



Ea Energianalyse

Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion

ANALYSER FOR BIOGAS TASKFORCE

31-01-2014

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	Indledning og resumé	7
1.1	Hovedresultater og konklusioner	8
2	Biogasprocessen og mulighed for sæsonregulering	13
2.1	Biogasprocessen.....	13
2.2	Biomassetyper og regulering	14
2.3	Økonomi ved sæsonvariation	15
3	Værdi af biogas	16
3.1	Tilskud til biogas	16
3.2	Bruttoværdi af biogas, beregningseksempler	18
3.3	Nettoværdi af biogas. Beregninger for 2020.	21
4	Omkostninger ved produktion og transport af biogas	29
4.1	Biogasanlæg	29
4.2	Opgraderingsanlæg	35
4.3	Kraftvarmeanlæg.....	42
4.4	Kedelanlæg	43
4.5	Gaslager	43
4.6	Lavtryksledning	44
4.7	Metanudbytte	44
4.8	Biomassepriser	46
4.9	Biomassepotentiale	47
4.10	Biogasproduktionsomkostning	49
5	Caseberegninger	55
5.1	Beregningsværktøjet	55
5.2	Forudsætninger	56
5.3	Caseberegning -resultater	62
5.4	Standardscenarie - resultater.....	67

5.5	Perspektivering af caseberegninger	69
6	Effektiv integration af biogas i energisystemet	71
6.1	Beregningsværktøj	71
6.2	Scenarier for langsigtet udvikling af energisystemet	71
6.3	Afsætningsmuligheder.....	72
6.4	Modelresultater	77
6.5	Caseberegninger og integration af biogas i energisystemet på længere sigt.....	81
7	Aftaler om afsætning af biogas.....	83
7.1	Afsætning til fjernvarme.....	84
7.2	Afsætning til naturgasnettet	86
8	Bilag 1 – Detaljerede biomasseinput	88
9	Bilag – Biogaspotentiale	90

1 Indledning og resumé

Denne rapport er en afrapportering af hovedparten af de opgaver som Ea Energianalyse i samarbejde med PlanEnergi har udført som konsulenter for Biogastaskforce fra september 2012 til november 2013. Hertil kommer en række delnotater og delrapporter.

Konsulentopgaven indeholder i henhold til aftalen analyser af følgende elementer:

1. Betydning af den danske regulering på energiområdet, herunder vurdering af selskabs- og samfundsøkonomi ved forskellige biogasanvendelser
2. Opstilling af et "teknologikatalog" for vurdering af forskellige omkostningselementer ved biogasproduktion og biogasanvendelse
3. Analyse af integration af biogas i energisystemet
4. Analyse af konkrete projekter (case-analyser)
5. Beskrive tekniske og økonomiske forhold ved sæsonregulering
6. Fremskrive biogasproduktionen til 2020 herunder database over kendte projekter
7. Dialog med interessenter og aktører på temaworkshops og seminarer

I forløbet er det aftalt at lægge mindre vægt på punkt 6, idet denne delopgave varetages direkte af Taskforce i Energistyrelsen. Derimod er der ifølge aftalen lagt større vægt på punkt 1, punkt 2 og punkt 3. Endvidere er aftaleforhold mellem biogasproducent og biogasaftager vurderet på helt overordnet niveau.

Det er gennemgående i denne afrapportering, at økonomidata opgøres såvel som samfundsøkonomi og som selskabsøkonomi. Ved samfundsøkonomi forstås her økonomi opgjort i faktorpriser uden indregning af afgifter, tilskud og moms. Der er indregnes ikke skatteforvridningstab. Skatteforvridning kan være vanskeligt at indregne meningsfuldt ved langsigtede analyser, idet tilskudsbehov på det lange sigt ikke er kendte.

I rapporten er omkostninger til selve produktionen af biogas især baseret på gennemgang af eksisterende anlæg samt budgetdata for anlæg der har søgt anlægstilskud under NaturErhvervsstyrelsens pulje. Disse data er sammenlignet med egne erfaringer (PlanEnergi). Det har ikke været muligt inden for projektets rammer at gennemføre dybere vurderinger af potentialet for at

reducere omkostningerne. Landbrugs- og miljømæssige nyttevirkninger ved biogasproduktion er ikke værdisat i denne rapport, og er ikke indregnet. Beregningerne af den samfundsøkonomiske nytte af biogas ved forskellige anvendelser kan derfor kun anvendes til en sammenligning mellem forskellige anvendelser af biogas og ikke til en vurdering af biogassens "absolutte" værdi for samfundet.

I rapporten har vi analyseret økonomi og indpasningsmuligheder for biogas til el- og varme på både mellemlang og lang sigt. I analyserne af biogasøkonomien værdisættes biogassen i konkurrence med en række alternative muligheder for energiforsyning, og under hensyn til de rammer og målsætninger der er stillet op, herunder især tilskud og afgifter.

Beregninger af biogassens værdi samt indpasningsmuligheder findes i rapportens kapitler 3, 5 og 6. I kapitel 4 gennemgås omkostninger ved produktion og transport af biogas, og omkostninger ved indførelse af biogas i naturgasnettet.

1.1 Hovedresultater og konklusioner

Biogasproduktion	Rapporten gennemgår ganske kort biogasprocessen, idet den her bygger på andet arbejde udført i regi af Taskforce. Et væsentligt element her er at fastslå, at biogasprocessen kan reguleres gennem at tilsætte hurtigt omsættelige og energirige biomassetyper. Herved kan biogasproduktionen i betydeligt omfang tilpasse sig en varieret efterspørgsel, f.eks gennem sæsonregulering. Det er dog vigtigt at slå fast, at sæsonregulering ikke er gratis, især fordi biogasanlægget skal "overdimensioneres" sammenlignet med jævn produktion.
Biomasseressourcen	Vurdering af det samlede biomassepotentiale der er til rådighed for biogasproduktion gennemgås i kapitel 4, og bygger især på en rapport udarbejdet for Taskforce af Agrotech. Potentiallet (2020 og frem) er vurderet til knap 50 PJ. I systemanalyserne antages det, at kun 50% heraf vil være til rådighed for el- og varmeproduktion på længere sigt, idet det antages at også transportsektoren vil efterspørge biomasseressourcer. Fradraget på 50% er baseret på et groft skøn.
Bruttoværdi af biogas	Værdien af biogas til el- og varmeproduktion, er helt afhængig af hvilke alternative brændsler der er til rådighed. For de selskabsøkonomiske beregninger har også de tilskuds- og afgiftsmæssige rammer væsentlig betydning. Bruttoværdien indeholder ikke eventuelle omkostninger til at fremføre biogassen til forbrugsstedet og eventuelle méromkostninger til kedel- eller motoranlæg.

Det vises i kapitel 3, at den selskabsøkonomiske bruttoværdi af biogas i 2015 kan være op til godt 170 kr/GJ, og faldende frem mod 2020. Faldet skyldes især aftagende tilskud. Værdien på godt 170 kr/GJ er ved fortrængning af naturgas på et decentralt kraftvarmeværk. Ved opgradering og indføddning i naturgassystemet er den selskabsøkonomiske værdi ca. 5% lavere, hvilket bl.a. kan tilskrives tilskudssystemet samt at værdien af den fortrængte naturgas "opstrøms" er lidt lavere, da værdien an kraftvarmeværk også indeholder transportomkostninger.

Nettoværdi af biogas i 2020

Figuren nedenfor sammenfatter de beregnede nettoværdier af biogas ved de forskellige anvendelsesmuligheder som er analyseret for år 2020. Beregningerne er udført både selskabsøkonomisk (inklusive afgifter og tilskud) og samfundsøkonomisk (eksklusiv afgifter og tilskud). I beregning af nettoværdien er der fra bruttoværdien fratrukket eventuelle méromkostninger til at fremføre og anvende biogassen. Méromkostninger er f.eks gastransport, ombygning af motorenhed, opgraderingsanlæg. m.v.

For anvendelse af biogas til kraftvarme er der vist to driftssituationer. Dels et meget gunstigt tilfælde, hvor biogassen fuldtud erstatter naturgas, og ikke giver anledning til ændret driftsmønster på kraftvarmeanlægget (Naturgas-kraftvarmemax). Dels et mindre gunstigt tilfælde, hvor 15% af varmen bortkøles på grund af manglende afsætning for varme.

Figuren viser, at den højeste selskabsøkonomiske værdi fås ved fortrængning af naturgas på et eksisterende naturgasfyret kraftvarmeværk. Opgradering og indføddning i gasnettet giver ca. 15% lavere værdi på grund af omkostninger til opgradering og nettilslutning. Samfundsøkonomisk har direkte fortrængning af naturgas til kraftvarme eller i industrien højest nettoværdi.

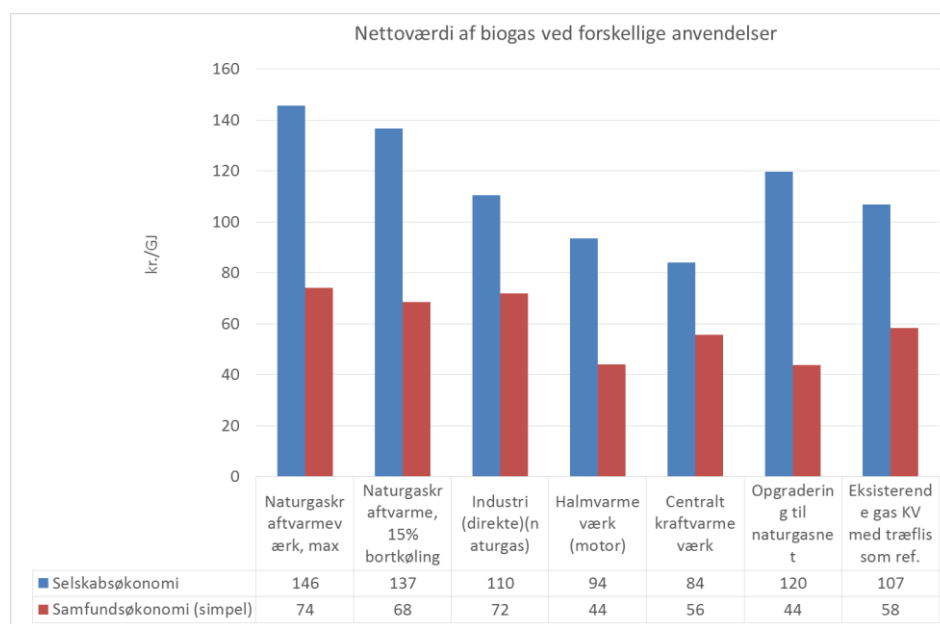


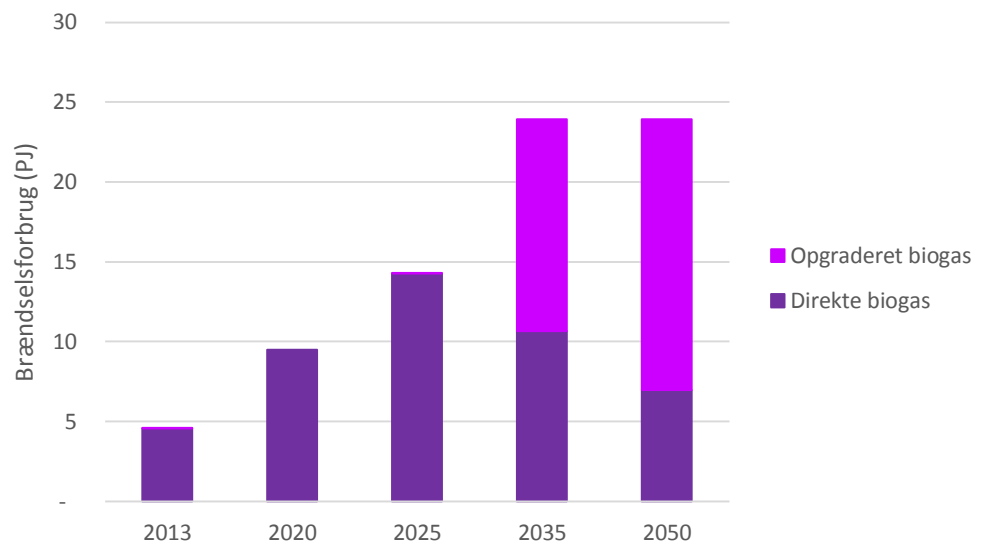
Table 1: Omkostninger og indtægter forbundet med forskellige anvendelser af biogas i 2020. Opgivet i kr./GJ biogas afsat.

Indpasning af biogas i energisystemet

Indpasning af biogas er analyseret i rapportens kapitel 5 (case-beregninger) og i kapitel 6 (beregninger af hele energisystemet i Danmark og nabolande).

Caseberegningerne tager udgangspunkt i et konkret biogasanlæg, og med følsomhedsanalyser hvor data er opskaleret og tilpasset beregningsperioden 2020-2040. I caseberegningerne foretager et modelværktøj optimale investeringer i teknologi til biogasanvendelse. Det typiske mønster er, at modellen i de selskabsøkonomiske beregninger investerer i opgradering og tilslutning til naturgasnettet, mens biogassen i de samfundsøkonomiske beregninger anvendes til kraftvarme og til industri. Det samfundsøkonomiske tab såfremt biogas anvendes efter de selskabsøkonomiske fremfor samfundsøkonomiske incitament er beregnet til 10-15 kr/GJ biogas.

De samlede energisystemberegninger er gennemført i udvalgte år frem til 2050. Forudsætningerne i de langsigtede systemberegninger er, at Danmark skal være fri fra fossile brændsler i 2050, samt at naturgas udfases helt fra el- og varmesystemet fra 2035.



Figur 1: Biogasanvendelse i det samfundsøkonomiske vindscenarie.

Analyserne viser, at det er samfundsøkonomisk billigst at anvende biogas direkte (uden opgradering) de næste 10-20 år. Fra 2035 når der beregningsmæssigt ikke er andre gasformige brændsler i energisystemet i Danmark, og når elsystemet i hele Nordeuropa samtidig i højere grad er domineret af vind og sol, bliver mérværdien ved at kunne lagre gassen billigt så høj, at hele biogasressourcen med fordel kan opgraderes. Det er dog ikke undersøgt om alternative lagringsmuligheder ift. naturgasnettet ville kunne give den nødvendige fleksibilitet billigere. I de selskabsøkonomiske beregninger opgraderes en væsentlig andel af biogassen allerede fra 2020

Konklusioner

Analyserne i denne rapport har vist, at omkostningerne ved at producere biogas er betydelige, og er højere end den værdi biogassen har ved produktion af el- og varme. Det skal dog understreges, at landbrugsmæssige og andre fordele ikke er belyst i denne rapport. I de kommende ca. 15 år peger analyserne på, at der opnås størst samfundsøkonomisk nytte ved at anvende biogassen direkte på fjernvarmeværker og i industrien.

Samtidig viser analyserne, at de selskabsøkonomiske incitament er ventet at udvikle sig sådan, at en væsentlig del af biogassen vil blive opgraderet og indført i naturgasnettet, selvom dette har en samfundsøkonomisk meromkostning. Forskellen mellem selskabs- og samfundsøkonomi har især rod i to forhold:

- Der er i dag ikke et selskabsøkonomisk incitament til at anvende biogas i industrien.

- Der er på mellemlang og lang sigt et betydeligt selskabsøkonomisk incitament til at anvende biomasse, varmepumper, solvarme etc. til fjernvarmeproduktion, hvilket vil udkonkurrere lokal anvendelse af biogas til kraftvarme.

Hertil kommer, at der ved lokal anvendelse til kraftvarme kan være tale om besværlige og opslidende forhandlinger om grundlaget for beregning af den rigtige gaspris, mens der efter opgradering og indføring i naturgasnettet er tale om markedsvilkår med større gennemsigtighed. Omkostningerne til nettilslutning og usikkerhed om hvordan disse fordeles mellem aktører, kan dog i praksis være en barriere.

2 Biogasprocessen og mulighed for sæsonregulering

Hovedindholdet i dette afsnit er en opsamling fra delrapport om sæsonregulering, "Muligheder for sæson- og døgnregulering af biogasproduktion, Plan-Energi november 2013.

Sæsonregulering af biogasproduktionen kan være væsentlig ved afsætning af biogas lokalt til et fjernvarmeværk, og hvor varmemeforbruget om sommeren er begrænsende for at kunne udnytte varmeproduktionen. Det er dog ikke gratis at sæsonregulere, idet forbehandlingsanlæg, reaktorkapacitet, gassystem og gastransport skal dimensioneres anderledes end ved kontinuert produktion. Hvordan omkostninger hertil indgår i de videre analyser belyses i kapitel 4.

2.1 Biogasprocessen

Ved biogasprocessen omdannes organisk materiale ved en iltfri nedbrydning til biogas og til et restprodukt i form af afgasset biomasse. Biogas består væsentligst af Metan (60% - 70%) og af CO₂. Hertil kommer vanddamp, svovlbrinte og sporstoffer. Biogasprocessen er et samspil mellem mange mikroorganismer der påvirker hinanden direkte og indirekte.

Ofte inddeles processen i tre trin: Hydrolyse, syredannelse og metandannelse. Almindeligvis foregår processerne ved temperaturer fra ca. 37° (mesofil) og op til ca. 52° (termofil). Ved termofil udrådning foregår processerne hurtigere og hygiejnisering af biomassen er mere effektiv. Til gengæld er processen mere følsom.

Biogasprocessen er en energieffektiv proces, hvor næsten hele energiindholdet i det tilgængelige substrat genfindes som brændværdi i biogassen, idet varmeudviklingen ved den biologiske omsætning er meget lav.

Substrat	Metan (nm ³ /kg VS	Metan% i biogas
Fedt	0,96	70%
Protein	0,51	64%
Kulhydrat	0,42	50%

Tabel 2: Gasudbytte og gassammensætning ved fuld udrådning af substrater. Metan har en nedre brændværdi på ca. 36 MJ/nM³ Kilde: Biogashandboken og PlanEnergi

2.2 Biomassetyper og regulering

Såfremt der opstår en ustabil proces af den ene eller anden årsag, biologisk eller mekanisk, vil det være hensigtsmæssigt straks at sænke den organiske belastning og/eller sænke temperaturen. Ved varieret belastning af reaktoren, opstår der øget risiko for processtabilitet.

Der findes ikke nogen helt fast øvre grænse for, hvor hårdt en reaktor kan belastes med organisk stof, men traditionelt arbejder man i Danmark med en opholdstid (HRT) omkring 16-18 døgn ved termofil temperatur (ca. 52 °C) og 20-22 døgn ved mesofil temperatur (ca. 37 °C). Længere opholdstid vil kunne give lidt mere gas. Ved fuldt omrørte reaktorer vil en del af den udpumpede biomasse have opholdt sig meget kort tid i reaktoren. Bl.a. derfor anvender de fleste større anlæg en efterafgasningstank ved lavere temperatur, som fungerer som sekundær reaktortank.

Såfremt processen stresses med varieret belastning, er det vigtigt at kontrollere kvælstofindholdet i biomassen da der kan være fare for kvælstof-hæmning.

Der findes en række biomasser, der kan anvendes til sæsonregulering af anlæg, der drives på en basis-biomasse bestående overvejende af gylle. I nedenstående tabel er vist en liste over anvendelige biomasser samt lidt om disses lagerstabilitet.

De mest velegnede biomasser har en hurtig omsættelighed, et højt gaspotentiale, en høj lagerstabilitet samt et lavt kvælstofindhold. Biomasser med disse egenskaber vil dog oftest have en høj pris, hvilket betyder, at valget bliver en afvejning mellem kvalitet og pris, og dermed også lidt af, hvor stor en risiko man tør tage i forhold til kvælstofbelastningen.

Typer	Produkter	Lager- stabilitet	Kvælstof belastning
Hurtigomsættelige afgrøder	Roer	Mellem	Lav
	Majsensilage		Lav
	Græsensilage		Medium
	Græs/kløvergræsens.		Medium/høj
Langsomomsættelige afgrøder	Halm	Mellem	Meget lav
	Enggræs		Medium
Gødningsprodukter	Kyllinge-dybstrøelse	Lav	Meget høj
	Kvæg-dybstrøelse		Høj
	Gyllefibre		Høj
Affaldsprodukter	C5 melasse (inddam- pet)	Høj	Lav
			lav
	Glycerin		

Tabel 3: Potentielle biomasser til sæsonregulering Kilde: PlanEnergi

2.3 Økonomi ved sæsonvariation

Fordelen ved at variere biogasproduktionen ligger i at flytte gasproduktionen til perioder på året hvor værdien af gas er højere, typisk i vintersæsonen. Ulempen er, at der skal investeres i større biogasanlæg, gastransportsystem og evt. også gasmotoranlæg der ikke udnyttes hele året. Endvidere kan der være større risiko for ustabilitet i biogasprocessen.

Omkostninger ved etablering og drift af biogasanlæg som anvendes i model-analyserne i dette projekt er nærmere beskrevet i kapitel 4. Heraf fremgår det også, at Investering i muligheden for sæsonregulering forudsættes at koste ca. 2,5 mio. kr./MW øget gasproduktionseffekt sammenlignet med et biogasanlæg der kapacitetsmæssigt er udnyttet fuldtud. Det antages her, at gasudbyttet fra den biomasse som anvendes til sæsonregulering er 100 m³ CH₄/ton.

3 Værdi af biogas

Dette afsnit belyser den økonomiske værdi af at afsætte biogas til forskellige anvendelsesmuligheder. Fokus er på den selskabsøkonomisk mest hensigtsmæssige anvendelse, men viser også værdien af biogas uden afgifter og tilskud, som udtryk for den samfundsøkonomiske værdi.

Formålet med kapitlet er at belyse hvor biogassen afsættes med bedst økonomi på kortere sigt. I scenarieberegningerne i kapitel 5 ses en mere sammenhængende analyse af biogasindpasning i perioden frem til 2050.

Da der her er tale om en sammenligning af biogassens værdi, er der kun inkluderet de omkostninger til transport, omsætning og evt. opgradering der kan være afhængige af den konkrete biogasanvendelse. Omkostninger til og den samfundsmæssige nytte af selve biogasproduktionen er ens, og er derfor ikke relevant for analysen.

3.1 Tilskud til biogas

Med energiaftalen fra marts 2012 blev der fastlagt nye tilskud til anvendelse af biogas. Tilskud beregnes såvel som direkte og som indirekte tilskud:

Anvendelse	Tilskud	Bemærkninger
Direkte tilskud		
Grundtilskud elproduktion (pristillæg)	43,1 øre/kWh(*)	Reguleres med 60% af nettoprisindekset
Grundtilskud til naturgasnet	79 kr/GJ	Reguleres med 60% af nettoprisindeks
Grundtilskud proces & transport	39 kr/GJ	
26-tilskud	26 kr/GJ (26 øre/kWh)	Fastlægges således at sum af tilskud og naturgaspris er 79,2 kr/GJ (****)
10-tilskud(sprintertilskud)	10 kr/GJ (10 øre/kWh)	Aftrappes lineært fra 2016 (8 øre/kWh) til 2020 (0 øre/kWh)
Indirekte tilskud		
Varmeproduktion	57,2 Kr/GJ (**)	Fritagelse for energi-og CO2 afgift
CO2 kvoteværdi	1,5 Kr/GJ (***)	CO2-kvoteværdi af biogascertifikat (2013)

Tabel 4: Biogastilskud angivet i DKK₂₀₁₂

(*) Alternativ til pristillæg er fast afregning på 79,3 kr/kWh. Fast afregning er at foretrække for aktøren når elprisen er lavere end 36 øre/kWh

(**) Det indirekte tilskud til varmeproduktion gælder kun hvis den substituerede varme er afgiftsbelagt fossilt brændsel (her beregnet som naturgas kraftvarme). Værdien af det indirekte tilskud reduceres over tid, bl.a. på grund af forsyningssikkerhedsafgiften.

(***) Der kan i dag kun udstedes certifikater til biogas der tilføres naturgasnettet.

(****) Naturgaspris er gennemsnitsprisen på den Nordiske gasbørs året før. Tilskud i Kr/GJ er tilskud ved indføddning i naturgasnet og tilskud i øre/kWh er tilskud ved anvendelse til elproduktion. De 26 kr/GJ er ved en naturgaspris på 53,2 kr/GJ (basispris).

Såfremt biogas anvendes på en gasmotor med 36% elvirkningsgrad svarer et tilskud på 1 øre/kWh-elproduktion præcist til 1 kr/GJ biogas. Tilskuddene er fastlagt sådan, at summen af direkte og indirekte tilskud for biogas, der anvendes til kraftvarme, svarer til det direkte tilskud for biogas der anvendes til opgradering og indførelse på naturgasnettet.

Pristillægget på 26 øre pr. kWh (26 kr/GJ) afhænger af naturgasprisen på den måde, at sum af gaspris¹ og tilskud er 79,2 kr/GJ². Med en prisudvikling på f.eks 2%/år, udhules denne sum med 1,6 kr/GJ årligt, svarende til, at 26-tilskuddet udhules med 6%/år målt i faste priser.

Værdi af tilskud

Den samlede værdi af de direkte og indirekte tilskud falder over tid. Dette skyldes især bortfald af 10-tilskuddet (sprintertilskud), men også at 26-tilskuddet udhules på grund af manglende pristalsregulering samt på grund af beregningsforudsætningen om stigende naturgaspriser³.

Værdi af tilskud		2015	2020
Kraftvarme max.	Kr/GJ	99	75
Excl. Afgiftsfordel	Kr/GJ	67	44
Opgradering.	Kr/GJ	98	78
Industri	Kr/GJ	59	38

Tabel 5: Samlet beregnet tilskudsværdi i 2015 og 2020

I tabellen er "Kraftvarme max" beregnet med den forudsætning, at hele biogasmængden anvendes i en gasmotor med 39% elvirkningsgrad, og fuld nyttiggørelse af de indirekte tilskud ved varmesalg (afgiftsfordel). Linien "Excl. Afgiftsfordel" er beregnet ved samme forudsætninger, men hvor de indirekte tilskud i form af afgiftsfordel ikke er indregnet.

