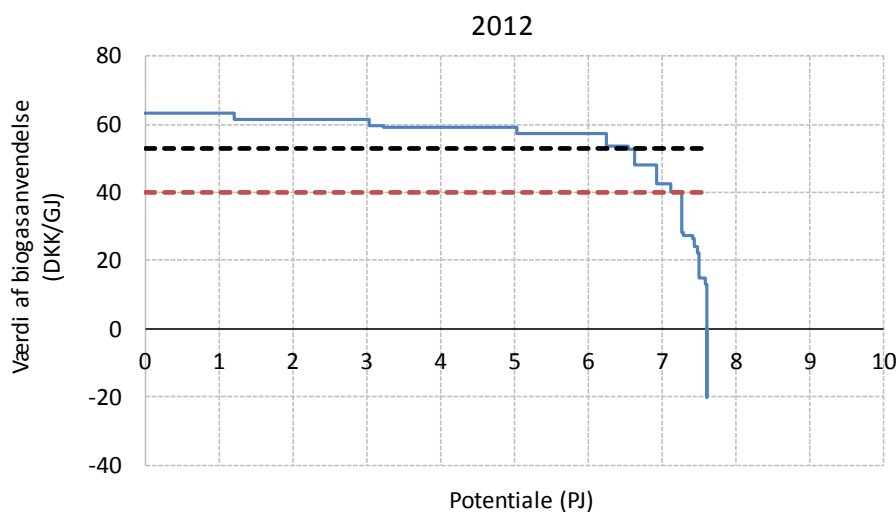
Tabel 13. Værdi af biogasanvendelse til proces i industri afhængig af, hvilket brændsel der erstattes, afstanden ml. biogasanlæg og industri og biogasaftsætningen.

Brændsel erstattet	Afstand ml.		Værdi af biogasanvendelse (DKK/GJ)	
	biogasanlæg og industri	Bioga-safsætning	2012	2020
Brændsel	km	TJ	2012	2020
Naturgas	5	294	63	68
	5	47	60	64
	5	21	53	57
	10	294	61	66
	10	47	54	58
	10	21	40	45
	15	294	59	64
	15	47	48	53
	15	21	28	32
	20	294	57	62
	20	47	42	47
	20	21	15	19
	Kul	5	294	28
5		47	25	24
5		21	18	17
10		294	26	26
10		47	19	19
10		21	5	5
15		294	24	24
15		47	13	13
15		21	-7	-8
20		294	22	22
20	47	7	7	
20	21	-20	-20	

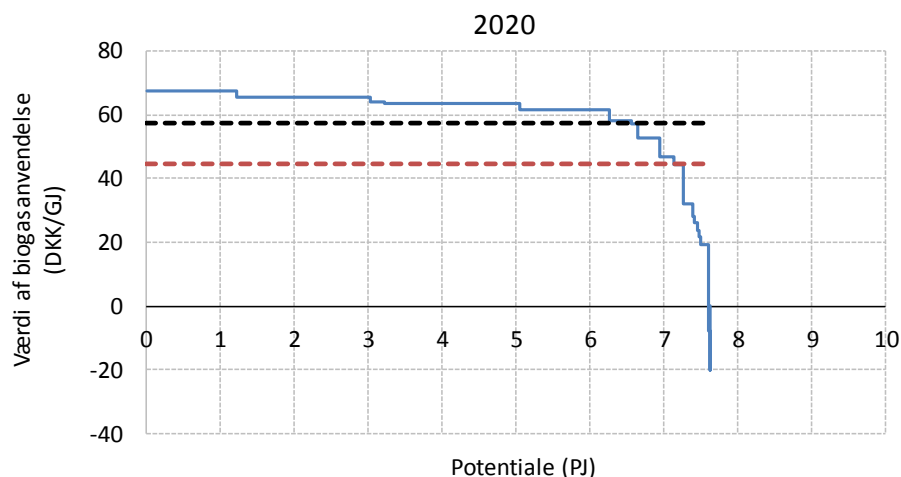
Som tidligere vist er der et betydeligt forbrug af fuelolie i industrien (ca. 5 PJ, se Figur 9). Det er dog usikkert, hvor stor en andel af dette fuelolieforbrug der repræsenterer processer, som vil kunne konverteres til gas. Fuelolieprisen er som bekendt normalt betydeligt højere end gasprisen (se Tabel 10). Det forventes derfor, at det fuelolieforbrug, som kan konverteres til gas, i vid udstrækning allerede er blevet det. Det betragtes derfor som usikkert, hvorvidt der er et potentiale for at erstatte fuelolie med biogas til proces. Det er derfor som udgangspunkt set bort fra denne mulighed (som det kan ses i Tabel 10). Der er dog regnet på muligheden for også at substituere fuelolie,

for derved at indikere et øvre potentiale for biogas til proces. I denne sammenhæng er naturgasprisen anvendt som reference. Derved godskrives biogasanvendelsen kun for skiftet i gastypen og ikke for konverteringen fra olie til gas.

