

## Produktion af opgraderet biogas -optimering af omkostninger og klimaeffekt EUDP-j.nr. 64018-0512

Hovedrapport  
November 2020

Projektdeltagere:



## Kolofon

Titel:	Produktion af opgraderet biogas - optimering af omkostninger og klimaeffekt
Rapportkategori:	Projektrapport
Forfatter:	Thomas Hernø
Dato for udgivelse:	1. december 2020
Copyright:	Projektets resultater kan frit citeres med kildeangivelse
ISBN-nr.:	978-87-7795-428-3
Sagsnummer:	746-84
Sagsnavn:	Energi- og omkostningsoptimering af bionaturgasproduktion
URL:	<a href="https://www.dgc.dk/publikationer/soeg">https://www.dgc.dk/publikationer/soeg</a>
Arkivering:	H:\746\84 Optimering bionaturgas\

<b>Indholdsfortegnelse</b>	<b>Side</b>
1. Indledning .....	4
2. Resumé og anbefalinger.....	7
3. Referenceberegning af omkostninger til produktion af opgraderet biogas.....	20
3.1. Beregningstilgang og -forudsætninger.....	20
3.2. Overblik over regnemodel .....	23
3.3. Resultater .....	24
4. Optimeringstiltag og effekt.....	31
4.1. Samlet optimeringspotentiale.....	31
4.2. Optimeringstiltag .....	32
4.3. Optimeringstiltag med miljøeffekt.....	36
4.4. Andre besparelses- og optimeringseffekter .....	37
4.5. Klima og miljøeffekter af biogasproduktion.....	40
5. Opsummering af projektrapporter.....	42
5.1. Gyllehåndtering og forbehandling .....	42
5.2. Biomasseforbehandling.....	44
5.3. Biogasproduktion.....	47
5.4. Biogasopgradering .....	50
5.5. Svovlrensning .....	55
5.6. Energiintegration af biogasproduktion og biogasopgradering.....	58
5.7. Tilslutning til gassystemet .....	60
Bilag 1: Ord og begreber, forklaring.....	63
Bilag 2: Projektrapporter, oversigt.....	65
Bilag 3: Beregningsforudsætninger .....	66
Bilag 4: Om projektet ”Energi- og omkostningsoptimering af bionaturgasproduktion” .....	67

## 1. Indledning

Denne rapport opsummerer resultaterne i projektet ”Energi- og Omkostningsoptimering af Bionaturgasproduktion”. De deltagende parter i projektet var Dansk Gasteknisk Center a/s (projektleder), PlanEnergi, Aarhus Universitet, Biogas Danmark, Evida og Dansk Fagcenter for Biogas. Projektet er delvis finansieret af det Energiteknologiske Udviklings- og Demonstrationsprogram (EUDP), der er en offentlig tilskudsordning. Ordningen støtter ny teknologi på energiområdet, som kan bidrage til at indfri Danmarks målsætninger inden for energi og klima.

Projektet startede i januar 2019 og afsluttes i november 2020. Denne rapport er resultatet af arbejds-pakken AP 9 – Evaluering af resultater i FUD (Forskning, Udvikling, Demonstration) katalog og er udarbejdet af Dansk Gasteknisk Center a/s på baggrund af projektdeltagernes beregninger og rapporter udarbejdet i projektet.

Produktion af biogas er sket i årtier, hvor biogassen har været anvendt til varmeproduktion i kedler, eller produktion af el og varme i motorer. Det første danske biogasopgraderingsanlæg blev etableret i 2011 på et spildevandsrensningsanlæg. Opgradering af landbrugsbaseret biogas startede for alvor i 2015, da den nuværende tilskudsordning trådte i kraft. Det forventes, at der ved udgangen af 2020 er 50 biogasanlæg med opgradering tilsluttet gassystemet. De seneste år har udviklingen gået mod meget store biogasanlæg for at mindske produktionsomkostningerne.

I begyndelsen af 2019 blev der lukket for tilgang af nye tilskudsmodtagere under den nuværende tilskudsordning, dog med dispensationsmuligheder for anlæg, der var under etablering. Begrundelsen var, at statens udgifter var for høje, og at Finansministeriet ikke havde mulighed for at lave bud- getter, da der før indgrebet ikke var fastsat et loft over antal anlæg, og i hvilket omfang de kunne opnå støtte. En ny tilskudsordning er ved at blive etableret med en udbudsmodel som grundlag for tildeling af støtte. Den nye tilskudsordning starter formodentlig i 2022.