¹ Gennemsnitsprisen på Gaspointnordic året før tilskudsberegningen

² Pristillæg + gaspris kan ikke overstige 79,2 kr = basisprisen på 53,2 + 26 kr. Dette beløb udgør et loft, der ikke pristalreguleres.

Pristillægget er således i dag 15,5 kr/GJ

Der ses at være stort set fuld tilskudsmæssig ligestilling i 2015 mellem biogas til opgradering og biogas til Kraftvarme max. (Som forudsætter fuld nyttiggørelse af både de direkte og indirekte tilskud).

3.2 Bruttoværdi af biogas, beregningseksempler

Ud over værdien af de tilskud som kan opnås, har biogas også en værdi i form af sparede omkostninger til den energiforsyning som biogassen substituerer. Denne substitutionsværdi er vist nedenstående under forudsætning af, at biogassen fortrænger naturgas. Der er vist to situationer: Situation A, hvor biogassen fortrænger naturgas på et decentralt kraftvarmeværk, og situation B hvor biogassen opgraderes og tilføres naturgasnettet.

Tabellerne viser to søjler med omkostningselementer for henholdsvis naturgassituationen og biogassituationen. Den resulterende forskel er hermed *den selskabsøkonomiske substitutionsværdi for biogas*.

Biogas til kraftvarme

Anvendelse i kraftvarme i 2015. (kr./GJ)	A: Naturgas	B: Biogas	A-B Værdi af biogas
Børspris	66,3		66,3
Grøn værdi			-
CO ₂ (kvote)	2,5		
Distribution	5,9		5,9
Transmission	0,9		0,9
Energiafgift	25,3		25,3
Forsyningssikkerhedsafgift	6,1	6,8	-0,7
CO ₂ -afgift ¹¹	9,2		9,2
NO _x -afgift	3,5	5,0	-1,5
Metan-afgift	1,6	1,1	0,5
Grundtilskud		-45,6	45,6
26-tilskud		-10,9	10,9
10-tilskud		-10,2	10,2
Total	118,7	-53,9	172,6

Tabel 6: Beregnet værdi af biogas, der erstatter naturgas på et decentralt kraftvarmeværk i 2015 Alle tal er i DKK₂₀₁₂.

Børspris: Fremskrevet pris for naturgas på Gaspoint Nordic, baseret på World Energy Outlook 2012 pridfremskrivning.

Grøn værdi: Særlig markedsværdi for biogas fremfor naturgas (ej kvantificeret)

CO2 kvote: Kvoteomkostning, under forudsætning af at kraftvarmeværket er kvotereguleret

Distribution og transmission: Transporttariffer der betales af kraftvarmeværket. Disse tariffer spares ved direkte biogasanvendelse.

Afgifter: Afgiftsbetalinger til staten, baseret på gældende lovgivning samt seneste udmeldinger om indførelse af forsyningssikkerhedsafgift.

Grundtilskud (pristillæg for el): Baseret på elvirkningsgrad på 39% (Da elvirkningsgraden er højere end 36%, er grundtilskuddet i Kr/GJ biogas højere end pristillægget målt i øre/kWh el.

26-tilskud: se Tabel 4 for forklaring. Tilskuddet er reduceret i 2015 på basis af den anvendte prisfremskrivning for naturgas samt på grund af inflation.

10-tilskud: se Tabel 4 for forklaring. Tilskuddet aftrappes først fra 2016. Baseret på elvirkningsgrad på 39% (Da elvirkningsgraden er højere end 36%, er grundtilskuddet i Kr/GJ biogas højere end pristillægget målt i øre/kWh el.

Total: Sum af omkostninger og indtægter

Det ses af tabellen, at substitutionsprisen for biogas anvendt i et naturgasfyret decentralt kraftvarmeværk i 2015 vil udgøre i alt 172,6 kr. pr. GJ. Det er en forudsætning for beregningen, at biogassen kan aftages lige så fleksibelt som naturgas og derved ikke giver anledning til ændret drift på motoren.

Da naturgas i praksis ikke altid opfattes som det reelle alternativ til biogas, og da biogas kan give anledning til ændret drift og/eller varmebortkøling om sommeren skal tabellens resultat opfattes som en teoretisk maksimalværdi for biogas til kraftvarme i 2015.

Biogas til naturgasnettet

Værdi af biogas, der afsættes til naturgasnettet

Nedenstående tabel viser værdien af biogas, der afsættes til naturgasnettet.

Det ses af tabellen, at substitutionsprisen for biogas, der indføres i naturgasnettet i 2015 kan forventes at være i alt 164,6 kr./GJ.

Anvendelse til opgradering (kr./GJ)	A: Naturgas	B: Biogas	A-B Værdi af biogas
Børspris	66,3		66,3
Grøn værdi CO ₂ (kvote)	2,5		2,5
Distribution	5,9	5,9	0,0
Transmission	0,9	0,9	0,0
Energiafgift			
Forsyningssikkerhedsafgift			
CO ₂ -afgift			
NO _x -afgift			
Metan-afgift			
Grundtilskud		-76,4	76,4
26-tilskud		-10,0	10,0
10-tilskud		-9,3	9,3
Total	75,7	-88,9	164,6

Tabel 7: Beregnet værdi af biogas, der afsættes til naturgasnettet i 2015 Alle tal er i DKK₂₀₁₂.

For generel forklaring af de enkelte poster se forklaringer under Tabel 6.

For at nyttiggøre kvoteværdien skal der sælges certifikater til en kvotebelagt virksomhed eller anden køber.

Grøn værdi: Heller ikke i dette tilfælde er en eventuel særlig grøn markeds-værdi for biogas kvantificeret. På grund af at der er et fungerende certifikatsystem når biogas afsættes til naturgasnettet, må det dog regnes som mere sandsynligt at der rent faktisk kan indkasseres en grøn værdi.

Distribution og transmission: Da biogas ved indføddning i naturgasnettet betragtes på lige fod som naturgas (bionaturgas), skal der nu betales transport-tariffer.

Det ses af tabellen, at substitutionsprisen for biogas der indfødes i naturgasnettet i 2015 er 164,6 kr./GJ.

3.3 Nettoværdi af biogas. Beregninger for 2020.

Efter samme grundprincipper som i beregningerne for 2015, er der gennemført beregninger for 2020 med de brændselspriser, tilskudsordninger og afgifter, som forventes at gælde på dette tidspunkt. Brændselsprisfremskrivningen bygger på IEA's brændselsprisfremskrivning fra World Energy Outlook november 2012, og forventningen til biomassepriser er baseret på en prisfremskrivning gennemført i foråret 2013. CO2 prisfremskrivning er ligeledes opdateret i foråret 2013.

Da beregningen er gennemført for 2020 forudsættes biogasproduktionstilskuddet på 10 kr./GJ at være fuldt aftrappet. Tilskuddet på 26 kr. /GJ, der som nævnt afhænger af gasprisen, er endvidere meget begrænset, fordi naturgasprisen i løbende priser er tæt på den i VE loven fastlagte sum af gaspris og tilskud på 79,2 kr./GJ.

Anvendelsesmuligheder

Følgende anvendelsesmuligheder for biogas er belyst i 2020:

Anvendelsesmuligheder	Beskrivelse
Naturgaskraftvarmeværk	Biogas føres til gaskraftvarmeanlæg, hvor det erstatter anvendelse af naturgas. Der belyses to forskellige niveauer af integrationsomkostninger.
Opgradering til naturgasnet	Biogas opgraderes til naturgaskvalitet, tryksættes og indføres i gasnettet. Opgraderingen kan ske på biogasanlæggene eller på et eller flere større opgraderingsanlæg, hvortil biogassen føres i lavtrykssystemer.
Industri (direkte)	Gasledning fører biogas til industri, hvor gassen anvendes direkte til at producere procesvarme. Naturgas udgør referencebrændslet.
Halmvarmeværk (motor)	Gasledning fører biogas til halmvarmeværk, hvor der installeres en gasmotor. Gasmotoren sælger el til elmarkedet, medens overskudsvarmen afsættes til industrien, hvorved der fortrænges brændsel. Dette kan være en relevant afsætningskanal fx på Djursland, Lolland-Falster eller Bornholm, hvor der ikke naturgasinfrastruktur.
Centralt kraftværk	Gasledning fører biogas til centralt kraftværk, hvor biogas indføres i kedlen og erstatter træpiller.

Tabel 8: Anvendelsesmuligheder for biogas.

Hvilke anvendelsesmuligheder, der selskabsøkonomisk er mest attraktive afhænger dels af omkostningerne forbundet med at fremføre biogassen (biogasnet og eventuel opgradering) og anvende den (fx ny gasmotor), dels af indtægterne fra salg af gas, el og varme samt ikke mindst de tilknyttede tilskud. Omkostningerne til at integrere biogas vil afhænge af en række lokale forhold såsom afstand mellem biogasanlæg og aftagerne, omkostningerne til omstille kedler og motorer til biogas og gasforbrugsprofiler. I dette afsnit udledes nogle generaliserede integrationsomkostninger, som skal tages med det forbehold, at forholdene kan variere betydeligt afhængigt af den konkrete situation

Udetid	<p>Det er forudsat, at biogasanlægget kører kontinuerligt og leverer biogas til en motor, et opgraderingsanlæg eller andre mulige anvendelser. For visse anvendelsesmuligheder vil der dog være perioder, hvor gassen ikke kan afsættes og må afbrændes i en fakkel, da der er tekniske nedbrud i f.eks. motor eller opgraderingsanlæg (udetid). For andre anvendelser indgår udetid ikke som en direkte omkostning, da der antages at være alternativ afsætning i kedel eller til anden aftager.</p>
Omkostning til transport af biogas	<p>Ved næsten alle anvendelser af biogas vil det være nødvendigt at fremføre biogassen fra biogasfællesanlæg til en forbruger eller til naturgasnettet. De forskellige omkostningselementer ved biogasproduktion, biogastransport og opgraderinger gennemgås i kapitel 4.</p> <p>En lavtryksledning til transport af biogas estimeres at koste mellem 400.000 kr. og 1 mio. kr. per km., afhængigt af ledningens kapacitet. For en ledning på 15 km⁴ fås en årlig omkostning på ca. 1,1 mio. kr. eller ca. 3 kr./GJ biogas (ca. 10 øre/m³ CH₄). Dette forudsætter en investering på 800.000 kr. per km årlig, en afskrivningsperiode på 20 år, 4 % real rente og et årligt gasflow på 350 TJ svarende til produktionen på et stort biogasfællesanlæg (knap 10 mio m³ CH₄ per år).</p> <p>Ved afsætning til mindre aftagere, vil de relative omkostninger til transport af biogas blive højere. Reduceres flowet eksempelvis til 100 TJ øges omkostningen til net til ca. 9 kr./GJ, selvom der forudsættes en lavere specifik investering til gasnettet (600.000 kr./km i stedet for 800.000 kr./km).</p> <p>En anden vigtig parameter for økonomien er afskrivningsperioden. Hvis gasledningen etableres til en kunde med meget høj sikkerhed for afsætning vil det være realistisk at anvende en lang afskrivningsperiode på fx 20-30 år – men afsættes til en industriel forbruger kan der være en større usikkerhed om de fremtidige afsætningsmuligheder, pga. risiko for at industrien reducerer eller lukker sin produktion. Reduceres afskrivningsperioden fra 20 til 10 år øges omkostningen per GJ med godt og vel 50 %.</p>
Opgradering	<p>Skal biogassen opgraderes, nettilsluttes og tryksættes vurderes omkostningen at ligge på ca. 25 kr./GJ.</p>

⁴ I Scenarieberegningerne i kapitel 6 hvor der forudsættes fuld udbygning af det danske biogaspotential fra 2035 er der antaget en gennemsnitlig længde på 20 km. For lavtryksledningen.

Økonomien i anvendelsesmulighederne

Nedenstående tabel viser de anvendte beregningsforudsætninger. Brændselspriser og tilskud er alle opgivet i 2012 priser.

Hovedforudsætninger (2020)		
Halm an værk	40	DKK/GJ
Træflis an værk	47	DKK/GJ
Gaspris, ab prod (2019)	67,1	DKK/GJ
Gaspris, ab prod.	68	DKK/GJ
Gaspris, an kraftværk	71	DKK/GJ
Gaspris an decentralt kv-værk	75	DKK/GJ
Træpiller an kraftværk	62	DKK/GJ
Træpiller an industri	67	DKK/GJ
Elpris (Nordpool uvægtet)	373	DKK/MWh
Gastransmission	3	DKK/GJ
Elprod. pristillæg biogas (2012)	424	DKK/MWh
Elprod pristillæg biogas deflateret (2020)	402	DKK/MWh
Elprod. pristillæg biomasse (2012)	150	DKK/MWh
Elprod. pristillæg biomasse deflateret (2020)	128	DKK/MWh
CO2-kvotepri	72	DKK/ton
CO2-afgift	161	DKK/ton
Basispris til beregning af 26-tilskud*	53,2	DKK/GJ
Gastilskud i 2020	1,9	DKK/GJ
Energiavgift på naturgas	59,5	DKK/GJ
Forsyningsikkerhedsafgift bio	28,9	DKK/GJ
Forsyningsikkerhedsafgift fossil	21,3	DKK/GJ
Naturgaspris i 2019 (2019) priser *	77,0	DKK/GJ
Gasprisloft i 2020, 53,2 kr/GJ+26 kr/GJ *	79,2	DKK/GJ
Tilskud til industri (2020)	37	DKK/GJ
Tilskud til opgradering (2020)	74	DKK/GJ

Tabel 9: Hovedforudsætninger vedr. brændselspris, tilskud og afgifter * Anvendes ifølge VE loven ved beregning af 26-tilskud. Basispris og naturgaspris i 2019 anvendes til fastlæggelse af tilskuddet i 2020. Se Tabel 4.

Afsætning til gaskraftvarmeanlæg

Omkostningerne til fremføring af gassen er baseret på en lavtryksledning på 15 km svarende til en omkostning på ca. 3 kr./GJ. Dertil er indregnet omkostning til ombygning af naturgasmotoren til biogasdrift (angivet som gasrampe i Tabel 10). Denne omkostning er estimeret til ca. 500.000 kr. per MW el kapacitet svarende til godt 0,5 kr. per GJ biogas.

Indtægterne stammer fra fortrængt gas og værdi af sparet CO₂. Det forudsættes at værket er kvoteomfattet, men at anlægget fortsat skal svare CO₂-afgift på brændsel til varme. Dertil kommer indtægter fra pristillæg på elproduktion

og sparede afgifter på varmesalg. Indfasningen af forsyningssikkerhedsafgiften, som er højere for biogas end for naturgas, betyder, at afgiftsgevinsten på varmesiden er mindre end i dag. I alt udgør besparelsen 43 kr./GJ varme (59,5 kr./GJ+21,3 kr./GJ-28,9 kr./GJ delt med 1,2). Samlet set udgør værdien af biogas 150 kr./GJ for kraftvarmeværket. Her fra skal fradrages omkostninger til biogasnet og omstilling af gasmotor således at nettoværdien er 145 kr./GJ.

I praksis kan gevinsten ved at udskifte naturgas med biogas være mindre, fordi biogas er dyr at lagre, og derfor skal aftages mere kontinuerligt end naturgas. Dette kan medføre et ændret driftsmønster på naturgaskraftvarmeanlægget, bl.a. kan det i perioder være nødvendigt at bortkøle varme. Hvis biogas kun udgør en lille del af det samlede gasforbrug på anlægget, kan disse fradrag være små. Omvendt vil betydningen øges, hvis biogasmængden er stor i forhold til den anvendte gasmængde på kraftvarmeanlægget.

DKK/GJ	Omkostninger	Indtægter
Lavtryksnet	3	
Gasrampe	1	
Eltilskud (39% elvirk)		44
Sparede varmeafgifter		22
CO2-kvoter		4
CO2-afgift på varmesalg		4
Tilskud (prisafh.)		2
SUM	4	150

Tabel 10: Selskabsøkonomiske forhold ved anvendelse af biogas på naturgaskraftvarmeanlæg

Afsætning til eksisterende kraftvarme med træfliskedel som reference

Kravet om kraftvarmeproduktion betyder, at biomassekedler i dag ikke må etableres som grundlastkapacitet i naturgasbaserede decentrale kraftvarmeområder. Det er imidlertid usikkert, hvilken regulering der vil gælde i 2020 og fra fjernvarmeselskabets perspektiv vil det være fordelagtigt, at producere varmen på biomassekedler i stedet for på naturgas pga. de lavere afgifter. Derfor belyses også den situation, hvor biogassen afsættes til et eksisterende naturgaskraftvarmeanlæg, men hvor varmerefærensen er en træfliskedel.

I beregningen forudsættes biogasanlægget at skulle bære kraftvarmeværkets omkostninger til drift og vedligehold, da alternativet vil være at anlægget lukkes eller holdes i drift for primært at levere ydelser til elmarkedet. Værdien af biogas vil komme fra sparede brændsler til flis og sparede omkostninger til investering i en ny fliskedel. Der vil også være en mindre afgiftsmæssig gevinst fordi biogas anvendes på et kraftvarmeanlæg mens flis

anvendes i en kedel. Derudover har de biogasfyrede kraftvarmeanlæg indtægt fra elsalg og fra elpristillægget.

DKK/GJ	Omkostninger	Indtægter (affaldsbio)
Lavtryksnet	3	
Gasrampe	1	
D&V på gasmotor	8	
Udetid	1	
Sparet investering og D&V i træfliskedel		7
Lavere FS-afgift pga. KV		3
Elsalg		40
Etilskud		44
Varmesalg		24
Tilskud (prisafh.)		2
SUM	13	120

Tabel 11: Selskabsøkonomiske forhold ved anvendelse af biogas på naturgaskraftvarmeanlæg – træflis som varmereference.

Afsætning til industri (direkte)

Der etableres en gasledning fra biogasanlægget til nærliggende industri, biogas anvendes til at producere procesvarme. Hos mange industrielle aftagere varierer forbruget betydeligt over året og derfor er de ofte ikke egnede som hovedaftagere af biogas. Derudover af afsætningsmulighederne færre end til decentrale kraftvarmeanlæg. Det betyder omvendt at de relative omkostninger til fremføring af gassen via gasnet er højere – enten fordi gassen skal transporteres længere eller fordi gasvoluminet er mindre. I beregningen forudsættes derfor omkostninger til lavtryksnet, som er dobbelt så høje som ved afsætning til decentralt kraftvarmeanlæg, dvs. 6 kr./GJ.

På indtægtssiden indgår værdien af fortrængt brændsel (naturgas) og sparede CO₂-kvoter, idet der som udgangspunkt antages at være tale om en kvoteomfattet virksomheder. For ikke-kvoteomfattede virksomheder vil der spares CO₂-afgifter, som i 2020 formentligt vil have en højere værdi end CO₂-kvoteprisen. Dertil opnås biogasproduktionstilskud til proces⁵.

⁵ Det forudsættes at EU kommissionen godkender dette pristillæg

DKK/GJ	Omkostninger	Indtægter (naturgas)
Lavtryksnet	6	
Nye brændere	1	
Udetid (2%)		
Fortrængt brændsel		75
CO2-kvoter		4
Procestilskud		37
Tilskud (prisafh.)		2
SUM	7	117

Tabel 12: Selskabsøkonomiske forhold ved direkte anvendelse af biogas til industri.

Halmvarmeværk (ny gasmotor)

I de dele af landet, hvor der ikke anvendes naturgas til fjernvarmeproduktion, kan en biomassekedel være en relevante afsætningsmulighed. I eksemplet forudsættes biogassen ført til et halmfyret varmeværk via en ny lavtryksgasledning. Direkte anvendelse af gassen i kedel er ikke interessant ud fra et selskabsøkonomisk perspektiv, hvorfor det forudsættes, at der etableres en ny gasmotor ved halmvarmeværket. Herved opnås indtægt fra elsalg og eltilskud. Endvidere reduceres forsyningsikkerhedsafgiften på biomasse noget, da kraftvarme er afgiftsbegünstiget sammenlignet med ren kedeldrift.

DKK/GJ	Omkostninger	Indtægter
KV anlæg (inv. & drift)	18	
Udetid (2%)	3	
Elsalg		47
Eltilskud		50
Tilskud (prisafh.)		2
SUM	21	99

Tabel 13: Selskabsøkonomiske forhold ved afsætning af biogas til ny gasmotor ved halmvarmeværk.

Afsætning til centralt kraftvarmeværk

Biogassen ledes til et centralt kraftvarmeværk gennem nyetableret lavtryksgasledning. I beregningen forudsættes ledningen at være dobbelt så lang som ved afsætning til decentrale kraftvarmeværk. På centrale kraftværker vil biogas formentligt erstatte kul, træpiller eller eventuelt træflis. I beregningen forudsættes biogas at erstatte træpiller.

Det forudsætter endvidere, at det centrale kraftværk er kontinuerligt i drift. Når anlægget ikke er i drift skal biogassen fortrænge andet brændsel i det centrale område. Biogas får et højere elproduktionstilskud end træpiller, idet fast biomasse får et elproduktionstilskud på 15 øre/kWh (i løbende priser).

Der er forudsat en elvirkningsgrad på 35 % i kraftvarmedrift på det centrale kraftværk baseret på data fra bl.a. Energiproducenttællingen.

DKK/GJ	Omkostninger	Indtægter
Lavtryksnet	6	
Brænder	0,5	
Højere VE-eltilskud (35 % elvirk)		27
Fortrængte træpiller		62
Tilskud (prisafh.)		2
SUM	7	91

Tabel 14: Selskabsøkonomiske forhold ved afsætning af biogas til centralt kraftvarmeværk

Opgradering til naturgaskvalitet

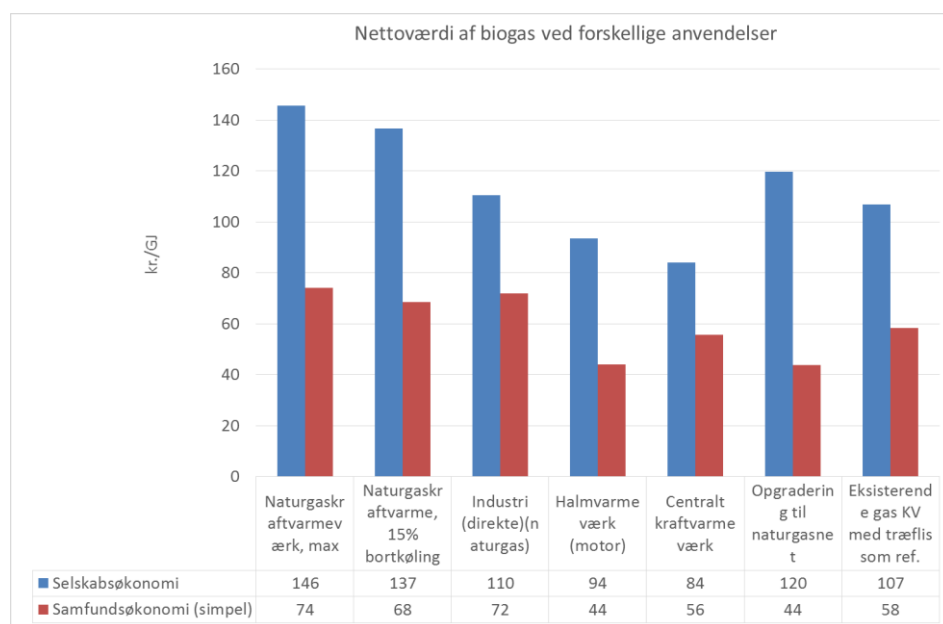
Biogassen opgraderes til naturgaskvalitet og sælges på gask markedet. Opgraderingen kan ske på biogasanlæggene eller på et eller flere større opgraderingsanlæg, hvortil biogassen føres i lavtryksnet. Biogassen forudsættes her at blive transporteret 15 km for at nå frem til opgraderingsanlægget – dvs. samme afstand som til naturgaskraftvarmeanlægget (Den konkrete planlægning vil vise om opgraderingsanlæg med fordel placeres ved biogasanlægget eller ved den relevante M/R station). Omkostningerne til opgradering og nettilslutning er i kapitel 4 beregnet til ca. 25 kr./GJ (0,9 kr/m³ CH₄). Det antages, at biogassen efter opgradering kan sælges til den rå markedspris plus tillæg for transmissionsomkostninger, da gassen forudsættes at blive afsat i distributionsnettet.

DKK/GJ	Omkostninger	Indtægter
Lavtryksnet	3	
Opgradering og nettilslutning	25	
Metantab (1%)	1	
Udetid (2%)	3	
Fortrængt naturgas		72
CO ₂ -kvoter (certifikat)		4
Tilskud (prisafh.)		2
Produktionstilskud		74
SUM	32	152

Tabel 15: Selskabsøkonomiske forhold ved opgradering af naturgas.

Opsummering af økonomiske analyser

Figuren nedenfor sammenfatter nettoværdien af biogas ved de forskellige anvendelsesmuligheder inkl. afgifter og tilskud. For at anskueliggøre samfundsøkonomi vises værdierne endvidere ekskl. afgifter og tilskud.



Tabel 16: Omkostninger og indtægter forbundet med forskellige anvendelser af biogas i 2020. Opgivet i kr./GJ biogas afsat.

4 Omkostninger ved produktion og transport af biogas

Dette afsnit redegør for forudsætningerne for teknologier til produktion, transport og anvendelse af biogas og baserer sig hovedsageligt på litteraturstudier og supplerende beregninger. Forudsætningerne benyttes bl.a. i modelberegningerne, som er nærmere beskrevet i afsnit 5 samt til estimering af biogasproduktionsomkostningerne, beskrevet i afsnit 4.10. Disse anvendes bl.a. til analyserne af den langsigtede indpasning af biogas i energisystemet, som er beskrevet i afsnit 6.