Trappekurver er anvendt til at analysere hvor vidt, det er samfundsøkonomisk rentabelt at afsætte biogas direkte til industri, når der sammenlignes med alternativet om at opgradere biogassen. Hvert trin på trappekurven repræsenterer en given kombination af de omtalte nøgleparametre. Højden på hvert trin angiver den samfundsøkonomiske værdi af at afsætte biogas direkte til industri under de givne forudsætninger; svarende til en given linje i Tabel 13. Bredden på trinnet angiver hvor meget biogas, der kan afsættes under disse forudsætninger. Trinene er sorteret efter hvilke situationer, der giver den største samfundsøkonomiske værdi af at anvende biogas til industri. Ideen med dette, er at man ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv vil søge at udnytte de mest attraktive løsninger først. De resulterende trappekurver er vist på Figur 12 og Figur 13 for hhv. 2012 og 2020 (de blå kurver).



Figur 12. Trappekurve over den samfundsøkonomiske værdi af at anvende biogas til proces i industri i 2012 (blå kurve, værdi af erstattet brændsel inkl. CO₂-indhold fratrukket omkostninger for biogas-rørføring mellem biogasanlæg og industri). Til sammenligning er vist værdien af at opgradere biogassen og indføre den i naturgasnettet. Denne afhænger af de marginale opgraderingsomkostninger er derfor angivet som interval med (stiplede linjer).



Figur 13. Trappekurve over den samfundsøkonomiske værdi af at anvende biogas til proces i industri i 2020 (værdi af erstattet brændsel inkl. CO₂-indhold fratrukket omkostninger for biogas-rørføring mellem biogasanlæg og industri). Denne afhænger af de marginale opgraderingsomkostninger og er derfor angivet som interval med (stiplede linjer).

På figurene er værdien af at afsætte biogas til industri sammenholdt med værdien af i stedet at opgradere biogassen og tilføre den naturgasnettet til erstatning af naturgas (stiplede linjer). Værdien af denne alternative anvendelse er beregnet som prisen på det brændsel, der her fortrænges, dvs. naturgasprisen (inkl. CO₂-indhold) fratrukket omkostningen til biogasopgradering.

De trin på trappekurven der ligger over de stiplede linjer repræsenterer situationer, hvor det er mere rentabelt at afsætte biogas direkte til industri end at opgradere biogassen og indføre den i naturgasnettet. Arealet mellem trappekurven og de stiplede linjer illustrerer den samlede samfundsøkonomiske gevinst, der ville være ved at afsætte biogassen til proces i industrien frem for at opgradere den.

Sammenligningen med at anvende biogas til opgraderingen er vist for to forskellige situationer:

1) En industrivirksomhed som kan aftage stort set hele biogasleverancen fra biogasanlægget til proces. Hvis biogassen alternativt skulle opgraderes, ville det her kræve investering i et opgraderingsanlæg. Når der sammenlignes med dette alternativ, er både drifts- og investeringsomkostningerne for opgraderingsanlægget derfor medtaget. Det giver en marginal opgraderingsomkostning på 25 DKK/GJ og en samfundsøkonomisk værdi på 40 DKK/GJ i 2012 ved at vælge opgraderingen (se den røde stiplede linje på Figur 12).

2) En industrivirksomhed som kun kan aftage en delmængde af biogasleverancen, fx som følge af et mismatch mellem virksomhedens forbrugsprofil og den typisk ret konstant produktion fra et biogasanlæg (se Kapitel 3). For at biogasanlæggets skal kunne afsætte hele biogasproduktionen, vil der i denne situation allerede være investeret i et opgraderingsanlæg (forudsat at der ikke er andre muligheder for at afsætte biogassen direkte). Valget om at afsætte biogas direkte til industrivirksomheden skal derfor i dette tilfælde kun holdes op imod driftsomkostningerne for et opgraderingsanlæg²⁰. Det giver en marginal opgraderingsomkostning, der er betydeligt lavere, dvs. ca. 12,5 DKK/GJ. Som resultat er den samfundsøkonomisk værdi af at opgradere biogassen højere, ca. 53 DKK/GJ i 2012 (se den sorte stiplede linje på Figur 12). Løsningen, der går på at anvende biogassen direkte til industri, har derfor i denne situation vanskeligere ved at konkurrere med opgraderingsalternativet.