Produktion af biogas og opgradering til gassystemet har fordele for landbrugets recirkulering af næringsstoffer og udledning af klimagasser, og for energisystemet på grund af substitution af fossil gas. DCA - Nationalt Center for Fødevarer og Jordbrug - har i oktober 2020 udgivet rapporten ”Bæredygtig biogas – klima- og miljøeffekter af biogasproduktion”, rekvireret af Klima, Energi- og Forsyningsministeriet, Energistyrelsen. Rapporten konkluderer, at produktion af biogas med opgradering til gassystemet kan bidrage med en reduktion på mellem 55 og 77 kg CO<sub>2</sub>-ækv. pr. GJ produceret bruttoenergi (opgraderet biogas eksporteret til gassystemet), afhængig af biogasanlægstype og anvendte biomasser.

Energi fra opgraderet biogas er markant dyrere end energi fra vind og sol, men har fordele ved at gas kan lagres billigt, både på kort og lang sigt, i modsætning til den fluktuerende produktion fra vind og sol. Både producenter og staten har en stærk interesse i at mindske produktionsomkostningerne for opgraderet biogas.

Dette projekts formål er at foreslå optimeringstiltag, der kan forøge indtægterne eller mindske omkostningerne og klimabelastningen ved produktion af opgraderet biogas og eksport til gassystemet. Optimeringstiltagene kan gennemføres med dagens viden, kendt teknologi og udstyr, der er tilgængeligt på markedet i dag.

Som reference er defineret nogle modelbiogasanlæg i forskellige størrelser, og drifts- og kapitalomkostninger for disse referenceanlæg er vurderet. Med udgangspunkt i referenceanlæggene er forskellige optimeringstiltag blevet forslået og efterfølgende analyseret. Det er vigtigt at bemærke følgende:

- Produktionspriser for referenceanlæggene er bestemt med det formål at have et grundlag at vurdere optimeringstiltag i forhold til. Produktionspriserne viser samtidig, at opgraderet biogas kan produceres væsentlig billigere end beregnet i tidligere analyser.
- Eksternaliteter relateret til biogasproduktion er ikke inkluderet i den økonomiske vurdering, fx mindre metanudledning ved gyllelagring og -udspredning på mark, bedre gødningsudnyttelse, kvælstofudvaskning, øget ammoniakfordampning, mindre lugt m.v.,

Produktionsomkostningerne er tidligere beregnet i bl.a. Energistyrelsens teknologikataloger. Teknologikatalogets oplysninger er ikke opdaterede ift. markedsudviklingen for størrelsen af biogasanlæg og opgraderingsanlæg, biomassesammensætning og opholdstider. En række rapporter beskæftiger sig med omkostninger ved produktion af biogas og opgraderet biogas og muligheder for at billiggøre produktionen. Det er dog svært at tage indbyrdes konsistente anlægsdata ud fra rapporterne for alle trin i produktionsprocessen. I dette projekt er det derfor valgt at opbygge en teknisk bottom-up-model, hvor der for otte modelanlæg i fire forskellige størrelser, er indhentet priser for alle udgiftsposter, udgiften for det enkelte trin beregnet, og opsummeret til en samlet produktionspris for opgraderet biogas eksporteret til gassystemet.

Denne rapport opsummerer hovedresultaterne og optimeringspotentialerne. Alle optimeringsforslag er beskrevet detaljeret i projektrapporterne, der er opsummeret i afsnit 5. I bilag 2 er en komplet oversigt med rapporttitler m.v. og kontaktoplysninger.