4.1 Biogasanlæg

Et biogasanlægs investeringsomkostninger dækker over en række forskellige elementer lige fra indkøb af byggegrund til projektering, tanke, SRO⁶-anlæg og bygninger. Anlæggene er investeringstunge og har samtidig høje drifts- og vedligeholdelsesomkostninger set i forhold til værdien af det materiale (primært gylle) som behandles i anlægget. På biogasfællesanlæg udgør selve transporten af gylle til og fra anlægget en meget væsentlig omkostning.

Energafgrøder udgør kun en meget lille del af det samlede biomassepotentiale. I dette notat indgår køb af energiafgrøder ikke som en driftsomkostning, men opgøres separat som udgifter til køb af biomasse.

Investerings-
omkostninger

Der er anvendt tre væsentlige kilder for at estimere investeringsomkostningerne for biogasanlæg: Energistyrelsens business case, Faktaark for biogasanlæg udarbejdet af Niras for Energinet.dk samt oplysninger fra nogle af de projekter, der har søgt om anlægstilskud fra tilskudsordningen for biogasanlæg under Fødevarerministeriet i 2012. Data fra de forskellige kilder har meget forskellig detaljeringsgrad, og er inddelt forskelligt. For bedst at sammenligne på tværs af projekter, har vi søgt at inddele investeringer i følgende fire hovedkategorier:

1. Selve biogasanlægget (excl. anlæg til procesvarme)
2. Anlæg til procesvarme
3. Grundkøb
4. Diverse
 - a. Rådgivning

⁶ SRO: Styring, regulering, overvågning.

b. Transport for gas

Investering i selve biogasanlægget omfatter samtlige nødvendige anlægsinvesteringer i biogasanlægget, bortset fra anlægget til procesvarme.⁷ Sidstnævnte har vi trukket ud af investeringerne, idet der er betydelig forskel på, om der anvendes gaskedel, halmvarmeanlæg eller gasdrevet kraftvarmeanlæg.

Også omkostninger til køb af grund, og det vi kalder ”diverse udgifter”, kan variere betydeligt bl.a. på grund af lokale forhold. Diverse udgifter dækker blandt andet over rådgivning og planlægningsomkostninger, samt gasledninger for transport af gas til anvendelsesstedet.

Investeringsomkostninger for transport af biomasse (lastbiler eller udstyr til pumpning af gylle), samt investeringer på gårdene, som leverer biomasse, har vi ikke inkluderet i de direkte investeringsomkostninger. Dette indgår i stedet som en særskilt driftsomkostning.

Det er i flere opstillinger uklart hvordan byggerenter og nødvendig arbejdskapital indgår (I nogle opstillinger indgår f.eks. opstart som en investeringsomkostning). Behov for arbejdskapital har vi trukket ud hvor det var muligt for bedre at sammenligne mellem projekterne.

Efter at vi således har søgt at rense de enkelte opstillinger ned til at omhandle ”Selve biogasanlægget”, har vi derefter for alle opstillingerne tillagt standardiserede data for de manglende investeringskategorier: procesvarmeanlæg, grundkøb og diverse.

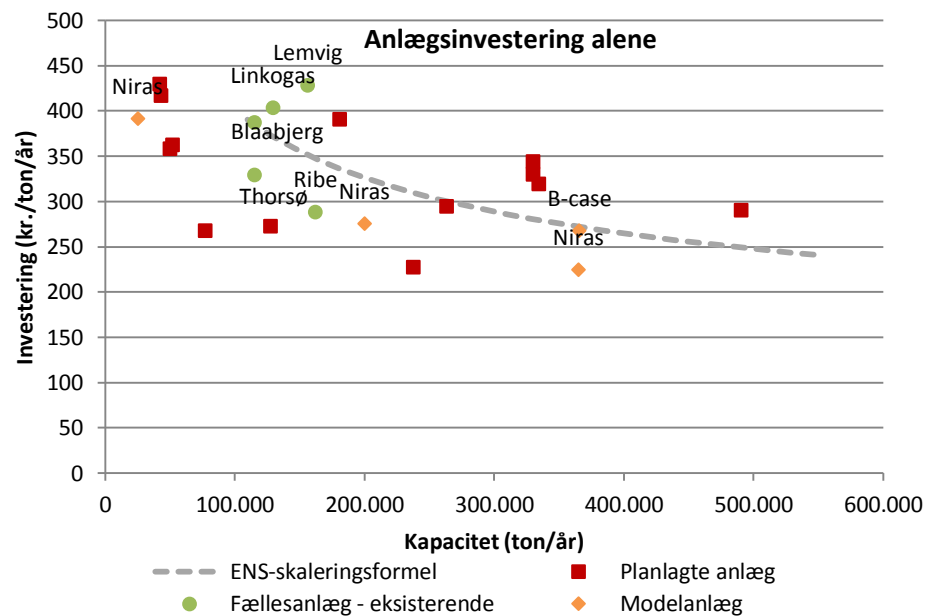
Disse standardiserede data har primært kilde i Energistyrelsens business-case og i NIRAS’ faktaark. Procenttallene i nedenstående opstilling refererer til udgangsomkostningerne for selve biogasanlægget:

- Procesvarme: 4 % (halmkedel)
- Grundkøb: 2 %
- Diverse: 14 %
 - Rådgivning: 7 %
 - Transport for gas: 5 %
 - Andet: 2 %

⁷ Investeringen omfatter dermed bl.a.: Fortanke, rådnetanke, eftertanke, modtageanlæg, gasbehandlingsanlæg, bygninger, SRO-anlæg, elektrisk tilslutning m.m.

Omkostninger udover basisanlægget summerer ifølge ovenstående til 20 %, og de skal tillægges 20% basisinvesteringen for at få den samlede investering.

Investeringsomkostninger for biogasanlæg fremgår af figur 2, hvor der også er vist Energistyrelsens formel for beregning af skalafordelen. Formlen er tidligere udarbejdet på baggrund af faktiske anlæg.

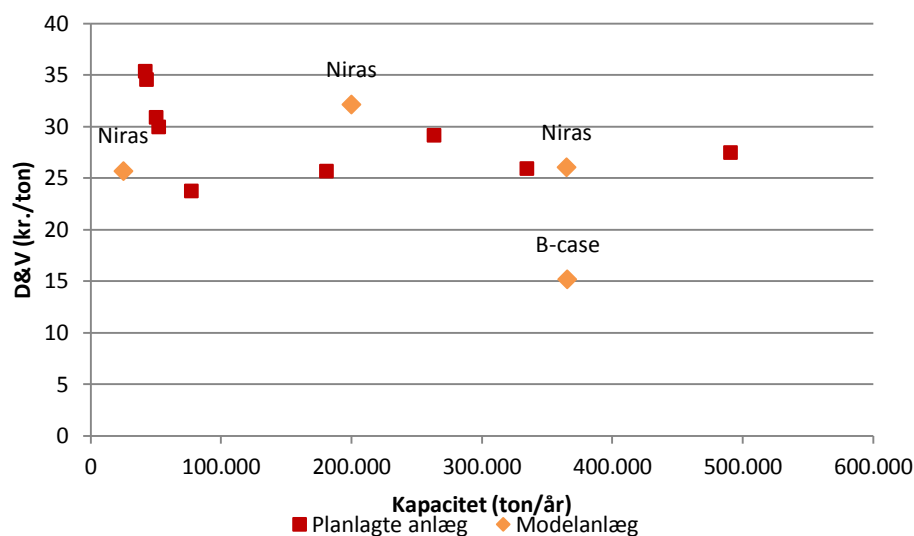


Figur 2: Investeringsomkostning for biogasanlæg ekskl. procesvarmeanlæg, køb af grund og diverse udgifter. Disse ekstra-udgifter er estimeret til ca. 20 %.

En mere detaljeret opgørelse for investeringsomkostningerne på udvalgte anlæg fremgår af bilag 3.

Driftsomkostning

Driftsomkostninger for biogasanlæg som dækker over lønomkostninger, vedligeholdelse af anlæg og alle andre løbende udgifter ses i Figur 3. Dog er omkostninger til køb af energiafgrøder, samt transportomkostninger for gylle og energiafgrøder ikke inkluderet men er opgjort særskilt.



Figur 3: Driftsomkostninger for biogasanlæg ekskl. omkostninger til køb af energiafgrøder, brændstofudgifter til procesvarmeanlæg samt transportomkostninger for gylle og energiafgrøder.

En mere detaljeret opgørelse for driftsomkostningerne på udvalgte anlæg fremgår af bilag 3.

Transportomkostninger

Omkostninger til transport af gylle vurderes på fællesanlæg at ligge på ca. 25 kr./ton på basis af oplysninger fra Niras's faktaark og Energistyrelsens business-case. Heraf udgør kapitalomkostningerne for lastbiler ca. 5 kr./ton, mens de resterende 20 kr./ton udgøres af omkostninger til vedligehold af lastbilerne, lønomkostninger og brændstofudgifter. I praksis er transportomkostningerne naturligvis afhængig af afstanden til biogasanlægget, og vil således være større for større anlæg, som henter gylle fra et større opland med lavere gylletæthed og omvendt.

PlanEnergi har opgjort transportomkostningerne til gylle og dybstrøelse (Jørgensen, Praktisk anvendelse af dybstrøelse som substrat på biogasanlæg - kommende som eksisterende, 2013). Heraf fremgår, at en omkostning på 25 kr./ton svarer til omkostningen ved afhentning af gylle og returnering af afgasset gylle ved en transportafstand på ca. 12-15 km. Omkostningen for transport af dybstrøelse er højere, da der ikke kan anvendes tankvogne. Ved samme afstand er transportomkostningen for dybstrøelse ca. 50 kr./ton og dermed dobbelt så dyr.

Der er ikke gennemført en nærmere analyse af omkostninger for transport af gylle i rør.

Væsentlige forskelle

De forskellige kilder vurderes overordnet set at stemme overens indenfor en rimelig margin. Der er dog også visse forskelle, som bl.a. gælder:

- Driftsomkostninger i Energistyrelsens business-case ligger markant under oplysninger fra de andre kilder.

Nøgletal

På baggrund af ovenstående sammenstilling af data har vi opstillet 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. Der vil være yderlige investerings- og driftsomkostninger forbundet med håndteringen af såkaldt "besværlige" biomasser som dybstrøelse, halm etc.

	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 4: Nøgledata for økonomien for biogasanlæg. Bemærk at udgifter til køb af energifagrer, procesenergi og transport af biomasse ikke er inkluderet.

Sæsonregulering

Det er muligt at sæsonregulere biogasproduktionen ved at variere tilsætningen af visse biomassetyper som beskrevet i et tidligere kapitel. Sæsonregulering øger dog investeringen på anlægget. Det har vist sig vanskeligt at vurdere meromkostningen ved sæsonregulering. Méromkostningen kan være begrænset såfremt der er uudnyttet kapacitet i anlæggets reaktortanke, pumpesystemer og gasanlæg. For anlæg der fuldtud udnytter produktionskapaciteten kan meromkostningen være på samme niveau som gennemsnitsomkostningen målt i kr/ton biomasse tilført.

I denne analyse har vi valgt en marginal investeringsomkostning svarende til 85% af den gennemsnitlige investeringsomkostning på 330 kr./ton/år vist i afsnit 4.1. Denne investering på 281 kr./ton/år ligger lidt højere end den marginale investering, som kan beregnes på baggrund af Energistyrelsens erfaringsbaserede formel for skalafordelen. For anlæg med en kapacitet på ca. 500 ton/dag er der tale om ca. 230-240 kr./ton/år. Dette falder til knap 200 kr./ton/år for anlæg omkring 1.000 ton/dag.

Antages der et biogasudbytte på $100 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{m}^3$ biomasse (for den del af biomassen der udnyttes til sæsonvariation) fås et udbytte på godt 1 MWh bio-

gas/m³ biomasse. Investering i ekstra sæsonreguleringskapacitet bliver dermed ca. 2,5 mio. kr./MW øget gasproduktionseffekt.

I beregningerne antages det, at opregulering ved hjælp af energiafgrøder kan effektueres på 14 dage fra 0 til fuld udnyttelse af sæsonregulering⁸. Afhængigt af den anvendte biomasse vil der i praksis kunne opnås hurtigere regulering, som kan anvendes indenfor timer eller døgn. Dette er der ikke taget hensyn til her. Samtidig kan det for egentlig sæsonregulering være hensigtsmæssigt at indfase reguleringen langsommere for at sikre biogasprocessen.

Sæsonregulering	
Investering	281 kr./ton/år marginal kapacitet 2.471.000 kr./MW biogas
Gasudbytte biomasse	100 m ³ CH ₄ /m ³ biomasse
Reguleringsevne	14 dage fra 0 til fuldlast

Tabel 17: Teknologidata for sæsonregulering.

Omkostningen til sæsonregulering pr. leveret gas, afhænger af det anvendte biomasseinput til sæsonregulering samt udnyttelsen af den ekstra kapacitet, dvs. den årlige gasproduktionsprofil.

Håndtering af biomasseinput

PlanEnergi har undersøgt omkostningerne ved at behandle dybstrøelse på biogasanlæg (Jørgensen, Praktisk anvendelse af dybstrøelse som substrat på biogasanlæg - kommende som eksisterende, 2013). Med udgangspunkt i bl.a. dette arbejde, har Henrik B. Møller fra PlanEnergi bistået med at estimere yderligere investerings- og driftsomkostninger for håndtering af andre biomasser på biogasanlægget. Disse omkostninger kommer oveni omkostningerne til selve biogasanlægget, og er gengivet på tabel 18. Omkostningerne dækker over investering i infrastruktur og forbehandlingsanlæg på biogasanlægget. De viste tal skal ses som et rimeligt estimat, da det ikke har været muligt at gennemføre en detaljeret analyse for alle biomassetyper, som der er gennemført for behandling af dybstrøelse.

⁸ Dette er en beregningsforudsætning. I praksis kan det være tilrådeligt at produktionsøgningen sker over længere tid.

	Inves- tering kr./ton	Total D&V kr./ton	Slid kr./ton	El kr./ton	Bemanding kr./ton	El-forbrug kWh/ton
Dybstrøelse	156	56	10	6	40	9
Fast staldgødning	130	50	5	5	40	7
Halm	430	115	25	40	50	57
Efterafgrøder	100	50	5	5	40	7
Naturarealer	300	90	25	40	50	57
Randzoner	100	50	5	5	40	7
Grøftekanter	100	50	5	5	40	7
Have-parkaffald	430	115	25	40	50	57
Akvatiske biomasser	175	56	10	6	40	9
Husholdningsaffald*	50	56	10	6	40	9
Org. industriaffald		38	5	3	30	4
Energimajs	50	18	1	2	15	3
Energiroer	50	18	1	2	15	3
Kløvergræs	50	18	1	2	15	3
Roetopensilage	50	18	1	2	15	3

Tabel 18: Yderligere omkostninger afhængig af biomasse-input. * Der forudsættes en meget ren kildesorteret fraktion leveret til anlægget. Alternativt vil omkostning være højere.

4.2 Opgraderingsanlæg

For at kunne afsætte biogas til naturgasnettet, er det med de nuværende krav nødvendigt at fjerne CO₂-en fra biogassen, hvorved brændværdien øges⁹. I visse tilfælde kan det endvidere blive nødvendigt at tilsætte gas med højere brændværdi, f.eks. propan.

Der findes en række teknologier til denne opgraderingsproces, hvor de tre hovedprocesser kan deles op i:

- Pressure Swing Adsorption (PSA)
- Fysisk absorption - vandskrubberanlæg
- Kemisk absorption – aminvaskeanlæg

Flere kilder peger på, at vandskrubberanlæg – lidt afhængigt af anlæggets størrelse – er det økonomisk mest fordelagtige. Det er denne type anlæg, der refereres til i det følgende. Andre teknologier vil adskille sig på både investe-

⁹ Teoretisk kunne et alternativ muligvis være at nedgradere brændværdien i hele biogassystemet, såfremt gassen primært består af biogas og andre grønne gasser.

rings- og driftsomkostning, men det forventes ikke, at der kan opnås en samlet pris, der ligger væsentligt under vandkrubberanlæggets.

Anlægsinvesteringen kan deles op i følgende hovedkomponenter:

- Selve opgraderingsanlægget
- Anlæg til efterbehandling af afgassen (for at fjerne restmetan, ikke relevant for aminvaskeanlæg)
- Anlæg for tilsætning af propan (evt.)
- Nettilslutning

For samtlige anlægskomponenter er der tale om en væsentlig skalafordel ved større anlæg. Der er benyttet følgende kilder for investeringsomkostninger:

1. UMSICHT: W. Urban, K. Girod og H. Lohmann, »Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008,« Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik UMSICHT, Oberhausen, 2009.
2. DGC, 2009: T. K. Jensen, »Biogas til nettet,« Dansk Gasteknisk Center a/s, Hørsholm, 2009.
3. DGC, 2011: T. K. Jensen, »Establishment of a biogas grid and interaction between a biogas grid and a natural gas grid.,« Danish Gas Technology Centre, Hørsholm, 2011.
4. SGC, 2013: Foreløbige resultater fra en markedsundersøgelse af Svensk gasteknisk center.

Opgraderingsanlægget

Opgraderingsanlæggets kapacitet angives typisk i Nm^3 biogas på input-siden. Denne kapacitet er her regnet om til en driftskapacitet i $\text{Nm}^3 \text{CH}_4$ på input-siden under antagelse af en overdimensionering på godt 10 % af gennemsnitsproduktionen, der tager hensyn til at biogasproduktionen aldrig vil være helt konstant. De 10 % overdimensionering svarer til ca. 8000 fuldlasttimer ved fuld planlagt belastning. I praksis kan det vise sig fordelagtigt med højere overkapacitet (svarende til et lavere antal fuldlasttimer).

Derudover skal risikoen ved udetid vurderes separat, eksempelvis ved at opføre anlægget i moduler. Dette kan være på bekostning af en del af skalafordelen.

Samtlige referencer gengivet her, er baseret på angivelser fra den svenske producent Malmberg. Et opgraderingsanlæg med en kapacitet på 1000 i Nm^3 biogas/h svarende til en driftskapacitet på ca. 590 $\text{Nm}^3 \text{CH}_4/\text{h}$ har en investeringsomkostning på 22.000-23.000 DKK/ ($\text{Nm}^3 \text{CH}_4$)/h. Ifølge både SGC og an-

givelser af DGC for et stort anlæg i Ringkøbing-Skjern, reduceres dette til 16.000 til 17.000 DKK/(Nm³ CH₄)/h ved anlæg over 2000 Nm³ biogas/h. DGC angiver en investering på 110 mio. kr. for to anlæg med en driftskapacitet på i alt 6850 m³ CH₄, som dog deles op på to anlæg.

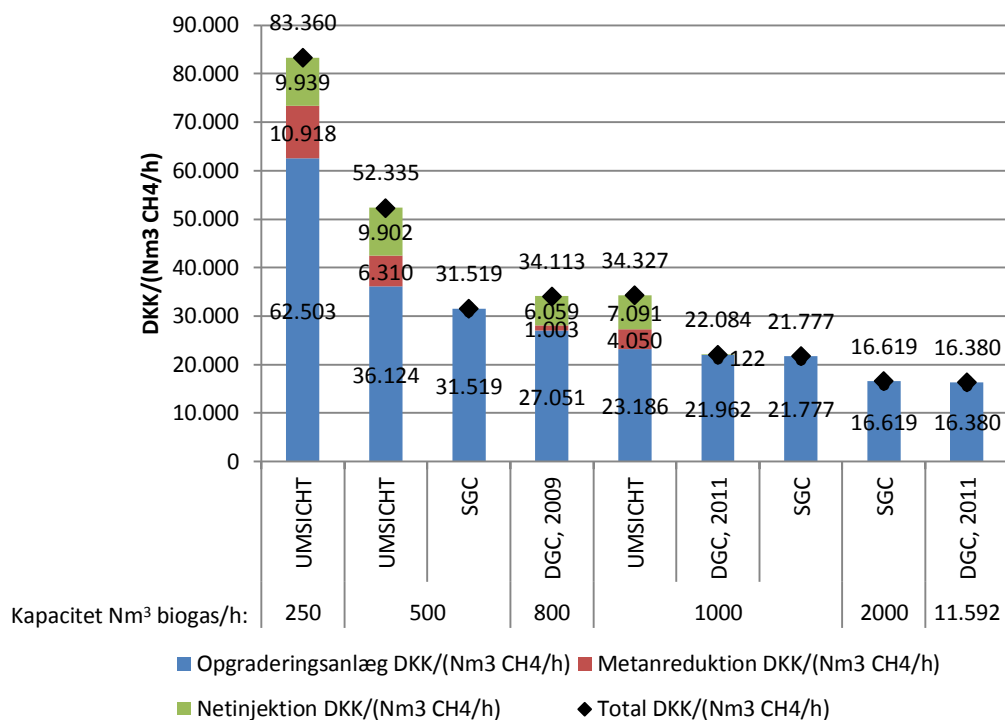
Metanreduktion	Omkostninger til metanreduktion ¹⁰ varierer i de forskellige kilder, men udgør generelt en mindre del af den samlede omkostning. UMSICHT-studiet angiver investeringen til 200.000 – 300.000 € afhængig af anlæggets størrelse (termisk oxidationsproces). Antages investeringen at være ca. 300.000 € for et 1000 Nm ³ biogas-anlæg fås en investering på ca. 4.100 DKK/(Nm ³ CH ₄)/h. DGC angiver dette til kun 1.000 DKK/(Nm ³ CH ₄)/h. ¹¹
Propantilsætning	Der er her ikke medtaget eventuelle omkostninger til propantilsætning, da dette vurderes som oftest ikke at være relevant.
Netinjektion	Udover selve gasbehandlingen kræves der en nettilslutning til naturgasnettet. Dette omfatter tryksætning til trykket i naturgasnettet (40 bar ved større opgraderingsanlæg), udstyr til måling af gaskvaliteten, odorisering og selve den mekaniske nettilslutning. Derudover er omkostninger til selve stikledningen ikke medtaget, da den er stærkt afhængig af den faktiske afstand fra biogas-anlægget til naturgasnettet. DGC angiver den samlede investering til ca. 2,7 mio. DKK for et 800 Nm ³ biogas anlæg, svarende til 6.100 DKK/(Nm ³ CH ₄)/h. ¹² I UMSICHT-studiet er omkostningerne vurderet noget højere. Der indgår dog i kilden også omkostninger til propantilsætning, som er forsøgt trukket fra ud fra DGC's angivelser om investeringer til propantilsætning. For et 1000 Nm ³ biogas-anlæg er der dog stadig tale om ca. 7.200 kr./((Nm ³ CH ₄)/h eksklusiv stikledning. Konkrete projektplaner i Danmark tyder på, at netinjektions-omkostningen kan variere betydelig og være højere, end de undersøgte studier antyder ¹³ . På baggrund af fortrolige oplysninger om konkrete projekter vurderes omkostningen at ligge på omkring 10.000 kr./((Nm ³ CH ₄)/h.

¹⁰ Metanreduktion i afgasluften foretages typisk i en katalytisk proces.

¹¹ Dette passer til en alternativproces, som Malmberg ifølge UMSICHT er ved at teste. Der er tale om et ioniseringsproces, der skulle reducere investeringen til ca. 75.000 €.

¹² Kilden benytter: 2,274 mio. DKK til netinjektion og 0,216 mio. DKK til odorisering. Omkostninger til gasanalyser er skønnet til 0,210 mio. DKK ud fra DGC angivelse om ca. 0,55 kr./Nm³ CH₄.

¹³ Torben Kvist vurderer i rapporten ”Omkostning ved tilslutning af biometan til naturgasnettet” DGC 2013, de gennemsnitlige injektionsomkostninger til 0,25 kr/m³ CH₄ eller 7 kr pr GJ. dvs. 12% højere end de her anvendte tal.



Figur 5: Investeringsomkostninger til opgraderingsanlæg. Kildeangivelser regnet om til per CH₄ input og priser i 2012-kroner. Ikke alle kilder angiver alle delomkostninger.

På baggrund af ovenstående kilder vurderes et opgraderingsanlæg med en størrelse på ca. 1.000 m³ biogas at kunne opføres til i alt ca. 35.000 kr. / (Nm³ CH₄)/h eksklusiv omkostninger til stikledning (se Tabel 19). Dette må anses for at være lavt sat i forhold til de kilder, der medtager alle omkostninger, og i lyset af, at der ikke er inkluderet nogen stikledning.