Opgørelsen viser, at der er en samfundsøkonomisk gevinst på ca. 50-130 mio. DKK/år ved at anvende biogas direkte til proces i industri frem for til opgradering. Det samfundsøkonomiske potentiale udgøres udelukkende af naturgasfortrængning, da det ikke er rentabelt at fortrænge kul. Hvis fuelolieforbruget i industrien dertil antages at kunne konverteres til biogas, ville den samfundsøkonomiske gevinst øges til ca. 60-170 mio. DKK/år (svarende til arealet over de stiplede linjer på Figur 12 og Figur 13). Dette afhænger af i hvilket omfang, det er realistisk at konvertere fuelolieforbruget til gas, hvilket er mere usikkert.

Den samfundsøkonomiske gevinsten ved at anvende biogas til proces kan ses at være uafhængig af, om brændselspriser for 2012 eller 2020 anvendes. Forklaringen er, at højere brændselspriser resulterer i større værdi af begge de biogasanvendelser, der sammenlignes (dvs. hhv. til proces og opgradering).

Af Figur 12 og Figur 13 ses, at det samfundsøkonomiske potentiale for at anvende biogas til proces i industri er ca. 6,5-7,5 PJ (aflæses som skæringen mellem trappekurven og de stiplede linjer). Det svarer omtrent til omtrent 40-45 % af den biogasproduktion, der forventes i 2020 i flg. Danmarks Energifremskrivning 2012. Hvis biogas dertil antages at kunne erstatte fuelolie til proces i industrien øges det samfundsøkonomiske potentiale til ca. 8-9 PJ.

²⁰ Eller i en anden afsætningsmulighed.

Tabel 14 viser hvilke forudsætninger, der skal være til stede, før det er samfundsøkonomisk rentabelt at anvende biogas til proces. Selve værdierne svarer til de viste i Tabel 13; dog er der i Tabel 14 tilføjet følgende farvekoder:

- Sorte værdier i tabellen repræsenterer de anvendelser, der er samfundsøkonomisk fordelagtige sammenlignet med biogasopgradering og indføring i naturgasnettet.
- Røde værdier repræsenterer de situationer, hvor biogas til proces ikke er rentabelt i denne sammenligning.
- Gule værdier viser de tilfælde, hvor biogas til proces kan være rentabelt afhængig af, om opgraderingsalternativet indeholder driftsomkostninger eller både drifts- og investeringsomkostninger (jf. situation 1 eller 2 beskrevet tidligere i afsnittet).

Tabel 14. Værdi af biogasanvendelse til proces i industri afhængig af, hvilket brændsel der erstattes, afstanden ml. biogasanlæg og industri og biogasafsætningen. Røde tal indikerer anvendelser, der ikke er samfundsøkonomisk rentable sammenlignet med opgradering. Gule tal indikerer anvendelser der potentielt er samfundsøkonomisk rentable sammenlignet med opgradering.

Brændsel erstattet	Afstand ml.		Værdi af biogasanvendelse (DKK/GJ)	
	biogasanlæg og industri	Biogasafsætning	2012	2020
-	km	TJ	2012	2020
Naturgas	5	294	63	68
	5	47	60	64
	5	21	53	57
	10	294	61	66
	10	47	54	58
	10	21	40	45
	15	294	59	64
	15	47	48	53
	15	21	28	32
	20	294	57	62
	20	47	42	47
	20	21	15	19
Kul	5	294	28	28
	5	47	25	24
	5	21	18	17
	10	294	26	26
	10	47	19	19
	10	21	5	5
	15	294	24	24
	15	47	13	13
	15	21	-7	-8
	20	294	22	22
20	47	7	7	
20	21	-20	-20	

Tabel 14 viser, at biogas til proces er samfundsøkonomisk fordelagtigt i alle de situationer, hvor der erstattes naturgas i store industrivirksomheder - dvs. med en mulig biogasafsætning på 294 TJ svarende til det gennemsnitlige brændselsforbrug i de 100 største industrivirksomheder i Danmark (målt på brændselsforbrug). Dette uanset om afstanden ml. biogasanlæg og industri er 5, 10, 15 eller 20 km. For de 100 næststørste virksomheder med et gennemsnitligt brændselsforbrug på 47 PJ er biogas til proces kun rentabelt til erstatning af naturgas, når afstanden mellem biogasanlæg og industri er

begrænset til 5-10 km; og kun potentielt rentabelt når afstanden er 15-20 km. Sidstnævnte afhænger af, om opgraderingsalternativet indebærer investerings og driftsomkostninger eller kun driftsomkostninger. For virksomheder med et brændselsforbrug på 21 PJ er anvendelsen af biogas til proces i de fleste tilfælde ikke rentabelt; kun potentielt når afstande til biogasanlægget er i omegnen af 5 km.