Denne rapport indeholder:

- Afsnit 2: Resumé og anbefalinger
- Afsnit 3: Referenceberegning af omkostninger til produktion af opgraderet biogas
- Afsnit 4: Optimeringstiltag og effekt
- Afsnit 5: Opsummering af projektrapporter (konklusionsafsnit fra de enkelte projektrapporter i let bearbejdet form for at sikre konsistensen i denne rapport)
- Bilag 1: Ord og begreber, forklaring
- Bilag 2: Projektrapporter, oversigt
- Bilag 3: Beregningsforudsætninger
- Bilag 4: Om projektet ”Energi- og omkostningsoptimering af bionaturgasproduktion”

I denne rapport regnes produktionsomkostninger positive (+). Omkostningsreduktioner i produktionspriser regnes negative (-) og forøgelse af produktionsomkostningerne regnes positive (+).
--

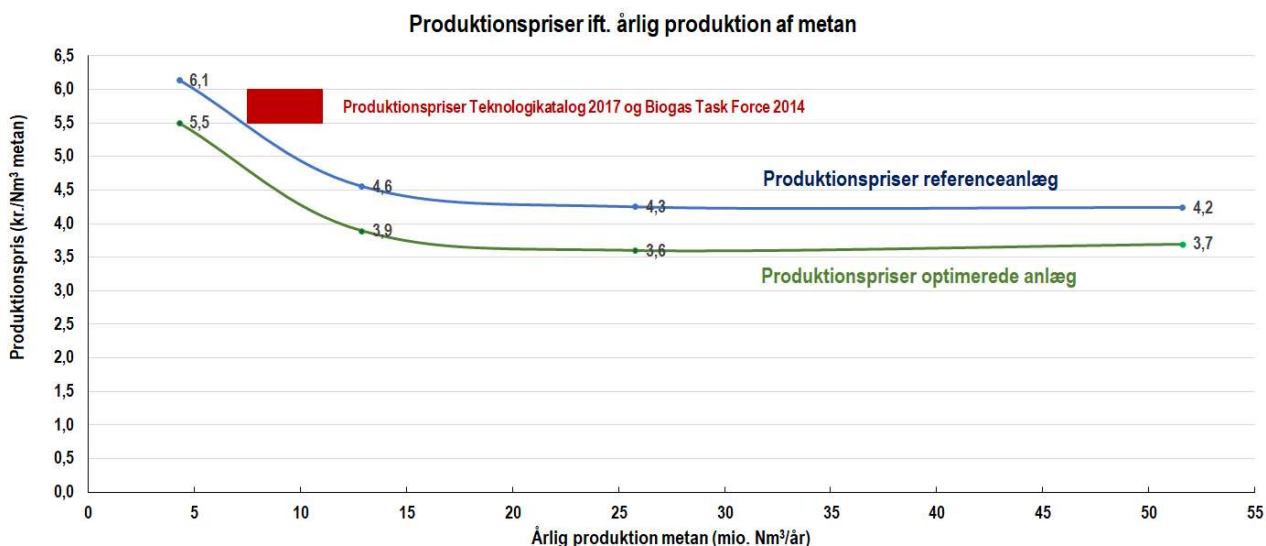
Projektets offentliggjorte resultater kan frit citeres med kildeangivelse.

## 2. Resumé og anbefalinger

Projektets resultater viser, at opgraderet biogas kan produceres markant billigere end tidligere vurderet, og at der potentiale for at sænke produktionsprisen yderligere. I dette projekt er der identificeret optimeringspotentialer mellem 10 % og 16 %, afhængig af anlægsstørrelse og -konfiguration, inden for områderne:

- Gyllehåndtering og forbehandling
- Biomasseforbehandling
- Biogasproduktion
- Biogasopgradering
- Energiintegration af biogasproduktion og biogasopgradering.

Produktionspriser for opgraderet biogas og optimeringspotentialer, identificeret i dette projekt, er vist i Figur 1.



*Figur 1 Produktionspriser for referenceanlæg og optimeringspotentialer ift. årlig produktion af metan. Omkostninger er positive tal (+). Projektets produktionspriser er selskabsøkonomiske beregnet med en rentesats på 10%. Teknologikatalog og Biogas Task produktionspriser er samfundsøkonomiske og beregnet med en rentesats på 5%.*

Figuren viser, at produktionsprisen kan komme under 4 kr./Nm<sup>3</sup> metan. Energistyrelsens og Energinets teknologikatalog<sup>1</sup> angiver en samfundsøkonomisk pris på 5,5 kr./Nm<sup>3</sup> metan. Der er dog kun angivet produktionsomkostninger for en biogasanlægsanlægstørrelse på 7,5 mio. Nm<sup>3</sup> metan/år. Dette er angivet i teknologikataloget som en typisk anlægsstørrelse. Ea Energianalyse angiver i en