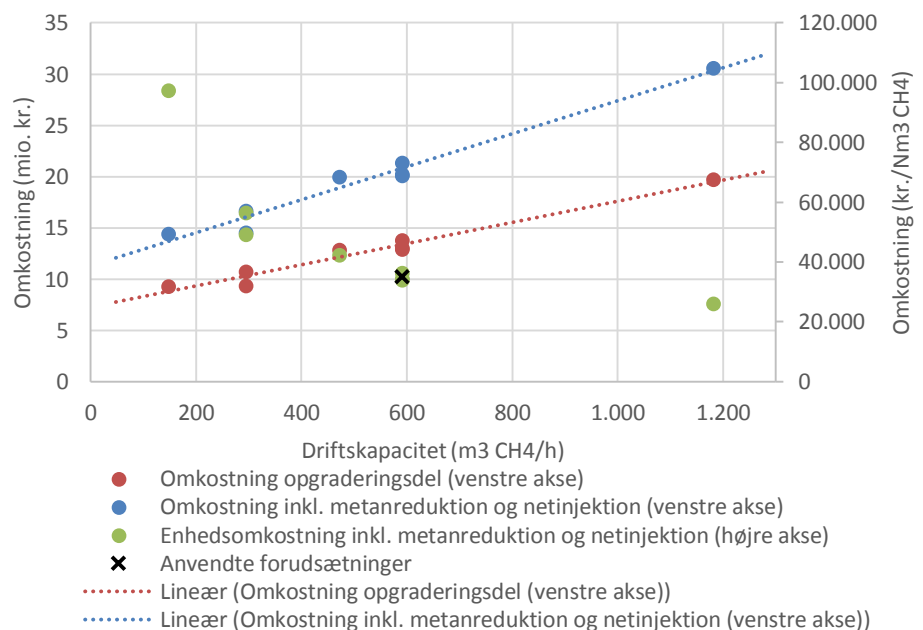
Opgraderingsanlæg

Kapacitet	1000 Nm ³ biogas/h
Driftskapacitet	591 Nm ³ CH ₄ /h
Opgraderingsanlæg	22.500 kr./Nm ³ CH ₄ /h
Metanreduktion	2.500 kr./Nm ³ CH ₄ /h
Netinjektion	10.000 kr./Nm ³ CH ₄ /h
Total investering	35.000 kr./Nm ³ CH ₄ /h
Elforbrug	0,38 kWh/m ³ CH ₄
	0,1 kWh/m ³ CH ₄ komprimering til 40 bar
Drift- og vedligehold	700 kr./Nm ³ CH ₄ /h
Metantab	1 %
Udetid	2 %

Tabel 19: Teknologidata for opgraderingsanlæg med en teknisk kapacitet på 1.000 Nm³ biogas/h.

Skalafordel

Små opgraderingsanlæg kan være betydelig dyrere pr. opgraderingskapacitet end større anlæg. For at vurdere dette, er der taget udgangspunkt i ovenfor nævnte kilders angivelser for opgraderingsdelen alene for Malmberg-anlæg af forskellige størrelser (Figur 6). Det fremgår, at der er en vis grundomkostning for opgraderingsanlæg, som er uafhængig af størrelsen. Herefter stiger investeringsomkostningen lineært med størrelse, dvs. der er ingen yderligere skalafordel udover at grundomkostningen kan fordeles over en større total kapacitet. Dette hænger sammen med de modulopbyggede anlæg. DGC's angivelser for anlægget med en kapacitet på over 11.000 m³ biogas/h er ikke taget med i opgørelsen, men antyder, at enhedsomkostningen pr. kapacitet ikke falder yderligere for anlæg med en kapacitet på over 2.000 m³ biogas/h (knap 1.200 m³ CH₄/h). På denne baggrund estimeres grundomkostningen for anlæg op til 2.000 m³ biogas/h at være ca. 11,2 mio. kr. mens den variable del estimeres til ca. 16.100 kr./Nm³ CH₄/h (lineær tendenslinie).



Figur 6: Investeringsomkostning for opgraderingsanlæg afhængig af anlæggets driftskapacitet (m³ CH₄/h).

Driftsomkostninger

De væsentligste variable driftsomkostninger udgøres af strømforbruget til både opgradering og kompression til nettrykket. Både UMSICHT og DGC angiver på baggrund af oplysninger fra Malmberg elforbruget til opgraderingsanlægget til ca. 0,25 kWh/Nm³ biogas, svarende til ca. 0,39 kWh/ Nm³ CH₄ produceret. Derudover estimeres strømforbruget til kompression fra 7 bar (afgangstryk fra vandskrubberanlæg) til 40 bar (nettryk) til at udgøre ca.

0,1 kWh/Nm³ CH₄. Dertil kommer driftsudgifter til vedligeholdelse, lønudgifter m.m., som UMSICHT vurderer til ca. 1.200 kr./Nm³ CH₄/h/år, svarende til ca. 5% af anlægsinvesteringen for et 1000 Nm³ biogas anlæg. DGC angiver kun den samlede driftsomkostning inkl. strømodgifter. Da faste driftsudgifter til bl.a. vand og lønomkostninger kan være afhængigt af de lokale forhold, antages der her forsigtigt kun 2% af den samlede investering fordelt ligeligt på variable og faste omkostninger.

Elpris

Opgraderingsanlæg antages afgiftsmæssigt at gælde som let proces, og de relevante elafgifter fremgår af tabel 20. I forbindelse med vækstplanen indgået af regeringen (Socialdemokratiet, Radikale Venstre og Socialistisk Folkeparti), Venstre, Liberal Alliance og Det Konservative Folkeparti den 24. april 2013 blev der vedtaget en række lempelser af energiafgifter til proces. Dette gælder også afgifter på el til proces, som bliver reduceret til EU's minimumsafgifter fra 1. januar 2014. Hermed reduceres eludgifterne for opgraderingsanlægget fra 1. januar 2014 med ca. 13 øre/kWh i forhold til situationen før afgiftslempelsen.

Afgiftsbetaling		Sats 2013	Let pro- ces	Kommentar
Energiafgift	øre/kWh	63,5		
Elsparebidrag	øre/kWh	0,6		
Eldistributionsbidrag	øre/kWh	4,0		
Tillægsafgift	øre/kWh	6,1		
Energisparebidrag	øre/kWh	6,4		
Samlet afgiftsbetaling	øre/kWh	80,6	0,4	Kun EU-minimum for proces fra 2014
PSO-tarif (afhænger bl.a. af spotprisen)	øre/kWh	10,0	10,0	Estimat
Transmissionstarif til energinet.dk	øre/kWh	7,6	7,6	
Systemtarif til energinet.dk	øre/kWh	2,9	2,9	
Distributionstarif til lokalet netselskab*	øre/kWh	7,12	7,1	10kV side af 60 10/kV transformere
Total	øre/kWh	108,2	28,0	
Samfundsøkonomisk distributionsomkostning	øre/kWh	13,6		Ifølge samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger ekskl. tab

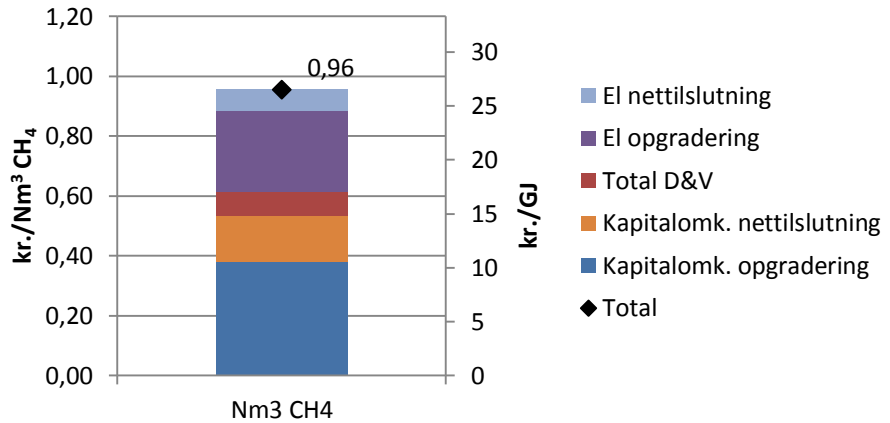
Tabel 20: Elafgifter og tariffer for elforbrug til opgraderingsanlæg. Satsen for let proces gælder fra 1. januar 2014..* A-kunde hos EnergiMidt: <http://www.energimidt.dk/Erhverv/El-og-energi/Priser-og-vilkaar/Sider/Elpriser-for-energimidt-net.aspx>. Der anvendes en total elpris på ca. 70 øre/kWh. Dette er under forudsætning af en markedspris an forbruger på godt 40 øre/kWh (Baseret på elmarkedsberegninger for 2020 gennemført i forbindelse med fjernvarme-analysen).

Opgraderings- omkostning

Med de beskrevne forudsætninger bliver den samlede opgraderingspris ved en rente på 5% og en økonomisk levetid på 10 år ca. 0,96 kr./Nm³ CH₄ svarende til knap 27 kr./GJ. Ved en levetid på 20 år, uden yderligere reinvesteringer, reduceres omkostningen til 0,75 kr./Nm³. Det er dog sandsynligt, at der kræves reinvesteringer i opgraderingsanlægget for at opnå en levetid på 20 år.

Derudover pålægges den opgraderede biogas, ligesom naturgas, en omkostning til transmission, distribution og lager i naturgasnettet. Den samfundsøkonomiske omkostning er på ca. 3,2 kr./GJ til større kraftværker, og ca. 6,7 kr./GJ til decentrale værker. Den selskabsøkonomiske omkostning afhænger

af det årlige forbrug. For et mindre decentralt værk vil den ligge på omkring 8 kr./GJ.¹⁴



Tabel 21: Opgraderingsomkostning ved en levetid på 10 år og en rente på 5%. Transmissions- og distributionstariffer for transport i naturgasnettet er ikke inkluderet her.

4.3 Kraftvarmeanlæg

Energistyrelsen & Energinet.dk's teknologikatalog angiver investeringsomkostningen til gasmotorer til ca. 9,3 mio. kr./MW_{el}. Dette inkluderer dog et helt anlæg, inkl. bygning og eltilslutning. Det vurderes, at erstatning af eksisterende gasmotorer kan foretages for ca. 2/3 af nyprisen, dvs. 6,2 mio. kr./MW.

Omkostningerne til at ombygge en gasmotor til biogasdrift afhænger af motortypen, herunder om biogassen skal tryksættes, hvilket ville forøge de variable driftsomkostninger og sænke netto-eltvirkningsgraden. DGC har undersøgt omkostningerne nærmere i forbindelse med en undersøgelse af muligheder for et lavtryksbiogasnet i Ringkøbing-Skjern, se tabel 22. Det vurderes her, at en ombygningsomkostning på 0,5 mio. kr./MW er realistisk for egnede motorer over 2 MW el, men de konkrete forhold vil være meget afgørende og omkostningen kan være højere. DGC vurderer, at elvirkningsgraden ved biogasdrift reduceres med ca. 1 %-point. D&V-omkostningerne antages ikke at stige. Såfremt gassen skal tryksættes, må der dog påregnes D&V til kompressoren og øget elforbrug hertil.

¹⁴ Beregning for et værk med et årligt forbrug på 85 TJ Naturgas på baggrund af HMNs prisblad.

KV	Motor	MW	Ombygnings-	
			omkostning mio. kr.	kr./MW
Spjald	Rolls Royce KVG5-18G4	3,1	4,14	1,33
	JenbacherJMS620GSNLCE12	3,0	1,23	0,40
Ådum	Jenbacher JMS316GSNLC	0,7	0,99	1,41
Kloster	Jenbacher JMS300	1,3	1,02	0,78

Tabel 22: Ombygningsomkostning for forskellige motorer. For Rolls Royce-motoren er der inkluderet en kompressor på 1,125 mio./MW el. Beregninger på baggrund af (Jensen, 2011).

Gasmotorer			
Investering		Mio. kr./MW	9,31
Ombygning til biogasdrift		Mio. kr./MW	0,5
Fast D&V		Kr./MW/år	205.620
Var. D&V		Kr./MWh	34
Levetid		år	20

Tabel 23: Omkostninger for gasmotorer. D&V er fordelt 50%-50% på variable og faste omkostninger ved en driftstid på 6000 timer. Kilde: Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, Energinet.dk, 2013) samt egne antagelser.

4.4 Kedelanlæg

Omstillingen af en gaskedel til biogas vurderes i hovedreglen at indebære væsentligt lavere omkostninger end omstilling af kraftvarmeanlæg. Det gælder såvel industrielle anlæg, som kedler til fjernvarmeproduktion. Investeringsomkostningen vurderes at være i størrelsesorden 0,1 mio. kr./MW.

4.5 Gaslager

Det antages, at biogasanlæg udstyres med et lavtryksgaslager for at kunne opnå en hvis fleksibilitet i gasafsætningen. Gaslageret er dimensioneret til en kapacitet svarende til et halvt døgn biogasproduktion. For et anlæg med en årlig gasproduktion på ca. 11 mio. Nm³ CH₄ svarer dette til en omkostning på ca. 2 kr./GJ årlig biogasproduktion. Investerings- og driftsomkostninger er baseret på erfaringer fra Hashøj biogasanlæg.

Gaslager	
Investering (kr./Nm ³ CH ₄)	354
D&V (kr./ Nm ³ CH ₄ /år)	2,6
Levetid (år)	10

Tabel 24: Omkostninger til lavtryks gaslager.

4.6 Lavtryksledning

Omkostningerne til dette fremgår af tabellen nedenfor og gælder inkl. de nødvendige netkomponenter i form af blæsere m.m.. D&V-omkostninger inkluderer omkostninger til elforbrug i blæsere, og er her estimeret ud fra 2 % af investeringsomkostningen. I praksis afhænger omkostningerne af den faktiske diameter og nødvendigheden for blæsere eller kompressorer. DGC angiver omkostninger fra 588.000 kr./km for en indvendig diameter på 56 mm til 1.316.000 kr./km for en indvendig diameter på 353 mm (Jensen, 2011). Som gennemsnit for netdesignet for Ringkøbing-Skjern casen, hvor der opbygges et større lavtryksnet, angives en omkostning på omtrent 900.000 kr./km. Det er denne pris, som er angivet her, og som bl.a. benyttes til de landsdækkende analyser af indpasning af biogas med Balmorel-modellen beskrevet i afsnit 6.

For at estimere biogasproduktionsomkostningerne antages det, at der skal etableres en lavtryksledning på 20 km for at kunne afsætte biogassen, uanset om biogassen afsættes til opgradering eller direkte til kraftvarme. For et anlæg med en årlig gasproduktion på ca. 11 mio. Nm³ CH₄ svarer dette til ca. 4,2 kr./GJ gas.

Lavtryksledning	
Investering (kr./km)	900.000
D&V (kr./km/år)	18.000
Levetid (år)	20

Tabel 25: Omkostninger til lavtryks gaslager.

For caseberegningerne vist i kapitel 5 er investeringsomkostningerne til lavtryksledning sat lidt lavere til ca. 744.000 kr./km, som er det niveau, der anvendes i Energistyrelsens business case. Dette sker ud fra en betragtning om, at der her er taget udgangspunkt i en konkret ledning imellem ét biogasanlæg og én aftager, og der samtidig ikke må forventes lige så stort et flow, som i de lidt større sammenhængende lavtryksnet.

Desuden er D&V-omkostningerne repræsenteret mere detaljeret i form af en variabel omkostning til el på 0,02 kWh/m³ biogas. Dertil er der lagt en fast omkostning på 0,5 % af investeringen.

4.7 Metanudbytte

Metanudbyttet fra forskellige biomassefraktioner kan variere betydeligt, også for samme fraktion. I denne sammenhæng er det vigtigt, at de forudsatte tørstofindhold og organiske tørstofindhold hænger nøje sammen med de priser, der forudsættes for netop denne fraktion biomasse. Når der ses bort fra

investering i reaktorkapaciteten, kan et ton majs med et højere tørstofindhold og en højere pris således have samme pris pr. GJ produceret gas, som et ton majs med lavere tørstofindhold og lavere pris.

De her antagne metanudbytter er for de fleste biomassefraktioner baseret på Agrotechs rapport om biomassepotentialiet (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013) og fremgår af tabel 26. Det er ikke nærmere specificeret i kilden, hvilken teknologi, der kræves for at opnå disse udbytter, men det må antages, at der bl.a. anvendes serieudrådning for at opnå et bedre udbytte fra bl.a. gylle. Der er foretaget enkelte justeringer og tilføjelse i forhold til Agrotechs angivelser:

- For halm antager Agrotech en gasproduktion på ca. 160-300 l CH₄/kg VS. På baggrund af dialog med bl.a. PlanEnergi er der her anvendt et metanudbytte på 275 l CH₄/kg VS, som ligger i den høje ende af Agrotechs angivelser. For at opnå det givne udbytte forudsættes en forbehandling i form af brikketering, ekstrudering eller lignende. Det er dog også muligt, at yderligere teknologisk udvikling af biogasanlæg med dedikerede forbehandlingsanlæg og længere udrådningstid for halmen kan øge udbyttet yderligere. På baggrund af Planenergis vurdering er der anvendt et metanudbytte på 320 l CH₄/kg VS for industriaffald. TS-indholdet er vurderet ud fra statistik for biogasproduktionen fra industriaffald for 2008 (Energistyrelsen, 2010), samt et skøn over den anvendte mængde fra PlanEnergi (Jørgensen, Biogas - grøn energi, 2009). Industrielt affald udover den mængde, der anvendes i dag, må forventes at have et lavere TS-indhold, da den "gode" ressource allerede udnyttes. Det er her antaget at TS-indholdet for yderligere industriaffald svarer til ca. 55% af det der anvendes i dag.
- For enkelte biomasser angiver Agrotech i beskrivelsen et andet metanudbytte end de totale mængder i ton TS og Nm³ metan antyder. For husholdningsaffald anvendes 375 l CH₄/kg VS, svarende til Agrotechs centrale skøn. For andre biomasser anvendes udbyttet beregnet ud fra det samlede potentiale.

Gasproduktion per ton	Nm ³ CH ₄ /ton	Nm ³ CH ₄ /kg VS	TS-indhold	VS/TS
Gylle	12,2	239	6%	80
Dybstrøelse	55,8	246	28%	80
Fast staldgødning	43,8	250	22%	80
Ajle	4,5	250	2%	80
Halm*	222,1	275	85%	95
Efterafgrøder	24,6	273	10%	90
Naturarealer	143,5	277	58%	90
Randzoner	59,5	265	25%	90
Grøftekanter	55,2	245	25%	90
Have-parkaffald	47,3	175	30%	90
Akvatiske biomasser	25,0	185	15%	90
Husholdningsaffald	94,9	375	28%	90
Organisk industriaffald*	120,7	320	42%	90
Energimajs	100,0	351	30%	95
Energiroer	75,6	398	20%	95
Kløvergræs	40,6	301	15%	90
Roetopensilage	33,8	300	13%	90

Tabel 26: Forudsætninger for metanudbytte fra forskellige biomassefraktioner. Kilde: Beregninger på baggrund af oplysninger i Agrotechs rapport om biomassepotentiale til biogasproduktion (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013). * Ændrede antagelser ift. kilden. Det er forudsat at halmen er forbehandlet.

4.8 Biomassepriser

Biomassepriserne er ligeledes baseret på Agrotechs angivelser af prisen an anlæg, dvs. inkl. transport. For gylle og anden husdyrgødning er det antaget, at omkostningen ligger på transport alene, og der regnes med en transportomkostning på ca. 25 kr./ton for gylle og 50 kr./ton for dybstrøelse og fast staldgødning (se afsnit 4.1). I praksis kan transportomkostningen variere afhængigt af husdyrgødningsressourcen og afstand til biogasanlægget.

For majs er der forudsat en pris på 260 kr./ton ved et tørstofindhold på 30%. Fødevareøkonomisk institut anvender en gennemsnitlig pris på 307 kr./ton ved et tørstofindhold på 33% svarende til 260 kr./ton ved det her forudsatte tørstofindhold på 30% (Jacobsen, Lausgesen, Dubgaard, & Bojesen, 2013).

For industrielt affald kan priserne variere betydeligt. Der er her taget udgangspunkt i en pris på 300 kr./ton, baseret på bl.a. analyserne gennemført i forbindelse med opstilling af en businesscase for opgradering af biogas (COWI, 2013). Med det forudsatte metanudbytte fra organisk industriaffald, vil gasproduktionsprisen ligge lidt under den pris, der fås ved anvendelse af majs. Det er usandsynligt, at biogasanlæg er villige til at betale en pris, der fører til

en højere gasproduktionsomkostning end den, der kan opnås ved anvendelse af majs.

For husholdningsaffald er der antaget en pris på 140 kr./ton i Agrotechs rapport med henvisning til at tallet er behæftet med en væsentlig usikkerhed. I dag betales ofte et gebyr på ca. 500 kr./ton for at komme af med husholdningsaffald til forbrænding, altså en negativ pris. Dette er dog ikke kildesorteret med garanteret renhed for den organiske fraktion. Det antages her, at det organiske husholdningsaffald, der leveres til biogasanlægget til en pris på 140 kr./ton er kildesorteret og rent. Såfremt denne sortering kan gennemføres for ca. 640 kr./ton, virker prisen på 140 kr./ton rimelig.

	Omkostning an anlæg kr./ton	Omkostning an anlæg kr./ton TS	Omkostning produ- ceret gas kr./GJ
<i>Gylle*</i>	25	392	5
<i>Dybstrøelse*</i>	50	176	2
<i>Fast staldgødning*</i>	50	228	3
<i>Ajle*</i>	50	2.200	30
<i>Halm</i>	502	590	6
<i>Efterafgrøder</i>	144	1.440	16
<i>Naturarealer</i>	288	500	5
<i>Randzoner</i>	250	1.000	11
<i>Grøftekanter</i>	240	960	12
<i>Have-parkaffald</i>	45	150	2
<i>Akvatiske biomasser</i>	23	150	2
<i>Husholdningsaffald</i>	141	500	4
<i>Organisk industriaffald*</i>	300	716	6
<i>Energimajs*</i>	260	867	7
<i>Energiroer</i>	275	1.375	10
<i>Kløvergræs</i>	165	1.100	11
<i>Roetopensilage</i>	56	450	4

Tabel 27: Forudsætninger for biomassepriser. Omkostningen angivet i denne tabel inkluderer alene omkostninger til tilvejebringelse af biomassen, og ikke investerings- og driftsomkostninger på biogasanlægget. Kilde: (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013). *Afviger fra kilden.

4.9 Biomassepotentiale

Agrotech har analyseret biogaspotentialer delt op på forskellige biomasseressourcer, som er gengivet på tabel 29.

Biogaspotentialer, der anvendes i denne analyse er hovedsageligt baseret på denne kilde, med enkelte undtagelser, for at tage hensyn til evt. anden udnyttelse af den samme biomasseressource eller teknologiudvikling:

- Agrotech angiver ikke noget potentiale for organisk industriaffald. Det her angivne potentiale er baseret på mængder i tons fra Miljøstyrelsen for ressourcestrategien. PlanEnergi har tidligere, estimeret det samlede potentiale til ca. 2,5 PJ (Jørgensen, Biogas - grøn energi, 2009).
- For husholdningsaffald angiver Agrotech ikke noget potentiale for 2020, grundet det pågående arbejde med ressourcestrategien i Miljøministeriet, da Agrotechs rapport blev udarbejdet. Her anvendes data for mængden i ton fra Miljøstyrelsen udarbejdet for Ressourcestrategien.
- Agrotech angivelser for potentialet for energiafgrøder skal ikke ses som maksimalt potentiale, men er baseret på den danske regulering, hvor der på sigt maksimalt må anvendes 12% (vægt) energiafgrøder. Agrotech har estimeret mængden ud fra disse 12% og en antagelse om udnyttelse af ca. 50% af den samlede husdyrgødning. Den samlede mængde er her halveret under antagelse om at den anden halvdel finder anden anvendelse i energisystemet. etc. De viste potentialer for energiafgrøder er anvendt i scenarieberegninger for fjernvarmeanalysen, som gennemføres i Energistyrelsen som opfølgning på energiaftalen fra marts 2013.
- Potentialet for biogasproduktion baseret på halm er revideret, på baggrund af en antagelse om højere metanudbytte som beskrevet i afsnit 4.7. Mængden af halm er desuden justeret til at svare til ca. 40% af den samlede halmressource, som er tilgængelig for energisektoren i Danmark.

Halm	mio. ton	PJ halm
Total ressource	> 5	
Tilgængelig for energisektoren	3,6	52,2
Tilgængelig for biogas, el- og varmeproduktion	2,9	41,8
Tilgængelig for biogasanlæg	1,4	20,9
Biogasproduktionspotentiale		11,5

Tabel 28: Antagelser for anvendelsen af den totale halmressource i Danmark og potentialet for biogasproduktionen. Estimatet af den totale halmressource er baseret på (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013).

Det totale potentiale for produktion af biogas er knap 50 PJ. Der er dog væsentlig usikkerhed forbundet med dette potentiale. Dels inkluderer potentialet en række biomassetyper, der ikke anvendes i udstrakt omfang i biogasan-

læg i dag, dels kan potentialet for gasproduktion baseret på energiafgrøder sættes højere, end det er valgt her.

	2012	2020	Revideret potentiale	Metan-udbytte (Nm ³ /ton)
Gylle	14,5	13,8	13,8	12,2
Dybstrøelse	6,6	6,4	6,4	55,8
Fast staldgødning	0,6	0,1	0,1	43,8
Ajle	0,0	-	-	4,5
Halm	11,5-26,3	14-31,3	11,5	222,1
Efterafgrøder	0,3-0,4	1-1,2	1,1	24,6
Naturarealer	2,2-3,2	2,2-3,2	2,7	143,5
Randzoner	0,5-1,3	0,5-1,3	0,9	59,5
Grøftekanter	0,1-0,6	0,1-0,6	0,3	55,2
Have-parkaffald	0,4-0,9	0,4-1	0,7	47,3
Akvatiske biomasser	0-0,1	0-0	0,0	25,0
Husholdningsaffald	2,6-3,5	-	1,6	94,9
Organisk industriaffald	-	-	2,0	120,7
Energimajs	-	3,6	1,8	100,0
Energiroer	-	3,1	1,5	75,6
Kløvergræs	-	2,5	1,2	40,6
Roetopensilage	1,3-2,1	2,2-3,6	2,9	33,8
Total	41-60	50-72	48,6	30,6

Tabel 29: Biogas potentiale I PJ fra forskellige biomasseressourcer. Kilde: (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013).