Det ses, at det ikke er samfundsøkonomisk rentabelt at anvende biogas til proces til erstatning af kul sammenlignet med alternativet om biogasopgradering og indføring i naturgasnettet. Det skyldes den lavere brændselspris på kul i forhold til naturgas. Nogle af værdierne er endda negative svarende til, at biogasfremføringsomkostningerne for gassen er højere end værdien af det fortrængte kul inkl. CO₂. Ovenstående billede er det samme i 2012 og 2020.

5.5 Øvrige begrænsninger på potentialet for at anvendes biogas i proces

Det skal understreges at ovenstående samfundsøkonomiske potentiale, er et bruttopotentiale, som afhænger af en række forhold:

- Analysen medtager ikke omkostninger til omstilling fra gas til biogas på virksomhederne fx udskiftning af brændere, ny gasrampe mv. For virksomheder, hvor der i dag anvendes gasturbiner, kan omkostningen være betydelig. For virksomheder med kedler vurderes omkostningen at være beskedent.
- Virksomhedernes forbrugsprofiler kan gøre dem uegnede som hovedaftager af biogas. Analysen af forbrugsprofilerne på større virksomheder i Midt og Nordjylland peger på, at de færreste virksomheder er egnede som hovedaftagere af biogas, men omvendt vil næsten alle virksomheder være egnede som fleksible aftagere (se kap. 3)
- Hygiejnekrav der evt. kan gøre biogas uegnet i visse industrier
- Beregningen af potentialet er baseret på virksomhedernes nuværende brændselsanvendelse. Hvis virksomhederne udskifter fuel olie og naturgas med billigere brændsler eller energikilder som fx træflis, varmepumper eller fjernvarme vil referenceprisen for afsætning af biogas være betydeligt lavere
- Biogas giver generelt lidt lavere virkningsgrad (ca. 1%), fordi biogassen indeholder 35 % CO₂ som opvarmes ved forbrænding.

Kraftvarme som alternativ

Endelig er det vigtigt at påpege, at det samfundsøkonomiske potentiale er beregnet under forudsætning af, at opgradering er den eneste alternative anvendelse til direkte fremføring til procesvirksomhed. Hvis alternativet

derimod er at afsætte biogas til kraftvarmeproduktion, vil den samfundsøkonomiske gevinst være betydeligt mindre. Således har Ea Energianalyse i anden sammenhæng ("Integration af biogas i energisystemet". Analyser for biogas tasforce, Ea og PlanEnergi, 2013) beregnet at den samfundsøkonomiske værdi af at anvende biogas på naturgaskraftvarmeværker, er sammenlignelig med værdien af at anvende biogas til procesvarme. Fortrænger biogas anden fjernvarmeproduktion fx fra en træfliskedel, er værdien dog mindre.

Analyserne peger dog også på, at netop muligheden for at afsætte til både kraftvarme og industri er samfundsøkonomisk attraktiv sammenlignet med opgradering.

6 Referencer

AgroTech (2013). Biomasse til biogasanlæg i Danmark – på kort og lang sigt. Revideret udgave, november 2013.

Danmarks Statistik (2009). Erhvervenes energiforbrug.

<http://www.dst.dk/da/Statistik/dokumentation/kvalitetsdeklarationer/erhvervenes-energiforbrug.aspx>

Ea Energianalyse (2013). Biogas – analyse og overblik.

Energistyrelsen (2012a). Technology data for energy plants – Generation of electricity and district heating, energy storage and energy carrier generation and conversion.

Energistyrelsen (2012b). Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet.

Energistyrelsen (2012c). Danmarks Energifremskrivning 2012.

http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/danmarks_energifremskrivning_2012.pdf

Energistyrelsen (2010). Anvendelse af biogasressourcerne og gasstrategi herfor. <http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/bioenergi/biogas/Biogas-notat%20til%20Klimakommissionen%20maj%202010.pdf>

Finansministeriet (2013). Ny og lavere samfundsøkonomisk diskonteringsrente.

<http://www.fm.dk/nyheder/pressemeddelelser/2013/05/ny-og-lavere-samfundsøkonomisk-diskonteringsrente/>

PlanEnergi (2010). Biogaspotentialer i danske kommuner.

Viegand & Maagøe (2013a). Kortlægning VE til proces. Delrapport 1 – Kortlægning af potentialer.

Viegand & Maagøe (2013b). Kortlægning VE til proces. Delrapport 2 – Danske styrkepositioner.

Viegand & Maagøe (2013c). Kortlægning VE til proces. Delrapport 3 – Business Cases.