<sup>1</sup> Technology Data – Renewable fuels. Energistyrelsen og Energinet 2017. Data fra afsnit ”81 Biogas Plant, Basic conf.” og afsnit ”82 Biogas, upgrading”, beregnet med en rentesats på 5%.

rapport<sup>2</sup> udarbejdet for Energistyrelsens Biogas Taskforce en samfundsøkonomisk produktionspris på 5,5-6,0 kr./Nm<sup>3</sup> metan, afhængig af biomassesammensætning, for en biogasanlægsanlægstørrelse på 11,2 mio. Nm<sup>3</sup> metan/år.

Anlægsstørrelsen er dog vokset betragteligt de seneste 5 år, og som det fremgår af Figur 1 er produktionsomkostninger meget anhangige af anlægsstørrelse. Dette er en effekt der ikke haft været stor fokus i tidligere kortlægninger af produktionsomkostninger.

### Optimeringspotentiale

Optimeringstiltagene, der er identificeret i dette projekt, kan gennemføres med dagens viden, kendt teknologi og udstyr, der er tilgængeligt på markedet i dag. Der er en række andre effekter, der også kan sænke produktionsprisen for opgraderet biogas. Disse effekter er ikke kvantificerede i dette projekt, men kvalitativt beskrevet. Effekter kan være:

- Drift af flere anlæg i samme organisation
- Udvidelse af markeder ved etablering af mange nye biogasanlæg
- Generel læring og udvikling i biogasbranchen
- Metantabsmåleprogrammer.

Det samlede optimeringspotentiale, der er identificeret i dette projekt, ligger mellem 10 % og 16 %, afhængig af anlægsstørrelse og -konfiguration. Produktionspriser for opgraderet biogas for referencelanlæg og optimeringspotentialerne er vist Tabel 1:

*Tabel 1 Referencelanlægsproduktionspriser og optimeringspotentialer. Omkostninger er positive (+) tal. Besparelser er negative tal (-).*

Produktionspriser for opgraderet biogas for referencelanlæg og optimerede anlæg	Mindre biogasanlæg		Mellemstort biogasanl.		Stort biogasanlæg		Meget stort biogasanl.	
	Membran 70 døgn Anlæg 1-M	Aminskrubber 70 døgn Anlæg 1-A	Vandskrubber 35 døgn Anlæg 2-V	Aminskrubber 35 døgn Anlæg 2-A	Vandskrubber 35 døgn Anlæg 3-V	Aminskrubber 35 døgn Anlæg 3-A	Aminskrubber 35 døgn Anlæg 4a-A	Aminskrubber 65 døgn Anlæg 4b-A
Alle priser i kr. / Nm <sup>3</sup> metan								
Referenceanlæg: Omkostning metan inkl. finans. omk.	6,16	6,10	4,58	4,53	4,30	4,20	4,23	4,26
Samlet optimeringspotentiale	-0,66	-0,60	-0,70	-0,63	-0,69	-0,62	-0,61	-0,47
	-10,7%	-9,8%	-15,3%	-13,9%	-16,0%	-14,8%	-14,5%	-11,1%
Optimerede anlæg: Omkostning metan inkl. finans. omk.	5,50	5,51	3,88	3,90	3,62	3,58	3,61	3,79

Ikke alle anlæg i Tabel 1 (og Figurerne 2 og 3) er direkte sammenlignelige, hvis man fx vil se på effekten af at gøre anlæg større. ”Mindre biogasanlæg” (Anlæg 1-M og 1-A) er typiske store gård-biogasanlæg/mindre fællesanlæg med lang opholdstid. ”Mellemstort biogasanlæg” (Anlæg 2-V og