4.10 Biogasproduktionsomkostning

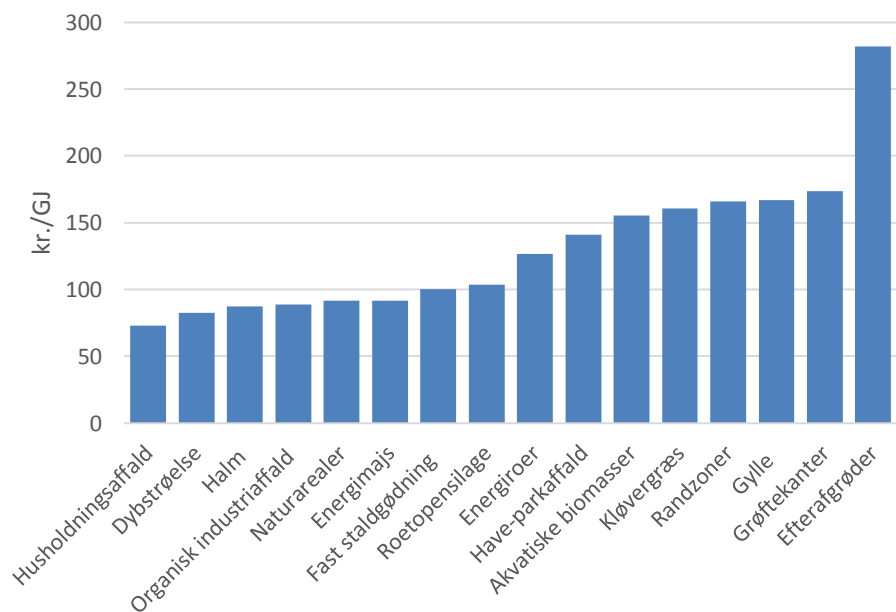
Den samlede biogasproduktionsomkostning afhænger af hvordan biomasse-sammensætningen er på det enkelte anlæg, og hvilken indflydelse dette har på de nødvendige investeringer i den konkrete teknologi mht. f.eks. forbe-handlingsanlæg og lignende. Dertil kommer udgifter til afsætning af biogassen i form af et lavtryksnet, et lavtryksgaslager og evt. et opgraderingsanlæg. Beregningerne gennemføres under antagelse af en levetid på 20 år og en real-rente på 4%.

Forskellige biomasser

For at illustrere økonomien ved at anvende forskellige typer biomasse gennemføres en beregning af gasproduktionsomkostningen baseret på én type biomasse alene, selvom dette ikke er muligt i praksis. Beregningen er baseret på:

- Investering i basisanlægget (afsnit 4.1)
- Yderligere investeringer for behandling af den specielle type biomasse (afsnit 4.1)
- D&V-omkostninger til basisanlægget (afsnit 4.1)
- Yderligere D&V-omkostninger til behandling af den specielle type biomasse (afsnit 4.1)
- Udgifter til transport og køb af biomasse (afsnit 4.8)
- Metanudbyttet for den aktuelle type biomasse (4.7)

I denne illustrative beregning er omkostninger til lavtryksnet og gaslager ikke taget med. Når der ses bort fra Ajle, som har et meget begrænset potentiale, og som er urealistisk dyrt at transportere, varierer omkostningerne fra godt 70 kr./GJ til ca. 280 kr./GJ (Figur 7). I praksis er det usandsynligt, at der anvendes biomasser, der har en højere gasproduktionsomkostning end energimajs, så længe dette kan og må anvendes.¹⁵ Regulatoriske begrænsninger på mængden af anvendt energimajs, kan dog føre til, at den relevante referencepris bliver højere.



Figur 7: Gasproduktionsomkostning på baggrund af forskellige biomasseinput. Ajle er ikke vist på grafen, da omkostningen er meget høj.

¹⁵ Dette gælder dog ikke gylle, som er en forudsætning for driften af biogasanlæg.

Sammensat biomasse-ressource

I praksis blandes biomasserne på et biogasanlæg, og gasproduktionsprisen vil derfor blive et vægtet gennemsnit af ovenfor beskrevne omkostninger. Derfor gennemføres en beregning for forskellige sammensætninger af biomassen. Beregningen inkluderer, samtlige nødvendige investerings- og driftsomkostning. Derudover gennemføres en beregning, hvor der tillægges omkostninger til opgradering. De inkluderede elementer fremgår af tabel 30.

Post	Inkluderet
Biomasse	Omkostninger til biomasse an anlæg, dvs. både til transport og køb af biomasse
D&V	Diverse driftsomkostninger, herunder elforbrug, procesvarme (variabel del) og drift af forbehandlingsanlæg, yderligere D&V til behandling af specielle biomassetyper.
Investering	Investering i biogasanlæg (inkl. procesvarmeanlæg (halmvarme), grundkøb, rådgivning); investering i komponenter til modtagelsesfaciliteter og behandling af de forskellige typer biomasse; investering i lavtryksgaslager med kapacitet til ca. ½ døgn's produktion (dog ikke ved opgradering); 20 km lavtryksledning
D&V opgradering	Vedligeholdelsesomkostninger og elforbrug til opgraderingsanlægget
Investering opgradering	Investering i opgraderingsanlægget inkl. nettilslutning

Tabel 30: Inkluderede poster i beregningen af biogasproduktionsomkostningen.

Biogasproduktionsomkostningen illustreres for følgende sammensætninger af biomasseressourcen:

- Samlet ressource: Fordelingen af biomasseinput til anlægget svarer til fordelingen af den samlede biogasressource
- Ufleksibel ressource: Ét anlæg, der anvender den andel af biomasseressourcen, der skal anvendes forholdsvis jævnt henover året: Gylle, dybstrøelse, fast staldgødning, husholdningsaffald og industriaffald.
- Fleksibel ressource: Ét anlæg, der anvender den andel af biomasseressourcen, der kan anvendes fleksibelt henover året: Alle biomasser, der ikke indgår i den ufleksible ressource, f.eks. halm, roetopensilage, efterafgrøder og energiafgrøder .
- Gylle + dybstrøelse: Anlæg baseret på 85 % gylle, og 15 % dybstrøelse
- Gylle + dybstrøelse + majs: Anlæg baseret på 85 % gylle, 10 % dybstrøelse, og 5 % majs.
- Gylle + dybstrøelse + halm + affald: Anlæg baseret på 85 % gylle, 10 % dybstrøelse, og 3 % halm og 2 % husholdningsaffald.

De detaljerede biomasseinput fremgår af bilag 1. Anlæggene afspejler ikke nødvendigvis realistiske sammensætninger af biomasseinputtet til et enkelt anlæg, men giver et billede af betydningen af biomassesammensætningen. Anlæggene, der anvender hhv. den fleksible og ufleksible ressource, er vist af hensyn til modellering af biogasanlæg i forbindelse med fjernvarmeanalysen. De afspejler mulighederne for sæsonvariation, idet den fleksible ressource kan anvendes med lavere investeringsomkostning (pr. produceret gas), men højere brændselsomkostninger ift. anlægge med den ufleksible ressource.

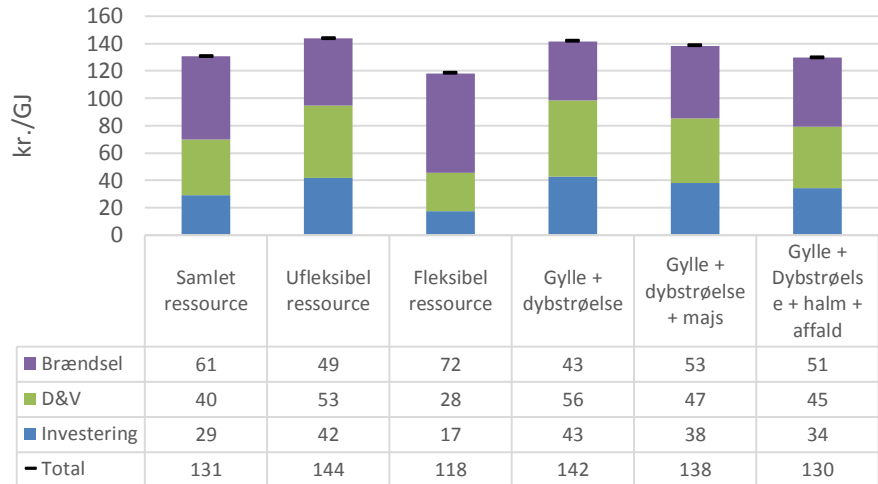
Biogasproduktionsomkostninger tager udgangspunkt i et biogas fællesanlæg med kapacitet til behandling af en årlig biomasse mængde på 365.000 ton. Behandles der biomasse svarende til fordelingen af den samlede biomasseressource, svarer dette til en årlig netto gasproduktion på ca. 11,2 mio. Nm³ CH₄. De øvrige anlæg skaleres på inputsiden for at opnå samme gasproduktion. Dermed sikres, at omkostninger til gasledning, gaslager og opgradering er de samme, regnet i kr./GJ gas. Nøgletal for anlæggene fremgår af tabel 31.

Anlæg	Årlig input ton	Brutto-gasproduktion Nm ³ CH ₄ /ton	Investering biogasanlæg*		D&V biogasanlæg**
			Kr./ton	Kr./GJ	Kr./ton
Samlet ressource	365.000	30,6	359	330	40
Ufleksibel ressource	600.100	18,6	331	500	31
Fleksibel ressource	138.250	80,8	476	166	76
Gylle + dybstrøelse	596.400	18,7	340	510	33
Gylle + dybstrøelse + majs	533.500	20,9	334	449	32
Gylle + dybstrøelse + halm + affald	455.100	24,6	346	396	35

Tabel 31: Resulterende forudsætninger for forskellige anlægskonfigurationer. Alle anlæg leverer en årlig gasproduktion på ca. 11,06 mio. Nm³ CH₄/år. *Ekskl. Gasledning, lavtryksgaslager og opgraderingsanlæg. ** Beregnet ved fuld driftstid på 8760 timer.

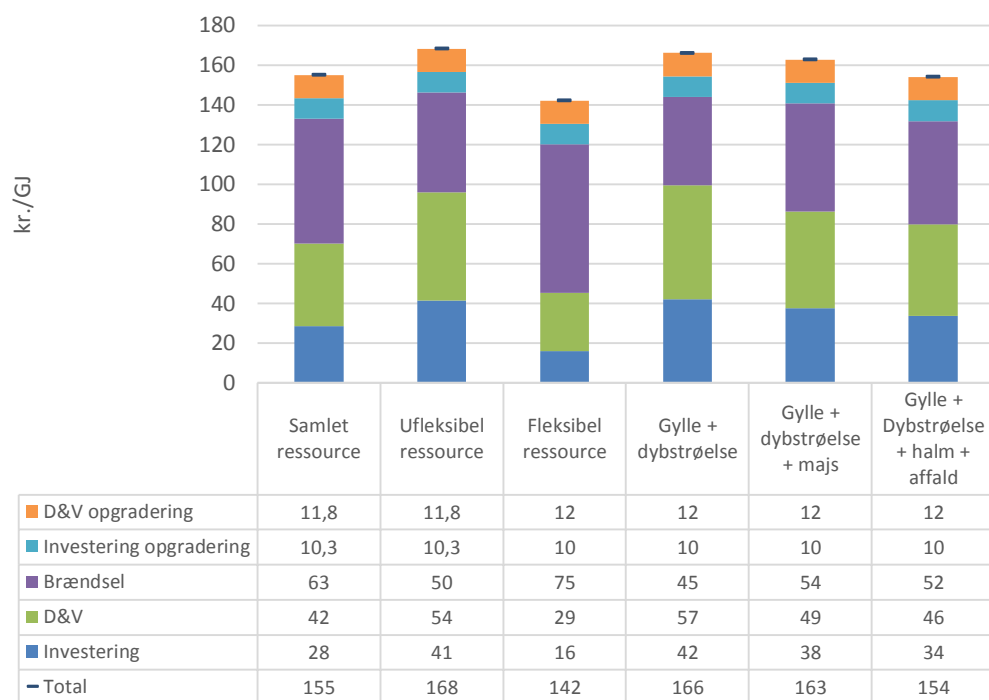
De resulterende gasproduktionsomkostninger fremgår af figur 8. De samfundsøkonomiske gasproduktionsomkostninger for biogas ligger omkring 130 kr./GJ. Det fremgår, at produktionsomkostningerne på anlæg baseret på gylle

og dybstrøelse kan reduceres (målt pr. produceret GJ gas) ved anvendelse af biomasser med større gaspotentiale som eksempelvis majs, halm og affald.



Figur 8: Samfundsøkonomisk biogasproduktionsomkostning. Brændsel = tilført biomasse tilprocessen

Ved afsætning til naturgasnettet øges gasproduktionsomkostningerne på grund af omkostninger til investering og drift af opgraderingsanlægget. For opgraderingsanlægget er der regnet med en levetid på 15 år, for at tage hensyn til at kompressorer og lignende sandsynligvis ikke kan holde i 20 år. Udover gasproduktionsomkostningen må aftageren af opgraderet biogas, ligesom for naturgas, påregne transmissions- og distributionsomkostninger i naturgasnettet. De samfundsøkonomiske omkostninger for transport af naturgas er ca. 3,2 kr./GJ for større kraftværker og ca. 6,7 kr./GJ for decentrale værker.



Figur 9: Samfundsøkonomiske biogasproduktionsomkostning inkl. opgradering. Brændsel = tilført biomasse til processen.

5 Caseberegninger

Mulighederne for afsætning af biogas er stærkt afhængige af de lokale forhold. Afgørende er især de potentielle aftagemængder og forbrugsprofilen herfor i forhold til biogasproduktionen, som de konkrete nødvendige investeringer, som er afhængig af f.eks. geografiske forhold.

For at belyse dette er der her gennemført beregninger af mulighederne for indpasning af biogas i konkrete cases.

5.1 Beregningsværktøjet

Modelleringen af biogassystemer er baseret på en optimeringsmodel i GAMS (General Algebraic Modelling System). GAMS er et matematisk programmeringssprog, der anvender lineær- og mixed-integer program algoritmer til at løse optimeringsproblemer.

Modellen kan optimere kapaciteten af systemkomponenter og enheder og kan samtidig optimere driften af systemet inklusive drift af lagre. Modellen kan derved bruges både til at beregne optimal investeringsstrategi og optimal driftsøkonomi for et energisystem.

Under optimeringsrutinen minimeres de samlede omkostninger ud fra enten et samfundsøkonomisk eller et selskabsøkonomisk perspektiv.

Modellen kan derved bruges til at bestemme økonomien for forskellige systemsammensætninger og forudsætninger, herunder f.eks.:

- Sammenligning af værdien af biogas med og uden sæsonregulering.
- Bestemmelse af optimale kapaciteter for komponenter i det analyserede energisystem, som lager, kedler, gasmotorer, opgraderingsanlæg.
- Bestemme optimale driftsplaner og dertilhørende driftsøkonomi.

Delteknologier i optimeringsmodellen

Det modellerede energisystem kan bestå af følgende komponenter:

- Proceskomponenter: Biogasanlæg, kedler, gasmotorer, gasopgraderingsenheder, Bortkøling.
- Lager: Biogaslager, varmelager.
- Transmissionsledninger: El, varme, biogas, naturgas.
- Forbrug: Varmeforbrug

Optimeringsrutinen

Systemomkostningerne minimeres ud fra input om brændselspriser, elpriser, teknologiomkostninger, skatter og tilskud, samt udledningsafgifter. Modellen har fuld indsigt i alle fremtidige brændselspriser inden for modellens tidshorisont.

Modellen beregner driftsomkostningerne på timebasis og totaløkonomien for hele året. Dimensionering af de enkelte delteknologier kan enten foretages af modeloperatøren (fastlåses) eller blive optimeret under modelkørslen. Ligeledes kan transmissionsledninger dimensioneres på forhånd eller optimeres af modellen.

5.2 Forudsætninger

Udgangspunktet for analysen er et biogasfællesanlæg, som kan afsætte sin produktion til tre aftagere: opgraderingsanlæg, naturgaskraftvarmeanlæg og en industri. Oplysningerne er baseret på forskellige konkrete kilder, dog uden at de forskellige aftagere nødvendigvis indgår i et samlet eksisterende projekt. Som grundlag er der bl.a. inddraget oplysninger fra ansøgningsrunden om anlægstilskud under Fødevarerministeriet i efteråret 2012 og oplysninger om industrikunder fra HMN Naturgas. Der er foretaget to sæt beregninger, hvor *casescenariet* for biogasanlægget og fjernvarmeområdet er baseret på et konkret område med et eksisterende fællesanlæg. Dette casescenarie er efterfølgende opskaleret for at vise et mere repræsentativt billede af et stort fællesanlæg, der har mulighed for at afsætte til et større fjernvarmeområde eller eventuelt to mindre fjernvarmeområder. Det opskalerede scenarie benævnes *standardscenarie*. Data for Casescenarie og Standardscenarie kan ses i Tabel 32 og Tabel 33.

Biogasproduktion

Det store fællesanlæg forudsættes at anvende 12,5% majs, 5% dybstrøelse og gylle, mens det mindre fællesanlæg i højere grad er baseret på gylle og affald. Dette fører til forskellige gennemsnitlige gasudbytter og procesvarmebehov.

	Casescenarie			Standardscenarie		
	Ton	Mio. m ³ CH ₄	TJ	Ton	Mio. m ³ CH ₄	TJ
Biomasse-input	170.000	3,0	107	365.000	9,2	330
Procesvarmebehov			11,3			24,4

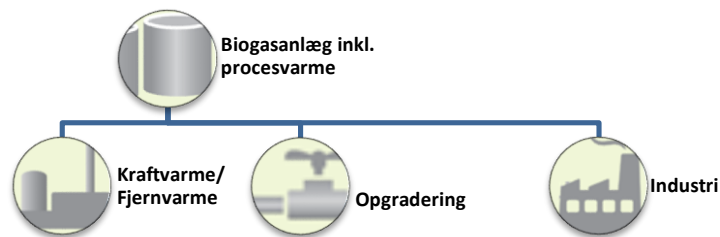
Tabel 32: Biogasproduktion på et mindre og større fællesanlæg. Procesvarmebehovet er estimeret ud fra en gennemsnitlig opvarmning på 16 grader.

Procesvarmebehovet på biogasanlægget kan enten leveres fra en gaskedel eller en gasmotor med en eleffekt på 0,3 MW i basisscenariet. I begge tilfælde anvendes biogas til procesvarmebehovet.

Afsætningsmuligheder

Modellen har mulighed for at afsætte biogas til følgende aftagere:

1. Kraftvarmeanheden (kræver investering i ombygning af motoren)
2. Fjernvarmekedler (kræver investering i ombygning af kedel)
3. Opgraderingsanlæg (kræver investering i opgraderingsanlæg)
4. Industri (kræver investering i ombygning af kedel og lavtryksledning)
5. Egetforbrug af biogas til at levere procesvarme)



Figur 10: Systemsammensætning for beregningerne.

I casescenariet forudsættes det, at industrien ligger i en afstand på 23 km fra biogasanlægget, mens der ikke er væsentlig afstand til hverken opgraderingsanlægget eller kraftvarmeanlægget. Der er derfor ikke inkluderet omkostninger til lavtryksledning til disse to aftagere i casescenariet. I standardscenariet er der antaget en afstand på 10 km¹⁶ til både kraftvarmeanlægget og opgraderingsanlægget, og afsætning kræver investering i en lavtryksledning. Det forudsættes her, at opgraderingsanlægget vil kunne tilsluttes naturgasnettet i samme punkt som kraftvarmeanlægget, og der kræves således kun investering i én ledning for at kunne afsætte biogas til enten opgradering eller fjernvarmeproduktion¹⁷. Den mindre afstand til kraftvarme/opgradering ift. industrien er valgt for at afspejle, at der typisk vil være større afstand til en egnet industriforbruger end til naturgasnettet eller et fjernvarmeområde.

¹⁶ 10 km er vurderet på basis af de lokale forhold og er mindre end i de generaliserede beregninger for 2020 i kapitel 3 og i de samlede energisystemberegninger frem til 2050 i kapitel 6.

¹⁷ En anden mulighed er at placere opgraderingsanlægget ved biogasanlægget. Det vil kunne reducere omkostninger til fremføring af gassen. Til gengæld vil det ikke være muligt for at afsætte biogassen til andre anvendelser i perioder, hvor opgraderingsanlægget ude af drift fx pga. vedligeholdelsesarbejde.

Det eksisterende kraftvarmeanlæg til forsyning af fjernvarmenettet har en installeret elkapacitet på godt 2 MW i casescenariet. Det årlige fjernvarmebehov ligger på omkring 53 TJ, svarende til fjernvarmebehovet i en by med godt 500 husstande.

	Casescenarie		Standardscenarie	
	TJ	Mio. Nm ³ CH ₄	TJ	Mio. Nm ³ CH ₄
Bruttogasproduktion	107	3,0	330	9,2
Nettogasproduktion	80	2,2	272	7,5
Varmeforbrug til proces	11	0,3	24	0,7
Varmeforbrug fjernvarme	53		390	
Varmeforbrug industri	185	5,3*	185	5,3*
Nettobiogas ift. brutto var- meforbrug		153%		70%

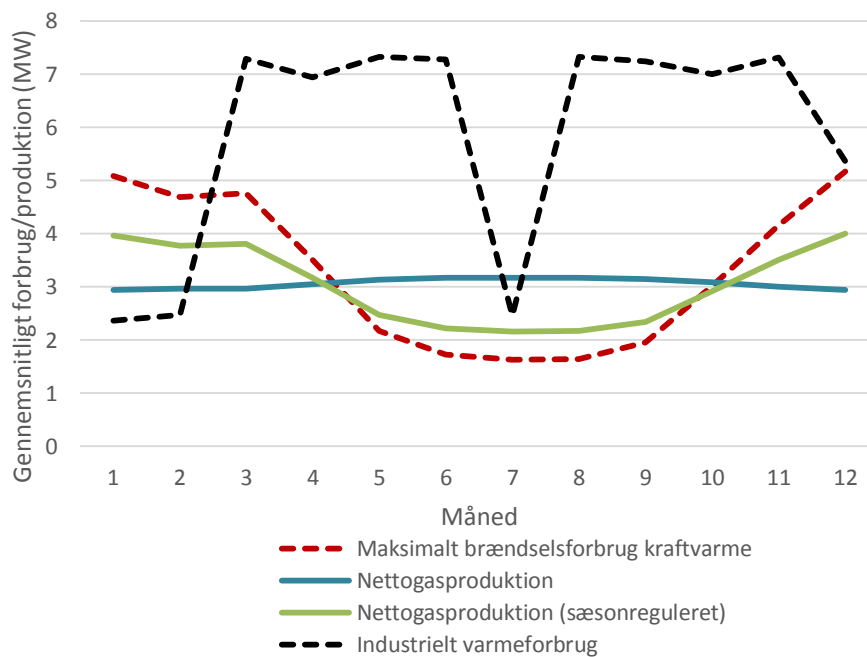
Tabel 33: Gasproduktion og varmeforbrug i beregningerne. Egetforbruget af biogas er her beregnet ud fra en varmevirkningsgrad på anlæggets egen kraftvarmeanhed på 42%. I praksis (og i modelberegningerne) kan kedlen anvendes og egetforbruget dermed reduceres.

Fordele og ulemper ved forskellige afsætningsmuligheder for biogas er også afhængige af, om biogasproduktionen sæsonreguleres, og dermed i højere grad tilpasses den potentielle afsætning til fjernvarmeproduktion. Den sæsonregulerede produktionsprofil er beregnet ud fra en antagelse om, at produktionen om vinteren kan fordobles ift. produktionen om sommeren. Den samlede biogasproduktion holdes konstant.

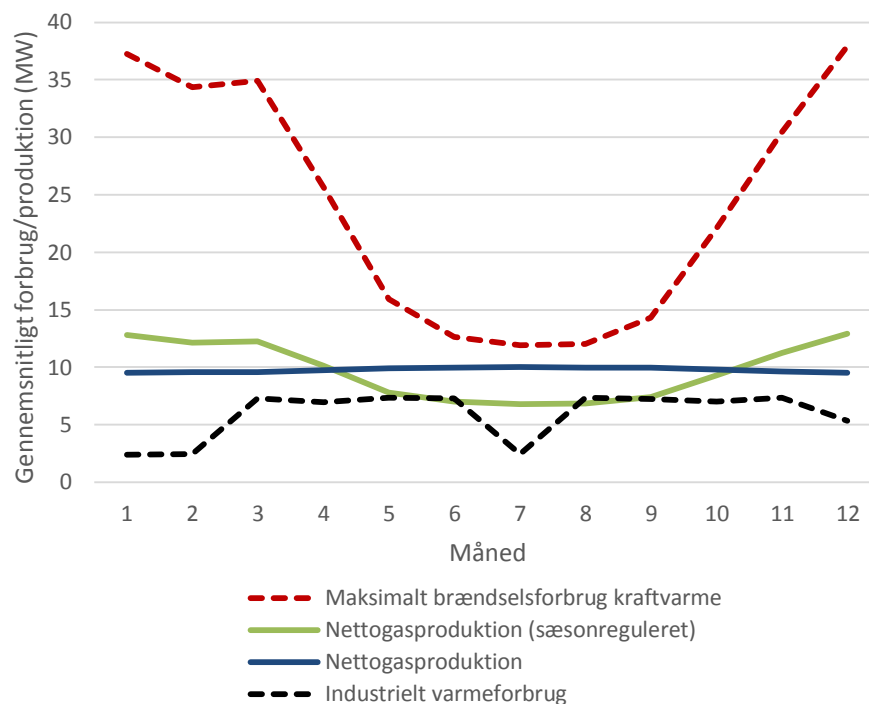
Den årlige variation af biogasproduktion og afsætningsmulighederne er illustreret på figur 11 og figur 12, for hhv. casescenariet og standardscenariet. I casescenariet er der selv ved sæsonreguleret biogasproduktion et overskud i sommerperioden ift. den maksimale afsætning til fjernvarme (når der ses bort fra muligheden for bortkøling på kraftvarmeanlægget). Derimod er afsætning til industri mere fordelagtig, da industrien kan aftage den samlede biogasproduktion næsten året rundt. Biogasanlæggets produktion overstiger således kun industrien forbrug i januar og februar samt i industriferien.

I standardscenariet med det store fællesanlæg er der bedre mulighed for afsætning til kraftvarme, mens det ikke er muligt at afsætte hele biogasproduktionen til industrien. I beregningerne forudsættes det, at industriens gasforbrug anvendes i en kedel. Investering i et kraftvarmeanlæg til forsyning af industriens varmebehov vil kunne øge den mulige afsætning til industrien. Muligheden for at investere i et industrielt kraftvarmeanlæg er dog ikke medtaget i beregningerne.

Der er ikke regnet med nogen energimæssig begrænsning for afsætning til naturgasnettet via opgradering. I praksis kan der være betydelig forskel på omkostningerne ved de første og de sidste m³ biogas, der tilføres nettet, på grund af eventuelle krav til øget tryksætning.



Figur 11: Illustration af energiforhold i casescenariet. Der er her ikke taget hensyn til muligheden for at bypasse røggasveksleren, men kun vist det maksimale brændselsforbrug, hvis al varme leveres af KV-anlægget med fuld varmeproduktion.



Figur 12: Illustration af energiforhold i standardscenariet. Der er her ikke taget hensyn til muligheden for at bypasse røggasveksleren, men kun vist det maksimale brændselsforbrug, hvis al varme leveres af KV-anlægget med fuld varmeproduktion.

Teknologi- forudsætninger

De anvendte teknologidata er baseret på oplysningerne beskrevet i afsnit 4 samt øvrige teknologiforudsætninger anvendt i forbindelse med Fjernvarmeanalysen¹⁸.

Til forsyning af fjernvarme kan modellen anvende de eksisterende naturgasfyrede anlæg, anvende biogas på de eksisterende anlæg, eller investere i alternativ produktionskapacitet. Dette inkluderer biomassekraftvarme, varmepumper, solvarme og fliskedler. Muligheden for at anvende fliskedler er ikke i overensstemmelse med projektbekendtgørelsen, men er medtaget i denne analyse, bl.a. for at tydeliggøre de valgmuligheder som reelt overvejes lokalt.

¹⁸ Analyse udarbejdet af Ea Energianalyse og COWI for Energistyrelsen.

		Biomasse KV	Halm KV	VP	Biomassekedel	Solvarme
Investering	mio. DKK/MW	45,5	45,5	4,8	6,1	1.463**
Fast D&V	DKK/MWe	568.797	697.725	13.841	61.431	
Var. D&V	DKK/MWhe	95	116	2*	2,7*	4,3*
Elvirkningsgrad		24%	30%			
Varmevirkningsgrad		79%	60%	290%	108%	

Tabel 34: Teknologiforudsætninger for fjernvarmeproduktion. *Angivet pr. MWh varme. ** kr./m² solfanger.

Til forsyning af industrien kan modellen kun vælge mellem anvendelse af naturgas og anvendelse af biogas. Der er således ikke i analysen taget hensyn til muligheden for at anvende eksempelvis biomasse eller el (varmepumper eller elkedler).

Økonomiske forudsætninger

De væsentligste kilder for de økonomiske forudsætninger er opsummeret her:

- Brændselspriser: World Energy Outlook 2012
- Elpriser: Baseret på beregninger med Balmorel-modellen i forbindelse med førnævnte "Fjernvarmeanalyse".
- Elprisprofil: Baseret på en timeberegning med Balmorel-modellen for 2020. Forudsætningerne for beregningen svarer til fjernvarmeanalysen.
- Tilskud og afgifter: Nuværende og besluttet regulering. Udgangsåret er 2020 og det forudsættes derfor, at forsyningssikkerhedsafgiften er fuldt indfaset.
- Alle priser er beregnet for 2020 ud fra en tilbagediskontering af priserne for perioden fra 2020 til 2040 med en rente på 5 %. Dette er for at tage hensyn til prisudviklingerne, selvom der kun regnes på ét år.
- Der regnes med en realrente på 5% og en levetid på 20 år i alle scenarier.
- For opgraderingsanlægget er levetiden reduceret til 15 år, for at tage hensyn til slitage
- For lavtryksledningen og ombygning af industriedlen er der taget udgangspunkt i en rente på 5% og en levetid på 10 år for at tage hensyn til øget risiko og forrentningskrav ved afsætning til industri, pga. usikkerheden om den fremtidige afsætningsmulighed.

Scenarieopsætning

For at belyse integrationsmulighederne for biogas opstilles en række scenarier, som er skitseret på tabel 35. Scenarierne inkluderer også en reference, hvor der ikke er etableret biogasproduktion. Dette er medtaget for at belyse

værdien af den eksisterende biogasproduktion ift. situationen uden biogas. I alle scenarier har modellen mulighed for at investere i alternative teknologier til fjernvarmeforsyning.

Scenarie	Biogas- produktion	Biogas- profil	Fjernvarme	Selskabs- økonomi	Samfunds- økonomi
Case-reference	Ingen		Mindre fjernvarmeområde	x	X
Case	Mindre fællesanlæg	Flad	Mindre fjernvarmeområde	x	X
Case_sæson	Mindre fællesanlæg	Sæson-regulering	Mindre fjernvarmeområde	x	X
Standard-reference	Ingen		Større fjernvarmeområde	x	X
Standard	Stort fællesanlæg	Flad	Større fjernvarmeområde	x	X
Standard-sæson	Stort fællesanlæg	Sæson-regulering	Større fjernvarmeområde	x	X

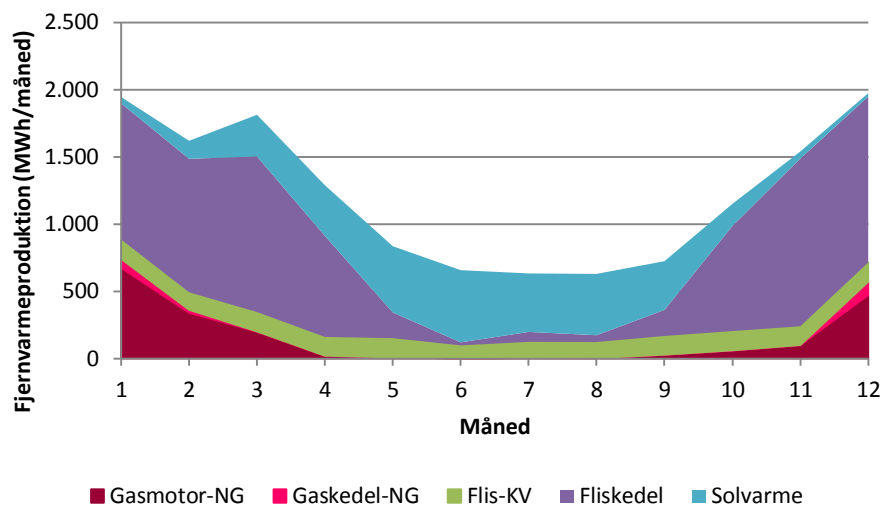
Tabel 35: Overblik over scenarier for caseberegningerne. For alle scenarier udføres både en selskabsøkonomisk og en samfundsøkonomisk beregning. Den samfundsøkonomiske betegnes "_smf".

5.3 Caseberegning -resultater

I det følgende gennemgås beregningsresultater, hvor der først fokuseres på casescenariet. Betydningen af opskalering til standard-scenariet gennemgås bagefter.

Fjernvarmeproduktion

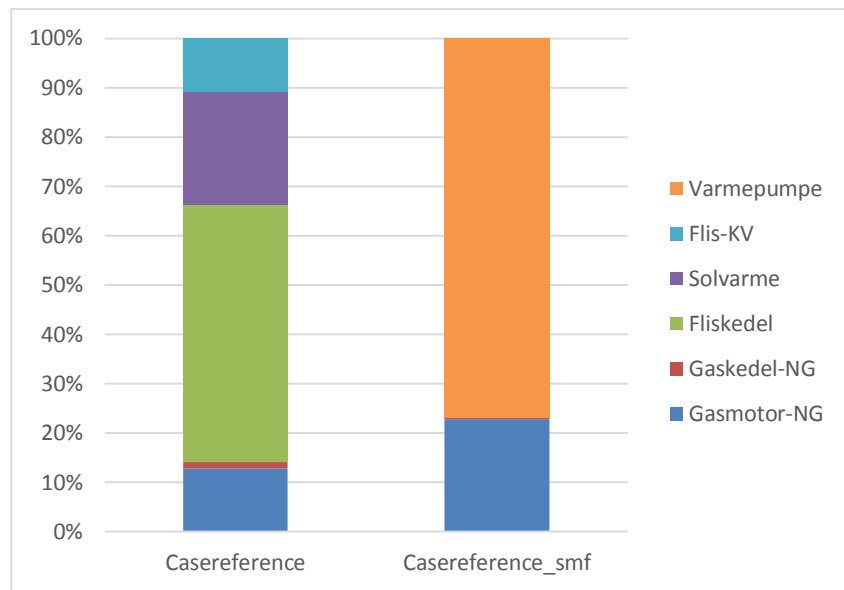
I casereferencen uden biogas vælger modellen at investere i både solvarme og biomassebaseret varmeproduktion til fjernvarmeforsyning (Figur 13). Modellen investerer både i et mindre biomasse KV anlæg, som kører i grundlast, og en fliskedel, som får færre driftstimer. Den eksisterende naturgasmotor står i dette scenarie kun for en meget lille andel af varmeproduktionen. Der tages ikke stilling til, om det vil være rentabelt at lade gasmotoren forblive driftsklar, fremfor at den skrottes på grund af manglende drift. Modelberegninger på landsplan foretaget i fjernvarmeanalysen peger dog på, at det er sandsynligt, at motoren kan tjene de faste omkostninger ved at producere el ved høje priser i relativt få timer.



Figur 13: Årlig variation af fjernvarmeproduktion fordelt på teknologier i casereferencen (selskabsøkonomi).

I den samfundsøkonomiske casereference investerer modellen i en varmepumpe i stedet for i flis- og solvarmebaseret forsyning. Samfundsøkonomisk er også varmeproduktion baseret på naturgas mere konkurrencedygtigt, og naturgas får derfor en lidt større andel af varmemarkedet.

Det gælder således både i den selskabsøkonomiske og den samfundsøkonomiske case-reference, at naturgas stort set udfases, hvilket ses i Figur 14. Derfor er det kun i meget begrænset omfang muligt at fortrænge naturgasbaseret fjernvarmeproduktion i de følgende beregninger, hvor der produceres biogas.

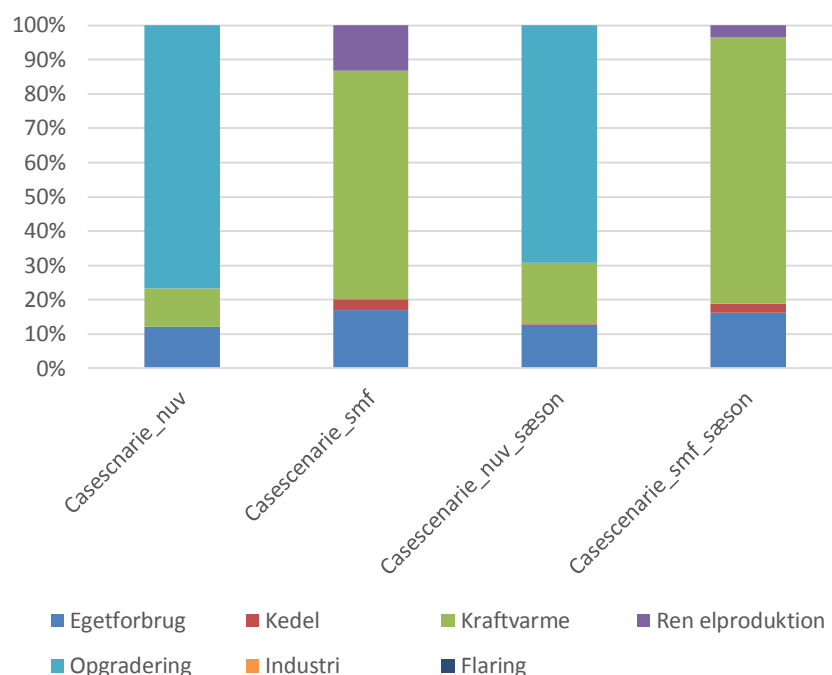


Figur 14: Fordeling af fjernvarmeproduktion i casereferencen. Selskabsøkonomi (venstre søjle) og samfundsøkonomi (højre søjle).

Biogasanvendelse

I de følgende scenarier er der som tidligere nævnt etableret biogasproduktion (Figur 15). I casescenariet med selskabsøkonomi anvendes størstedelen af biogassen til opgradering, idet effekten af tilskuddet her er størst. Det skyldes især, at effekten af de indirekte tilskud er tæt ved nul, da der ikke fortrænges meget naturgas. I vinterperioden kan det dog betale sig at afsætte en del af biogassen til kraftvarme, da der her delvist fortrænges naturgas, og der kan spares variable driftsomkostninger på opgraderingsanlægget.

I den samfundsøkonomiske beregning er det mest fordelagtigt at anvende biogassen på gasmotoren, da integrationsomkostningerne er lavere (sparet opgradering og nettilslutning). Pga. det begrænsede fjernvarmegrundlag anvendes ca. 1/6 biogassen til ren elproduktion. Supplerende beregninger viser i øvrigt, at afsætning til industri er næsten lige så attraktivt som afsætning til kraftvarme, ud fra det samfundsøkonomiske perspektiv.

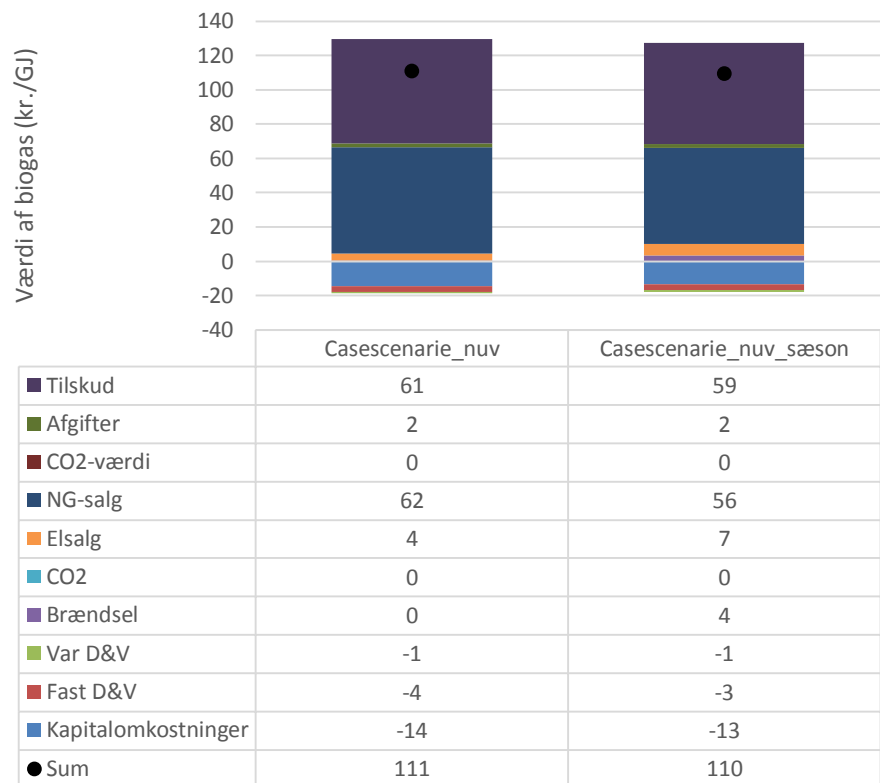


Figur 15: Anvendelse af biogas i casescenariene. Nuv: Nuværende og besluttet regulering (selskabsøkonomi). Smf: Samfundsøkonomi

I det selskabsøkonomiske scenarie (nuv) er effekten af sæsonregulering begrænset, men giver dog mulighed for at anvende en lidt større mængde biogas til kraftvarmeproduktion om vinteren. Foretages der sæsonregulering i det samfundsøkonomiske scenarie, bliver næsten hele biogasproduktionen afsat til kraftvarme. Samtidig spares investering i lavtryksledningen til industrien, og der afsættes derfor ingen biogas til industrien eller opgradering. Om sommeren bliver en del af biogassen flaret på grund af manglende afsætning.

Økonomi

Økonomien i de forskellige scenarier illustreres ved at sammenligne økonomien for det samlede system med referencen uden biogasproduktion. Figur 16 viser den selskabsøkonomiske værdi af biogas, som ligger på i alt godt 110 kr./GJ i caseberegningen. Den selskabsøkonomiske værdi opstår modelmæssigt gennem konkurrencen med de alternative muligheder for forsyning, og hvor tilskud- og afgifter indregnes. I den selskabsøkonomiske beregning har sæsonregulering ingen værdi (tværtimod er værdien en anelse lavere), hvilket skyldes, at biogassen hovedsagelig afsættes til opgradering. Opgradering er mere fordelagtig ved en flad produktionsprofil. Hovedparten af gevinsten udgøres af værdien af at sælge opgraderet biogas på gask markedet (NG-salg) samt af tilskud til den opgraderede biogas.

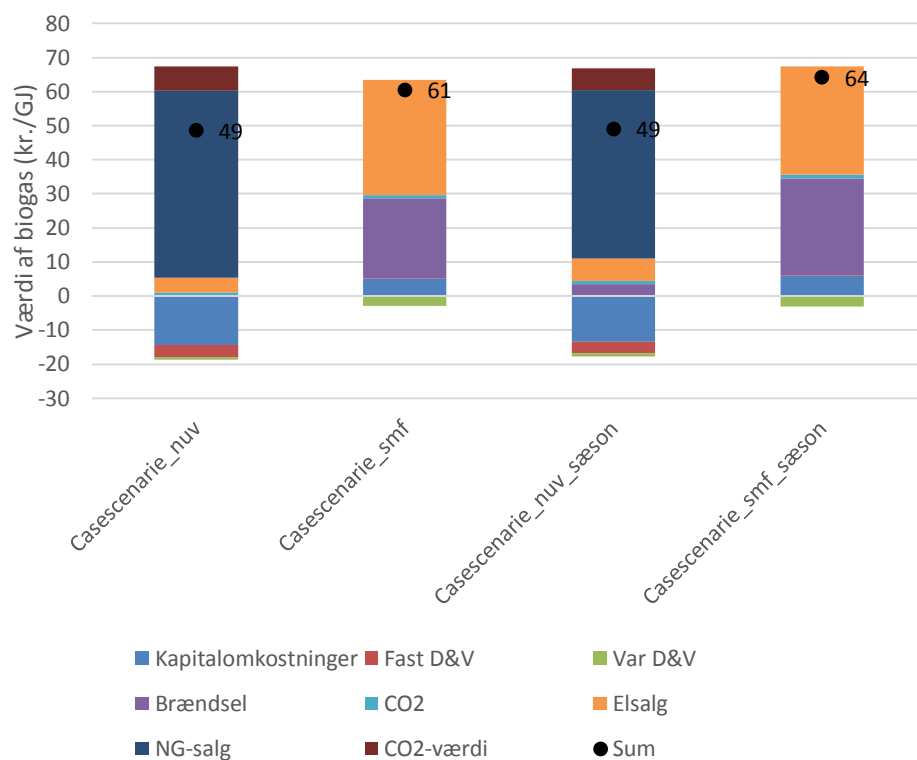


Figur 16: Selskabsøkonomisk værdi af biogas for hhv. scenariet med og uden sæsonregulering. Det bemærkes, at værdien er regnet ift. bruttoproduktionen af biogas.

Den samlede værdi af biogassen er lavere i de samfundsøkonomiske scenarier end i de selskabsøkonomiske (Figur 17). Det skyldes at tilskud udgør en ekstra indkomstkilde i de selskabsøkonomiske beregninger. Der opnås naturligt nok bedst samfundsøkonomi i de scenarier, hvor modellen optimerer ud fra de samfundsøkonomiske incitament.

Værdien af biogas er ca. 12 kr./GJ højere i det samfundsøkonomiske scenarie. Denne merværdi opstår især på grund af lavere kapitalomkostninger (primært til opgraderingsanlæg men også sparede omkostninger til varmepumper i fjernvarmeforsyningen).

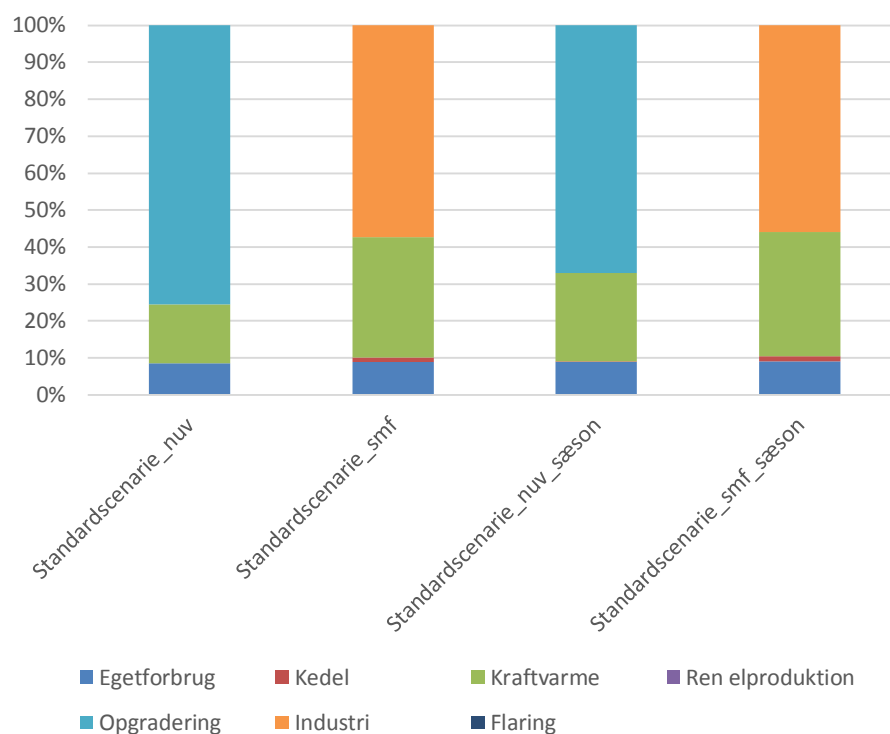
Sæsonregulering øger værdien af biogas i den samfundsøkonomiske beregning. Set ift. den totale biogasmængde er værdistigningen ca. 3 kr./GJ. Set i forhold til den mængde biogas, der faktisk sæsonreguleres (flyttes fra sommer til vinter) er værdistigningen ca. 26 kr./GJ.



Figur 17: Samfundsøkonomisk værdi af biogas i casescenarierne. Nuv: Med nuværende og besluttet regulering (selskabsøkonomisk incitament). Smf: Med samfundsøkonomiske incitament.

5.4 Standardscenarie - resultater

I standardscenariet (efter opskalering) er fjernvarmeforbruget og dermed produktionen øget væsentligt. Sammensætningen af produktionen i referencen uden biogas svarer dog til casescenariet, som vist på figur 14. Anvendelsen af biogas viser også, de samme tendenser som casescenariet (før opskalering), men de ændrede mængdeforhold har en række konsekvenser, som er illustreret på figur 18.



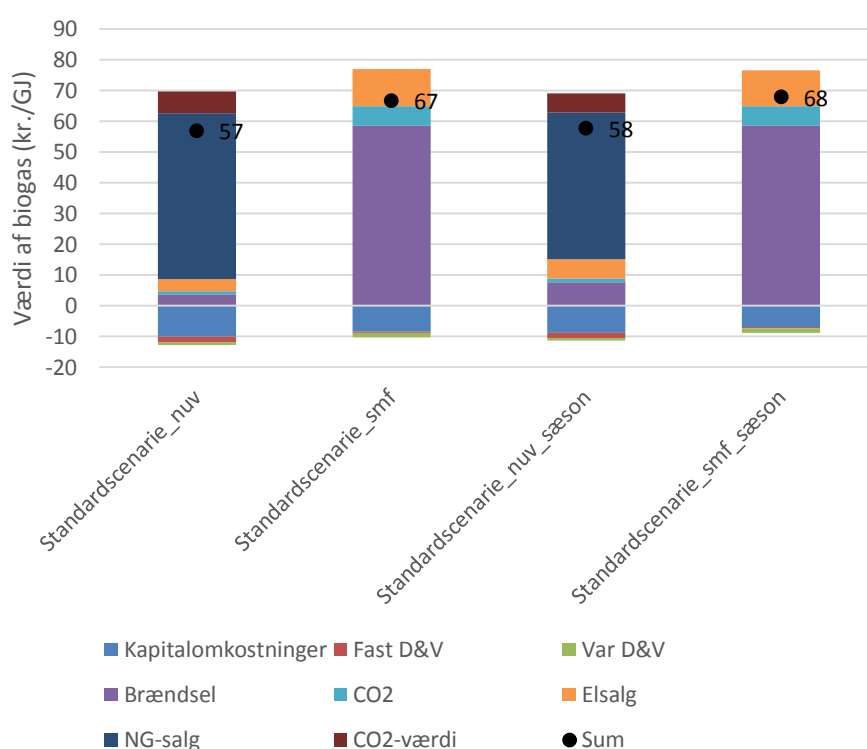
Figur 18: Biogasanvendelse i standardscenariet. Nuv: Nuværende og besluttet regulering (selskabsøkonomi). Smf: Samfundsøkonomi

I den selskabsøkonomiske beregning anvendes størstedelen af biogassen stadigvæk til opgradering. Her har de ændrede størrelsesforhold imellem biogasproduktion og hhv. fjernvarme og industri mindre betydning. Til gengæld er omkostningerne til opgradering reduceret, da der er mulighed for at investere i et større opgraderingsanlæg. Den gennemsnitlige opgraderingsomkostning falder således med ca. 11 kr./GJ til godt 21 kr./GJ.

I den samfundsøkonomiske beregning anvendes størstedelen af biogassen nu til industri, selvom der ikke kan opnås fuld afsætning til industri året rundt. Industri bliver mere attraktivt i standardscenariet, fordi den mængde biogas der afsættes er væsentligt større, og dermed bliver den relative investeringsomkostning til en lavtryksledning per energienhed biogas mindre. Omkostning til afsætning til industrien falder således med ca. 14 kr./GJ fra godt 26 kr./GJ til godt 12 kr./GJ. Dertil kommer, at der som nævnt er 10 km til kraftvarmeanlæg og opgraderingsanlæg og 23 km til industrien i standardscenariet, mens kraftvarmeanlægget og opgraderingsanlægget ligger umiddelbart op ad biogasanlægget i casescenariet. Det er også med til at gøre industri til en mere attraktiv aftager af biogas i standardscenariet.

I den samfundsøkonomiske beregning afsættes en betydelig del af biogassen desuden til fjernvarmeproduktion, hvor det dækker knap 15 % af fjernvarme-forbruget. Sæsonregulering har ikke stor indflydelse i standardscenariet, hvilket hænger sammen med at der i udgangspunktet er tilstrækkeligt fjernvarmegrundlag om sommeren i standardscenariet.

Et resultat af de lavere omkostninger er, at værdien af biogas er højere i standardscenariene end i casescenariene. Også den samfundsøkonomiske gevinst ved at afsætte biogas til industri og kraftvarme fremfor til opgradering er nu ca. 10 kr./GJ, hvilket er lidt mindre end i casescenariene.



Figur 19: Samfundsøkonomisk værdi af biogas i standardscenariene. Nuv: Med nuværende og besluttet regulering (selskabsøkonomisk incitament). Smf: Med samfundsøkonomiske incitament.

5.5 Perspektivering af caseberegninger

De gennemførte caseberegninger gælder for de udvalgte konkrete forhold. På trods af forsøget på at generalisere forudsætningerne i *standardscenariene*, er lokale forhold naturligvis afgørende for den optimale integration af biogas i energisystemet. Med denne usikkerhed som forbehold, kan der dog konkluderes, at det nuværende afgifts- og tilskudssystem favoriserer opgradering af biogas, mens det samfundsøkonomisk i mange tilfælde kan være mere fordelagtig at anvende biogas direkte til industri og kraftvarme. Hovedårsagen til

denne forskel er, at der i beregningerne reelt ikke fortrænges naturgas til fjernvarme, eftersom naturgas udkonkurreres af varmepumper, biomasse etc.

6 Effektiv integration af biogas i energisystemet

Den langsigtede indpasning af biogas i el- og fjernvarmesektoren er bl.a. undersøgt i forbindelse med fjernvarmeanalysen, som gennemføres af Energistyrelsen, og hvor Ea Energianalyse bl.a. har bidraget med biogasanalyserne. I denne forbindelse er der gennemregnet scenarier for el- og fjernvarmesektoren i Danmark med el- og fjernvarmemodellen Balmorel.

6.1 Beregningsværktøj

Modellen er en markedsmodel, der anvendes til analyse af sammenhængende el- og kraftvarmemarkeder. Modellen optimerer driften af el- og fjernvarmesystemer under forudsætning af velfungerende markeder. Optimeringsrutinen søger at minimere de samlede omkostninger til produktion af el og fjernvarme, under en række forudsætninger. Modellen indeholder endvidere et investeringsmodul, som kan beregne investeringsforløb på basis af teknologidata og forrentningskrav. Investeringsmodulet er dermed i stand til at bestemme den optimalt sammensatte portefølje af investering for markedsaktører eller for samfundet, afhængig af hvilken rente der anvendes. Modellen kan ligeledes foretage driftsnære beregninger på timeniveau under hensyntagen til fx de øgede reservekrav i energisystemer med meget vindkraft.

6.2 Scenarier for langsigtet udvikling af energisystemet

Der er gennemført to beregninger: et selskabsøkonomisk, hvor gældende afgifter og tilskud er regnet ind, og et samfundsøkonomisk uden afgifter og tilskud. Det første viser hvilken retning el- og fjernvarmesektoren går med fortsættelse af den nuværende regulering, mens det andet viser, hvordan udviklingen ville være uden det gældende tilskuds- og afgiftssystem.

Der er taget udgangspunkt i, at de danske målsætninger om fuldstændighed uafhængighed af fossile brændsler i 2050 og ingen fossile brændsler i el- og varmesektoren i 2035 fastholdes. Desuden er lagt til grund, at EU fastholder ambitiøse mål for CO₂-reduktion frem mod 2050, og konkret er der samlet for Norden og Tyskland forudsat en 95 % CO₂-reduktion i 2050. Derudover tillades dog CO₂-emission i forbindelse med el- og fjernvarmeproduktion baseret på affald. Selvom el- og fjernvarmesektoren typisk vil have de mest ambitiøse VE- og CO₂-målsætninger sammenlignet med andre sektorer, kan en 100 % reduktion ved samtidig begrænsede biomasseressourcer være vanskelig og indebæ-

rer aspekter, som ligger uden for denne analyse. Det er antaget, at der sker en gradvis indfasning af CO₂-reduktionen frem mod 2050.

For Danmark betyder målsætningerne konkret i modellen, at:

- Ingen investeringer i ny, fossil kapacitet. Modellen må dog godt investere i gaskraftværker, der også kan anvendes til (opgraderet) biogas.
- Fra 2035 er det i modellen ikke tilladt at anvende kul, olie eller naturgas i el- og varmforsyningen svarende til regeringens målsætning.

National forsyning

Det er forudsat i beregningerne, at Danmark lever op til de politiske mål for VE ved national produktion på årsbasis, dvs. at der på årsbasis i Danmark som minimum skal produceres en mængde el svarende til det samlede elforbrug i Danmark inklusive elforbrug til fjernvarmeproduktion. Såfremt denne forudsætning ikke lægges til grund, ville modelværktøjet kunne opnå målet om Danmark fri fra fossile brændsler ved at importere betydelige mængder strøm fra udlandet. Dette har vi vurderet at være i modstrid med intentionen bag målsætningen.

Beregningsår

Der regnes på årene 2015, 2020, 2025, 2035 og 2050. I 2020 udløber den nuværende politiske energiaftale, og der er opsat mål for energiforsyningen i 2020. 2035 er målar for, at el- og varmforsyningen skal være fri for fossile brændsler.

Begrænsninger på biomasseanvendelsen på længere sigt

Det er som udgangspunkt forudsat, at der på langt sigt (2050) kun kan anvendes en biomasse mængde svarende til de vurderede lokale ressourcer i hvert land. På kort og mellemlangt sigt kan der dog importeres biomasse udefra. På langt sigt vil en væsentlig del af biomassen skulle anvendes i andre sektorer end el og fjernvarme for at man også her kan nå de ambitiøse målsætninger for CO₂-reduktion.

6.3 Afsætningsmuligheder

For at repræsentere valgmulighederne for anvendelse af biogas, er der anvendt følgende fremgangsmåde:

- Biogasressourcen er i modellen delt op på en fleksibel og en ufleksibel ressource (sæsonregulering)
- Modellen kan vælge at anvende biogassen direkte til produktion af el og varme den kan anvendes til produktion af el og varme efter opgradering og nettilslutning til naturgasnettet.

Ved direkte anvendelse af biogas til kraftvarme, skal modellen investere i hele biogasanlægget, biogastransport samt gasmotoranlæg til produktion af el og fjernvarme. Dette giver incitament til at benytte biogas forholdsvis jævnt, da investeringsomkostningerne pr. GJ biogas stiger ved lav driftstid på selve biogasanlægget. Der er dog mulighed for sæsonvariation ved at benytte den fleksible ressource, hvor investeringsomkostningerne pr. GJ biogas er lavere, men brændselsomkostningerne pr. GJ biogas højere. Såfremt modellen kan opnå en høj driftstid på kraftvarmeanlæggene, kan det altså være en fordel at anvende biogassen direkte, hvorved opgraderingsomkostningerne spares.

Opgraderet biogas kan modellen anvende på enten gasmotorer eller gasturbiner, og skal herved kun investere i selve kraftvarmeteknologien. Brændselsomkostningen til disse anlæg er beregnet på baggrund af biogasproduktionsomkostningen inklusive opgradering, som er beskrevet i afsnit 4.10. Hertil kommer transmissions- og lageromkostning i naturgasnettet. Såfremt driftstiden på kraftvarmeanlæggene er lav, kan det således være en fordel at anvende opgraderet biogas, da det herved antages, at biogassen produceres jævnt over året og lagres i naturgasnettet. Dermed stiger investeringsomkostningerne for biogasanlægget pr. GJ biogas ikke, selvom selve kraftanlægget får en kortere driftstid. Det er også muligt at anvende den opgraderede biogas til ren elproduktion.

De forskellige valgmuligheder og omkostningerne forbundet hermed er illustreret på tabellerne nedenfor. Omkostningerne er baseret på biogasanlæggene, der er beskrevet i afsnit 4.10, tillagt investering i en kraftvarmeenhed, som er baseret på Energistyrelsens teknologikatalog.

	Ufleksibel ressource	Fleksibel ressource
Investering (kr./MW _{el})	49.266.260	25.824.515
Fast D&V (kr./MW _{el} /år)	209.732	209.732
Variable D&V (kr./MWh _{el})	459	266
Biomasse (kr./GJ)	49	72

Tabel 36: Omkostninger ved direkte anvendelse af uopgraderet biogas i Balmorel-modellen¹⁹. Selve biogasanlæggets D&V-omkostninger er antaget at være variable, for at disse ikke stiger pr. GJ produceret gas ved kortere driftstid.

¹⁹ Data, som er vist her, er lettere revideret ift. de anvendte værdier i seneste Balmorel-kørsel på baggrund af den mere detaljerede opgørelse af biomasseressourcen.

	Ufleksibel ressource	Fleksibel ressource
Investering (kr./MW _{el})	4.559.400	4.559.400
(gasmotor)	(9.498.750)	(9.498.750)
Fast D&V (kr./MW _{el} /år)	77.510	77.510
(gasmotor)	(209.732)	(209.732)
Variable D&V (kr./MWh _{el})	13	13
(gasmotor)	(35)	(35)
Brændsel (kr./GJ)	172	146

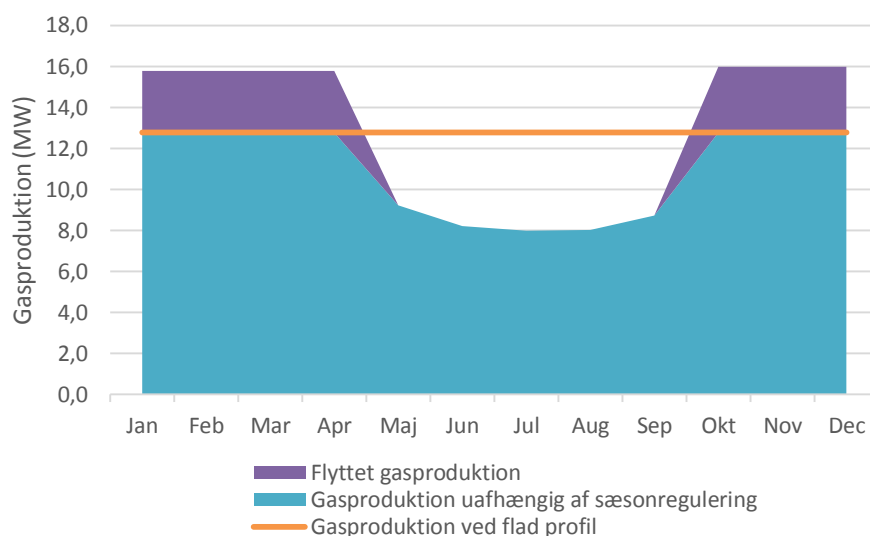
Tabel 37: Omkostninger ved anvendelse af opgraderet biogas i Balmorel-modellen²⁰ i gasturbiner. I parentes er omkostningen for gasmotorer angivet. Den viste brændselspris svarer til biogasproduktionsomkostning, som er vist på figur 9, tillagt omkostning for transmission og lager i naturgasnettet.

Sæsonregulering

Muligheden for sæsonregulering er modelmæssigt afspejlet ved at modellen kan investere i et biogasanlæg, der anvender en fleksibel ressource. Den faktiske driftstid og driftsmønster bestemmes i modeloptimeringen, men der gennemføres her en illustrativ beregning.

Der tages udgangspunkt i anlægget, der behandler den samlede ressource (se afsnit 4.10). Som udgangspunkt antages en flad biogasproduktion henover året. Ved sæsonregulering antages det, at produktionen om vinteren kan øges til ca. det dobbelte ift. sommerproduktionen (Figur 20). Vinterproduktionen holdes på et konstant højt niveau igennem hele fyringssæsonen. Det antages, at den viste biogasproduktion kan afsættes til kraftvarme året rundt. Den samlede årlige biogasproduktion øges ikke. Dette hænger sammen med, at balmorelberegningerne tager udgangspunkt i at anvende den samlede biomasseressource. Der er således ikke ressourcer til at øge den totale biogasproduktion. Ved analyser af muligheden for sæsonregulering på konkrete anlæg, kan det være relevant at analysere mulighederne for at øge den totale årlige produktionsmængde.

²⁰ Data, som er vist her, er lettere revideret ift. de anvendte værdier i seneste Balmorel-kørsel på baggrund af den mere detaljerede opgørelse af biomasseressourcen.



Figur 20: Eksempel på sæsonregulering på et anlæg med en årlig gasproduktion på 11,1 mio. Nm³ CH₄.

Med den viste produktionsprofil flyttes ca. 14% af den samlede gasproduktion fra sommer til vinter. Anlægskapaciteten øges med 27%. Den øgede kapacitet på anlægget udnyttes med en kapacitetsfaktor på 0,53, dvs. den ekstra kapacitet har en driftstid på ca. 4600 timer pr. år. Investeringen svarer til investeringen i det fleksible anlæg beskrevet i afsnit 4.10, korrigeret for kapacitetsfaktoren. Dermed bliver omkostningen for sæsonreguleringen ca. 84 kr./GJ (Tabel 38). Dette skal sammenholdes med den merværdi, som gassen har for fjernvarmesystemet om vinteren. Såfremt der ikke er afsætningsgrundlag om sommeren, er merværdien direkte sammenlignelig med den alternative varmeproduktion om vinteren. I det viste eksempel, skal denne som minimum være 175 kr./GJ²¹ for at kunne dække meromkostningerne for at flytte gasproduktion.

Økonomi sæsonregulering			
Flyttet gasmængde	15.599	MWh	14% af produktion
Øget kapacitet	3	MW	27% ift. flad profil
Kapacitetsfaktor for flyttet gasmængde	4600	fuldlasttimer	0,53
Øget investering	17.709.410	mio. kr.	14% ift. reference
Øget kapitalomkostning	1.303.089	mio. kr./år	14% ift. reference
Omkostning pr. flyttet gasmængde	84	kr./GJ	
Minimum varmepris	175	kr./GJ	

Tabel 38: Eksempel på økonomi ved sæsonregulering.

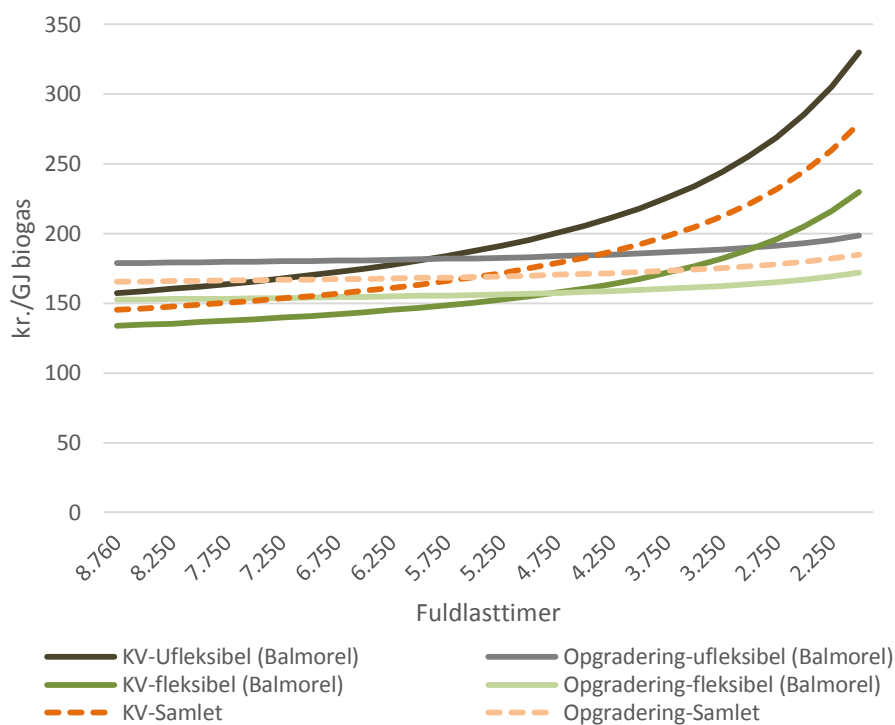
²¹ Meromkostning på 84 kr./GJ divideret med varmeeffektiviteten på ca. 48%.

Analysen af mulighederne og økonomien for sæsonvariation på konkrete anlæg vil afvige fra det her viste eksempel. Det skyldes forskellige forhold:

- Den marginale investering i biogasanlægget for at øge produktionskapaciteten kan være mindre end den gennemsnitlige investering.
- Der anvendes konkrete biomasser, og dermed metanudbytter, frem for gennemsnittet af den fleksible ressource. Højere metanudbytter vil give en mindre meromkostning ved sæsonregulering.
- Den egnede profil for sæsonreguleringen vil afhænge af varmeafsetningsgrundlaget.

Opgradering eller direkte anvendelse

Figur 21 viser betydningen af driftstiden for omkostningen ved afsætning af biogas for hhv. direkte afsætning via gasmotorer og afsætning via opgradering. Det bemærkes, at der ved afsætning via opgradering kan anvendes gasturbiner, der har en lavere investeringsomkostning, ift. gasmotorerne, som direkte biogas kan anvendes på. Det fremgår, at meromkostningen ved at anvende opgraderet biogas i få timer er væsentlig lavere end ved fleksibel anvendelse af uopgraderet biogas. Biogas baseret på husdyrgødning afsættes således billigere i opgraderet form, når kraftvarmeanlægget får færre end 6000 driftstimer på biogas. For biogas baseret på diverse fleksible biomasser er grænsen ca. 4750 driftstimer. Grænsen kan forskydes nedad, hvis der investeres i større lavtrykslagre for biogas. Beregningen illustrerer den økonomiske optimering, som foretages i Balmorelmodellen. Resultaterne fra selve Balmorel-beregningerne er beskrevet nærmere i afsnit 6.4.



Figur 21: Afsætningsomkostning pr. GJ biogas afhængig af afsætningskanal og biomassesammensætning til produktion af biogas.

6.4 Modelresultater

Selskabsøkonomisk
vindscenarie

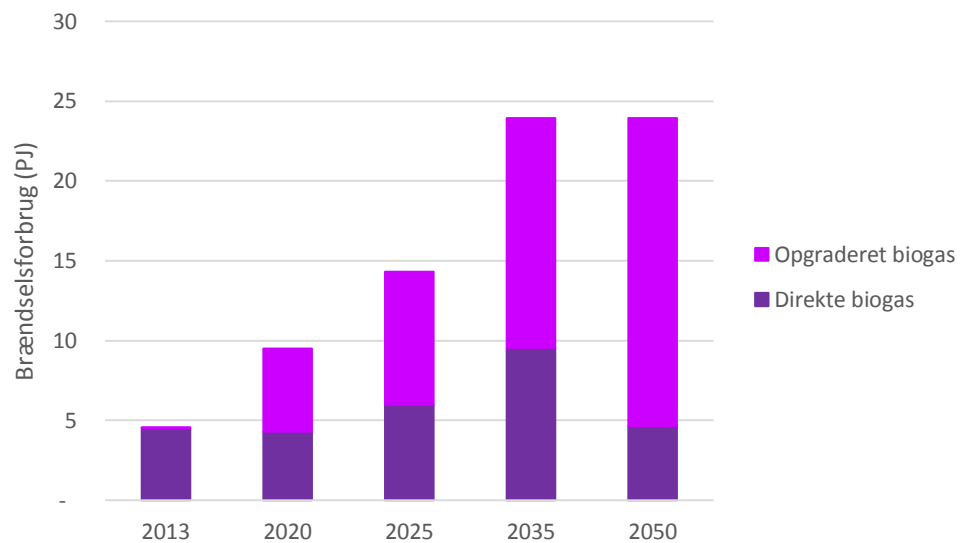
Som tidligere nævnt søger optimeringsrutinen at producere el og varme med lavest mulige omkostninger. I den selskabsøkonomiske beregning indgår tilskud fra staten som en indtægt, imens skatter og afgifter indgår som en omkostning. I den samfundsøkonomiske indgår tilskud og afgifter ikke.

I det selskabsøkonomiske scenarie vælger modellen at anvende størstedelen af den stigende biogasproduktion i Danmark som opgraderet biogas, på trods af de højere omkostninger til opgradering end til direkte anvendelse. Af nye anlæg til direkte anvendelse af biogas investerer modellen hovedsageligt i anlæg, der anvender forskellige former for energiafgrøder, og som viser bedre økonomi ved færre driftstimer sammenlignet med biogas baseret på husdyrgødning.

Biogasanlæggene får herved som hovedregel tilsluttet opgraderingsanlæg, som modellen dimensionerer til grundlast. I varmesæsonen vil en række af biogasanlæggene øge produktionen ved brug af energiafgrøder, og den øgede produktion afsættes direkte til kraftvarme. Anvendelsen af lavtryks gas foregår på eksisterende motoranlæg som modellen vælger at ombygge til også at

kunne anvende biogas. I 2050 opgraderer modellen ca. 80 % af biogasressourcen for at kunne afsætte den fleksibelt.

Biogas, der i dag afsættes forholdsvis jævnt over hele året i eksisterende gasmotorer anvendes fortsat på kort og mellemlang sigt på nogenlunde samme måde. Fra 2035 vælger modellen dog at anvende en del af den uflexible biogas direkte på industrielle kraftvarmeanlæg, som forsyner et industrielt varmebehov.

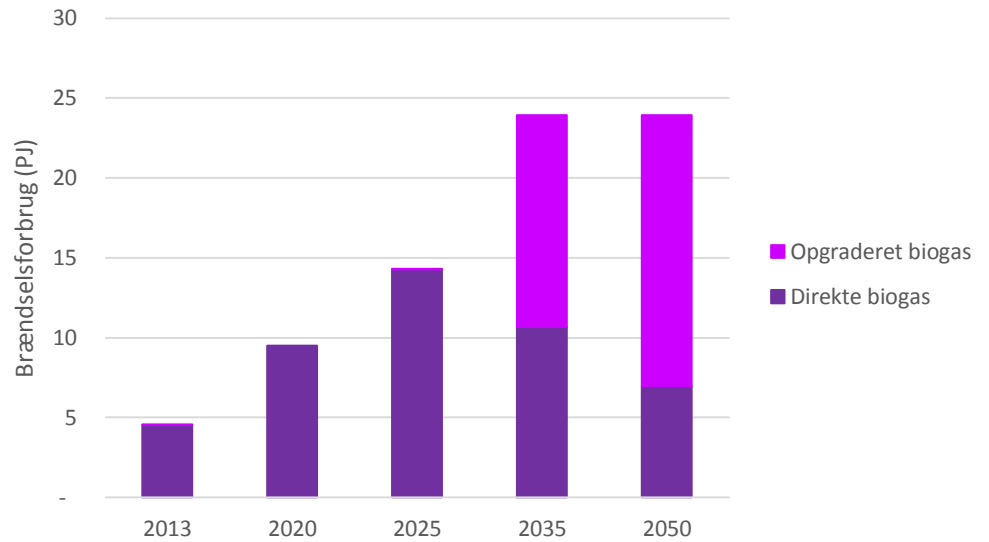


Figur 22: Biogasanvendelse i det selskabsøkonomiske vindscenarie.

Samfundsøkonomisk vindscenarie

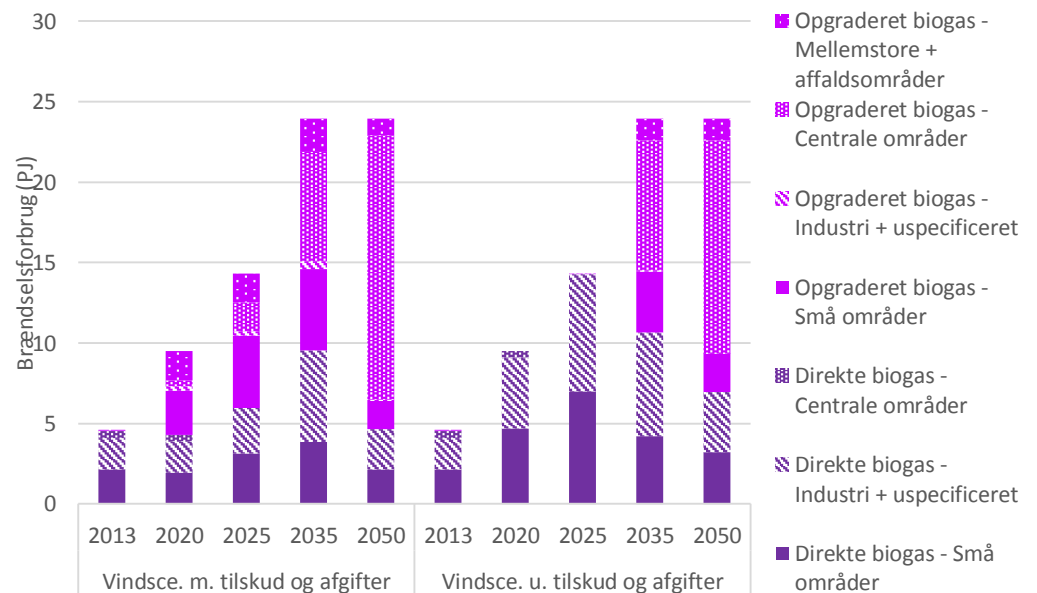
I det samfundsøkonomiske vindscenarie anvendes biogasressourcen frem til og med 2025 næsten udelukkende som direkte biogas uden opgradering og nettilslutning. En del af denne anvendes på industrielle kraftvarmeanlæg, som har et relativt konstant varmebehov. Først i 2035 når naturgassen i modellen er udfaset, opgraderes lidt over halvdelen af biogasressourcen. Der regnes ikke på årene imellem 2025 og 2035, men vi vurderer at det især er udfasning af naturgas i 2035 der styrer at modellen vælger at opgradere i det samfunds-

økonomiske scenarie.



Figur 23: Biogasanvendelse i det samfundsøkonomiske vindscenarie.

Figuren nedenfor giver et mere detaljeret overblik over i hvilken type områder de forskellige typer biogas anvendes. Direkte biogas afsættes især i små kraftvarmeområder og til industriel kraftvarme. Opgraderet biogas afsættes derimod også på store gasturbineanlæg i de større varmeområder.



Figur 24: Anvendelse af biogas delt op på områdetyper.

Forskellen mellem det selskabsøkonomiske og samfundsøkonomiske scenarie skal søges i tilskuds-strukturen. Det er tidligere i denne rapport vist, at direkte

biogas og opgraderet biogas i store træk er tilskudsmæssigt ligestillet i dag. Dette er under forudsætning om, at der opnås en afgiftsfordel ved biogasbaseret varmeproduktion, idet biogas fortrænger et fossilt brændsel (naturgas). Ofte, og især på længere sigt, er den alternative varmeproduktion dog ikke naturgas kraftvarme, men biomassebaseret fjernvarme og kraftvarme eller elbaseret varmeproduktion f.eks. varmepumper, og i visse tilfælde også solvarme.

Dermed bortfalder afgiftsfordelen og tilskudseffekten for opgradering bliver mere gunstig end for kraftvarme. Denne forskel i tilskudseffekt optræder ikke i den samfundsøkonomiske beregning.

Hertil kommer, at der i det selskabsøkonomiske scenarie også andre steder i energisektoren investeres på basis af selskabsøkonomiske overvejelser. Det betyder bl.a., at omlægning fra naturgasbaseret kraftvarme til solvarme, biomasse og varmepumper accelereres sammenlignet med det samfundsøkonomiske scenarie. Herved forringes biogassens lokale afsætningsmuligheder yderligere.

Det, der er afgørende for om modellen vælger direkte anvendelse af biogassen til kraftvarme eller opgradering i den samfundsøkonomiske analyse, er antallet fuldlasttimer på gasmotoren. Beregningerne viser, at direkte anvendelse af biogas som minimum kræver ca. 3000 fuldlasttimer/år. Dette gælder ved anvendelse af den fleksible ressource på ombyggede kraftvarmeanlæg. Anvendes den ufleksible ressource på nye gasmotorer, kræves der minimum ca. 6000 fuldlasttimer/år. Ved færre fuldlasttimer er opgradering af biogas baseret på den respektive ressource billigste alternativ. Her er den fleksibilitet, der ligger i naturgasnettet, altså mere værd end opgraderingsomkostningerne.

Lavtryksløsninger og direkte anvendelse synes derfor at være samfundsøkonomisk mest attraktivt frem til få år inden 2035, altså i de kommende ca. 20 år. Selskabsøkonomisk bliver opgradering konkurrencedygtigt væsentligt tidligere, på grund af de to ovennævnte forhold: Den direkte tilskudsmæssige forskel mellem opgradering og direkte anvendelse samt den accelererede udfasning af naturgas på grund af afgifter. Når naturgas udfases konkurrerer biogaskraftvarme med især flis, halm, solvarme og varmepumper.

I praksis kræver direkte anvendelse desuden, at der findes en afsætning i den anden ende af lavtryksledningen som er stabil i et langt tidsperspektiv, f.eks.

20-år. Dette kan virke som en barriere, hvor etablering af lokale lavtryksnet eventuelt kan virke fremmende. Såfremt energisystemet fortsat udvikler sig i retning af vindscenariet, vil sådanne lavtryksnet sandsynligvis kunne indgå som et godt grundlag for en evt. opgraderingsbeslutning på et senere tidspunkt. Man kan eksempelvis forestille sig situationer, hvor der kan indgås en 10 årig kontrakt med levering til et kraftvarmeværk, og at parterne efter 10 år vurderer om kontrakten skal forlænges eller der i stedet skal investeres i et opgraderingsanlæg med tilslutning til naturgasnettet i nærheden af kraftvarmeværket.

6.5 Caseberegninger og integration af biogas i energisystemet på længere sigt

I afsnit 5 blev der gennemgået en række caseberegninger baseret på et konkret biogasanlæg, kraftvarmeværk samt potentielle industrielle andre aftagere. I dette kapitel er fokus på hele energisystemet. De to beregninger adskiller sig på flere områder:

- Energisystemberegningerne ser primært på afsætning af biogas til el- og varmeproduktion. Der er dog inkluderet en vis mulighed for industriel kraftvarmeproduktion, men ikke direkte fortrængning af naturgas til procesvarme.
- I energisystemberegningerne kan den opgraderede biogas kun anvendes til efterfølgende afsætning til el- og fjernvarmeproduktion i eksisterende naturgasbyer. Gassen kan ikke anvendes i andre sektorer.
- Energisystemberegningerne har en længere tidshorizont, hvor det antages, at der er ambitiøse CO₂ mål og begrænsede ressourcer til termisk el- og fjernvarmeproduktion. Dette har vist sig at give meget høje elpriser i perioder.
- Caseberegningerne tager udgangspunkt i en beregning for 2020, og de brændselspriser, elpriser m.v. der er fremkommet for det år. Beregningerne peger derfor ikke lige så langt frem.
- Caseberegningerne tager hensyn til muligheden for at afsætte biogas direkte til industri og til andre sektorer via opgradering – der opnås fuld naturgasværdi ved opgradering.

Beregningerne viser trods det lidt forskellige fokus en række sammenfaldne konklusioner:

- Selskabsøkonomisk er det fordelagtigt at opgradere biogas, mens der samfundsøkonomisk i en årrække er gevinster ved at anvende biogas direkte, enten til kraftvarme eller til industri.
- Afsætning af biogas til kraftvarme udfordres af andre alternative teknologier til fjernvarmeproduktion. Der fortrænges kun i begrænset omfang naturgasbaseret fjernvarmeproduktion.

Energisystemberegningerne viser derudover, at det også samfundsøkonomisk på længere sigt (2035-2050) er en fordel at opgradere biogas. Det skyldes primært lagermulighederne i naturgasnettet, der sikrer, at gassen kan anvendes til elproduktion når elpriserne, er høje. Som tidligere nævnt skyldes de høje elpriser bl.a. de ambitiøse CO₂ mål samt udfasning af naturgas i Danmark fra 2035.

Caseberegningerne viser, at industrien kan være en god mulighed for supplerende afsætning af direkte biogas.

7 Aftaler om afsætning af biogas

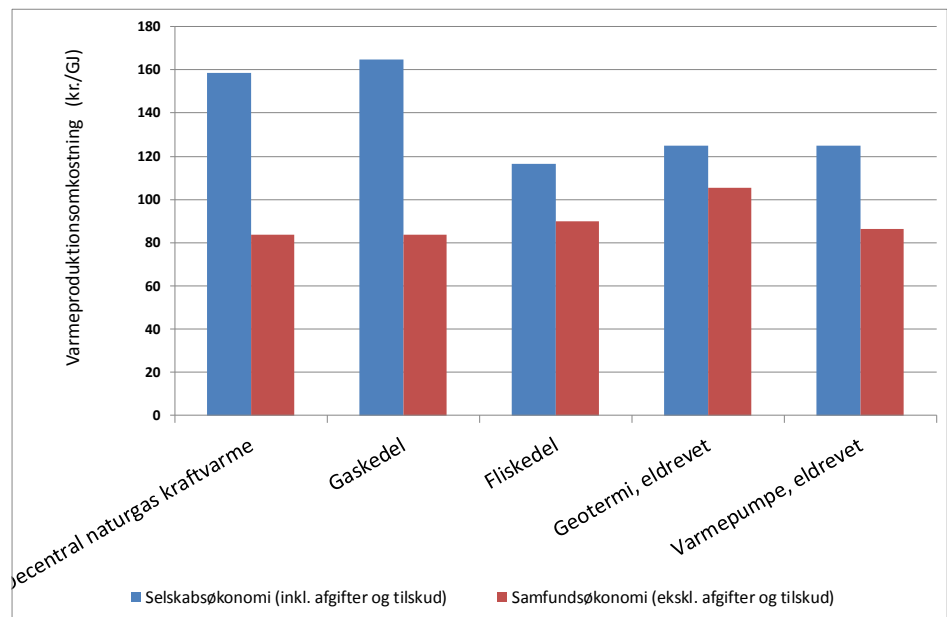
Sikkerhed for afsætning af biogassen til en god pris er et helt afgørende element for at en byherre kan tilvejebringe finansiering af biogasanlægget. Det er vist i denne rapport, at værdien af biogassen er meget forskellig afhængig af de tilskuds- og afgiftsmæssige forhold der gælder for aftageren, og hvad biogassen fortrænger. I nedenstående skema ses beregnede værdier i 5 forskellige aftagesituationer i 2015 og i 2020. Værdiberegninger er nærmere beskrevet i kapitel 4.

Værdi af biogas		2015	2020
Kraftvarme max.	Kr/GJ	171	147
Kraftvarme red.	Kr/GJ	151	128
<i>Kraftvarme excl. afgiftsfordel</i>	Kr/GJ	138	117
Opgradering.	Kr/GJ	139	120
Industri	Kr/GJ	130	111

Tabel 39: Selskabsøkonomisk værdi af biogas til udvalgte anvendelser

Ved *kraftvarme max.* antages at biogassen fuldtud afsættes til kraftvarme, samt at varmeproduktionen fortrænger naturgaskraftvarme. Ved *kraftvarme red.* antages at 5% af biogassen afsættes til kedeldrift samt at 15% af varmen fra biogasmotoren afkøles. Endvidere antages i *Kraftvarme red.* at biogasvarmen fortrænger naturgasvarme der er baseret på 50% kraftvarme og 50% kedelvarme. Denne reference svarer nogenlunde til praktiske erfaringer på de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker i 2012 og 2013, hvor elpriserne er forholdsvis lave. Ved *Kraftvarme excl. afgiftsfordel* er det antaget at 100% af biogassen afsættes til kraftvarme, men at der ikke opnås en afgiftsfordel på varmesiden. Denne værdi kan sandsynligvis betragtes som en minimumsværdi for biogassen så længe varmen nyttiggøres.

I praksis kan værdien af biogas for mange fjernvarmeværker ligge et sted imellem *Kraftvarme max.* Og *Kraftvarme excl. afgiftsfordel.* På grund af udviklingen i det decentrale kraftvarmeområde herunder nedgangen i anvendelsen af naturgas, er det muligt at værdien af biogas for fjernvarmeværker i stigende grad ligger tættere på minimumsværdien end på maksimumsværdien. Dette vil også afhænge af den fremtidige regulering af fjernvarmeområdet.



Figur 25: Beregning af varmeproduktionsomkostninger med standardforudsætninger i år 2020. Væsentligste kilder: Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2012, teknologikatalog 2012

I Figur 25 ses beregnede varmeproduktionsomkostninger an fjernvarmenet for udvalgte produktionsteknologier incl. Kapitalomkostninger, D&V omkostninger, brændselsindkøb, indtægt fra elsalg m.v. Der er for alle teknologierne regnet med 4500 driftstimer/år. Lokale forhold er naturligvis afgørende for om geotermi og varmepumper er relevante, og andre varmekilder som f.eks solvarme kan også være i spil.

Figuren viser tydeligt, at fjernvarme baseret på naturgas (kedel eller kraftvarme) er samfundsøkonomisk attraktivt men selskabsøkonomisk (brugerøkonomisk) den dyreste produktionsform i sammenligningen. Det kan have stor betydning for fjernvarmeværkets incitament til at indgå en aftale om køb af biogas til en pris der svarer til den selskabsøkonomiske substitutionspris for naturgas.

7.1 Afsætning til fjernvarme

Der er i dag betydelige erfaringer med aftaler om afsætning af biogas til fjernvarmeværker. Så vidt oplyst til denne rapport forfatteren, baserer hovedparten af disse aftaler sig på *substitutionsprincippet*. Hermed menes, at biogasprisen er baseret på en beregning af fjernvarmens omkostninger ved anvendelse af de brændsler som biogassen substituerer.

Såfremt biogassen afsættes til en eller få aftagere, er biogasanlægget som nævnt meget afhængig af sikker afsætning af mængden og af høj sikkerhed for prisen. Det betyder, at der skal aftales rammer for varmeværkets handlefrihed mht. at etablere konkurrerende varmeproduktion i hele aftaleperioden. Sådanne rammer vil til gengæld af varmeværket blive opfattet som en begrænsning i fremtidig handlefrihed, hvilket har en omkostning. Denne omkostning vil naturligt udmøntes i et ønske om rabat målt i forhold til substitutionsværdien.

Ansvarsfordeling

Det er vigtigt at en aftale sammensættes sådan, at de enkelte parter har ansvar for de dele som de naturligt har kontrol over og indflydelse på. Nedenstående liste kan være inspiration til hovedprincipper i en sådan ansvarsfordeling:

- Biogasproducenten har ansvar for etablering af biogasanlægget, ansvar for at der produceres biogas i de mængder og i den kvalitet der er aftalt, samt at den leveres på det angivne leveringspunkt. Herunder ved at planlægge og tilrettelægge driften og ved at sikre, at biogasanlægget drives forsvarligt og holdes i god vedligeholdelses-mæssig stand således at unødvendige driftsstop undgås. Biogasproducenten har ansvar for at der tilføres den nødvendige biomasse.
- Såfremt biogasaftageren kan få større nytte af biogas i andre mængder eller andre profiler end aftalt, skal biogasproducenten søge at imødekomme disse ønsker mod dækning af eventuelle méromkostninger.
- Biogasaftageren har ansvar for såvidt muligt at aftage biogas i de mængder der er aftalt, herunder ved at planlægge og tilrettelægge driften og ved at opretholde en høj vedligeholdelsesstandard. Aftageren skal endvidere arbejde for, at der er afsætning for biogassen i hele kontraktperioden.
- Såfremt biogasproducenten kan øge sin biogasproduktion og at denne produktion med fordel kan afsættes hos den nuværende aftager, skal aftageren efter gensidig forhandling modtage biogassen til en pris der følger samme grundprincipper som hovedleverancen.
- Alle parter vil medvirke til, at den samlede økonomi for biogasproduktion, biogastransport og anvendelse af biogas bliver så god som muligt. Herunder gennem proaktive handlinger omkring øget afsætning, ny teknologi, mindsket tab, effektivisering samt ved fair prissætning af biomasseleverancer – og biomasseaftag.

Prissætning

Det helt afgørende principspørgsmål er, at aftale hvad der er en fair referen-
cepris for biogassen, med andre ord hvad biogassen substituerer. Substituti-
ons kan aftales konkret for en årrække, hvorefter der kan nedfældes princip-
per for hvad der er substitution på længere sigt afhængig af den fremtidige
regulering og konkurrence mellem fremtidige alternativer. Udformningen af
disse principper er helt afgørende for biogasanlæggets økonomiske sikkerhed.

Hertil kan udformes en prissikringsaftale, hvor konsekvenserne ved prisæn-
dringer el- og brændselsmarkeder fordeles mellem varmeværket og biogasan-
lægget. Prissikring kan f.eks være i form af et prisloft og en prisbund, eller der
kan aftales prisindeksering.

Den detaljerede prisberegning kan baseres på egentlige driftssimuleringer
(energyPRO eller regneark) med de relevante varmeaftag, gasmængder, samt
priser for el, naturgas samt andre relevante brændsler.

7.2 Afsætning til naturgasnettet

På samme måde som ved afsætning til fjernvarme, er det vigtigt at aftalesæt-
tet sammensættes sådan, at de enkelte parter har ansvar for de dele som de
naturligt har kontrol over og indflydelse på. Ved afsætning til nettet er der
følgende hovedfunktioner

- Biogasproducent
- Opgradering af biogas
- Indføring af bionaturgas til nettet, herunder måling.
- Salg af bionaturgas på naturgasmarkedet, samt evt. salg af bionatur-
gascertifikater.

Såfremt det ikke er biogasselskabet selv der står for opgraderingen, er det helt
afgørende at alle omkostninger ved opgradering tydeligt er opgraderings-
operatørens ansvar. Herunder bør der også være tydelighed omkring informa-
tion, handlepligt og økonomiske konsekvenser ved udetider. Dette vurderer vi
som særlig vigtigt ved opgraderingsanlæg på grund af de manglende danske
driftserfaringer, men også fordi gassen sandsynligvis ikke kan nyttiggøres ved
udetid på anlægget.

Prissætning

Til forskel fra afsætning til fjernvarme, er selve prissætningen af biogassen
forholdsvis enkel: Bionaturgas fortrænger naturgas, og prissætningen vil der-
for helt naturligt blive indekseret til dette marked. De spørgsmål som skal
afklares er:

- Omkostninger til opgradering, nettilslutning og gastab (Disse poster er vurderet til ca. 1 kr/m³ metan i nærværende rapport)
- Incitamentsstruktur for at sikre høj indsats for at holde udstyret driftsklart og undgå udetid
- Kontraktlængde
- Evt prissikringsaftale
- Fordeling af gassens CO₂ værdi samt evt. grøn værdi

8 Bilag 1 – Detaljerede biomasseinput

Tabel 40: Detaljerede forudsætninger for fordelingen af biomasseinput til de forskellige anlæg. Anlæggene er skaleret for at give samme gasproduktion/år. Dette er blot for sammenligningens skyld.

	Samlet ressource		Ufleksibel ressource		Fleksibel ressource		Gylle, dybstrøelse		Gylle, dybstrøelse, majs		Gylle, dybstrøelse, majs, affald	
	Input (ton/år)	Input (andel, masse)	Input (ton/år)	Input (andel, masse)	Input (ton/år)	Input (andel, masse)	Input (ton/år)	Input (andel, masse)	Input (ton/år)	Input (andel, masse)	Input (ton/år)	Input (andel, masse)
Kapacitet, ton per år	365.000	100%	600.083	100%	138.256	100%	596.421	100%	533.514	100%	455.113	100%
Gylle	260.009	71%	529.580	88%	0	0%	506.958	85%	453.487	85%	385.871	85%
Dybstrøelse	26.264	7%	53.495	9%	0	0%	89.463	15%	53.351	10%	45.397	10%
Fast staldgødning	757	0%	1.542	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1.147	0%
Ajle	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Halm	11.925	3%	0	0%	23.427	17%	0	0%	0	0%	13.619	3%
Efterafgrøder	9.937	3%	0	0%	19.522	14%	0	0%	0	0%	0	0%
Naturarealer	4.328	1%	0	0%	8.502	6%	0	0%	0	0%	0	0%
Randzoner	3.478	1%	0	0%	6.833	5%	0	0%	0	0%	0	0%
Grøftekanter	1.424	0%	0	0%	2.798	2%	0	0%	0	0%	0	0%
Have-parkaffald	3.588	1%	0	0%	7.050	5%	0	0%	0	0%	0	0%
Akvatiske biomasser	248	0%	0	0%	488	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Husholdningsaffald	3.867	1%	7.877	1%	0	0%	0	0%	0	0%	9.079	2%
Organisk industriaffald	3.726	1%	7.590	1%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Energimajs	4.141	1%	0	0%	8.134	6%	0	0%	26.676	5%	0	0%
Energiroer	4.658	1%	0	0%	9.151	7%	0	0%	0	0%	0	0%
Kløvergræs	7.039	2%	0	0%	13.828	10%	0	0%	0	0%	0	0%
Roetopensilage	19.610	5%	0	0%	38.524	28%	0	0%	0	0%	0	0%

Tabel 41: Detaljeret gasproduktion ved forskellige biomasseinput. Anlæggene er skaleret for at give samme gasproduktion/år. Dette er blot for sammenligningens skyld.

	Samlet ressource		Ufleksibel ressource		Fleksibel ressource		Gylle, dybstrøelse		Gylle, dybstrøelse, majs		Gylle, dybstrøelse, majs, affald	
	Gasproduktion (Nm ³ CH ₄ /år)	Andel (energi)	Gasproduktion (Nm ³ CH ₄ /år)	Andel (energi)	Gasproduktion (Nm ³ CH ₄ /år)	Andel (energi)	Gasproduktion (Nm ³ CH ₄ /år)	Andel (energi)	Gasproduktion (Nm ³ CH ₄ /år)	Andel (energi)	Gasproduktion (Nm ³ CH ₄ /år)	Andel (energi)
Total per år	11.176.730	100%	11.176.730	100%	11.176.730	100%	11.176.730	100%	11.176.730	100%	11.176.730	100%
Gylle	3.171.655	28%	6.459.953	58%	-	0%	6.184.007	55%	5.531.751	49%	4.706.954	42%
Dybstrøelse	1.465.752	13%	2.985.409	27%	-	0%	4.992.723	45%	2.977.411	27%	2.533.472	23%
Fast staldgødning	33.124	0%	67.467	1%	-	0%	-	0%	-	0%	50.217	0%
Ajle	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%
Halm	2.648.042	24%	-	0%	5.202.153	47%	-	0%	-	0%	3.024.262	27%
Efterafgrøder	244.292	2%	-	0%	479.918	4%	-	0%	-	0%	-	0%
Naturarealer	621.081	6%	-	0%	1.220.132	11%	-	0%	-	0%	-	0%
Randzoner	207.027	2%	-	0%	406.711	4%	-	0%	-	0%	-	0%
Grøftekanter	78.670	1%	-	0%	154.550	1%	-	0%	-	0%	-	0%
Have-parkaffald	169.762	2%	-	0%	333.503	3%	-	0%	-	0%	-	0%
Akvatiske biomasser	6.211	0%	-	0%	12.201	0%	-	0%	-	0%	-	0%
Husholdningsaffald	367.088	3%	747.677	6,7%	-	0%	-	0%	-	0%	861.825	8%
Organisk industriaffald	449.840	4%	916.224	8%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%
Energimajs	414.054	4%	-	0%	813.421	7%	-	0%	2.667.568	24%	-	0%
Energiroer	351.946	3%	-	0%	691.408	6%	-	0%	-	0%	-	0%
Kløvergræs	285.697	3%	-	0%	561.261	5%	-	0%	-	0%	-	0%
Roetopensilage	662.487	6%	-	0%	1.301.474	12%	-	0%	-	0%	-	0%

9 Bilag – Biogaspotentiale

	Mio. Nm ³ CH ₄		PJ		Ton TS		Nm ³ CH ₄ /ton VS	Nm ³ CH ₄ /ton VS
	2012	2020	2012	2020	2012	2020	Beregnet	Angivet i tekst
<i>Gylle</i>	402	383	14,5	13,8	2.106.000	2.004.000	239	150-250 (kvæg), 250 -300 (svin)
<i>Dybstrøelse</i>	184	177	6,6	6,4	937.000	900.000	246	250
<i>Fast staldgødning</i>	16	4	0,6	0,1	900.000	20.000	136	200-250
<i>Ajle</i>	1	-	0,0	-	5.000	-	250	250-300
<i>Halm</i>	320-730	390-870	11,5-26,3	14-31,3	2.337.500	2.805.000	236	160-300
<i>Efterafgrøder</i>	9-11	27-32	0,3-0,4	1-1,2	40.000	120.000	275	250-300
<i>Naturarealer</i>	60-90	60-90	2,2-3,2	2,2-3,2	300.500	300.500	277	200-250
<i>Randzoner</i>	15-35	15-35	0,5-1,3	0,5-1,3	105.000	105.000	265	200-250
<i>Grøftekanter</i>	3-16	3-16	0,1-0,6	0,1-0,6	43.000	43.000	245	250
<i>Have-parkaffald</i>	10-24	12-29	0,4-0,9	0,4-1	108.000	130.000	175	150-250
<i>Akvatiske biomasser</i>	1-2	1-1	0-0,1	0-0	7.100	4.500	210	125-320
<i>Husholdningsaffald</i>	72-98		2,6-3,5	-	225.000	-	420	360-390
<i>Organisk industriaffald</i>			-	-	-	-		
<i>Energimajs</i>	-	100	-	3,6	-	300.000	351	290-360
<i>Energiroer</i>	-	85	-	3,1	-	225.000	398	400-450
<i>Kløvergræs</i>	-	69	-	2,5	-	255.000	301	300
<i>Roetopensilage</i>	35-59	60-100	1,3-2,1	2,2-3,6	175.000	296.000	299	300
Total	1128-1668	1386-1991	41-60	50-72	7.289.100	7.508.000		

Tabel 42: Biogas potentiale i PJ fra forskellige biomasseressourcer. Kilde: (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013). I denne analyse anvendes lidt andre værdier, se afsnit 4.9. Mængden i ton TS er angivet som gennemsnitlig mængde, såfremt der er angivet et interval i kilden. Beregning af metanudbytte er foretaget ud fra dette gennemsnit..