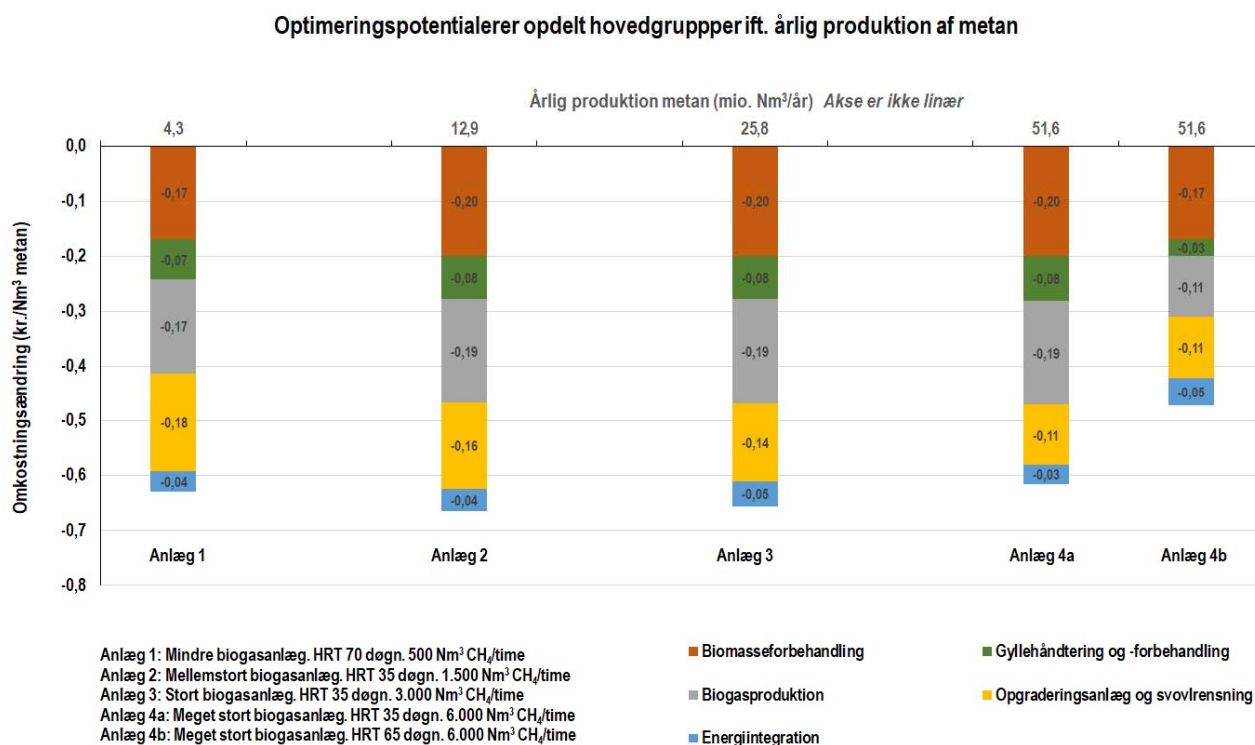
2 Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion. Analyser for Biogas Taskforce. Ea Energianalyse 2014.



2-A), ”Stort biogasanlæg” (Anlæg 3-V og 3-A), og det første af ”Meget stort biogasanlæg” (Anlæg 4a-A) er direkte sammenlignelige, idet de har samme biomassesammensætning og korte opholdstider. Det andet ”Meget stort biogasanlæg” (Anlæg 4b-A) har en anden biomassesammensætning og lang opholdstid.

Figur 2 viser optimeringspotentialer opdelt på hovedgrupper af tiltag. Det største potentiale er i biomasseforbehandling, biogasproduktion, og opgradering og svovlrensning. I biomasseforbehandlingen bidrager genudråkning/selektiv udråkning med ca. 2/3 af potentialet, og DisRuptor med resten. I biogasproduktionen bidrager reduktion af driftsstop med ca. 1/3 af potentialet, den resterende del er optimering af el- og varmekonsum, samt reduktion af metantab. For opgradering er potentialet primært i valg af optimal svovlrensningsteknologi.

For gyllehåndtering bidrager reduktion af vaskevand, hurtig udslusning af svinegylle og iblanding af dybstrøelse i gyllen med ca. halvdelen af potentialet, og filterkasse til separation med den anden halvdel. For energiintegration bidrager varmepumper på for- og efterlagertanke, varmeveksling og jævnlig rengøring af rør og varmevekslere.



Figur 2 Optimeringstiltags effekt opdelt på hovedgrupper af tiltag ift. årlig produktion af metan. Negative tal (-) er en besparelse.

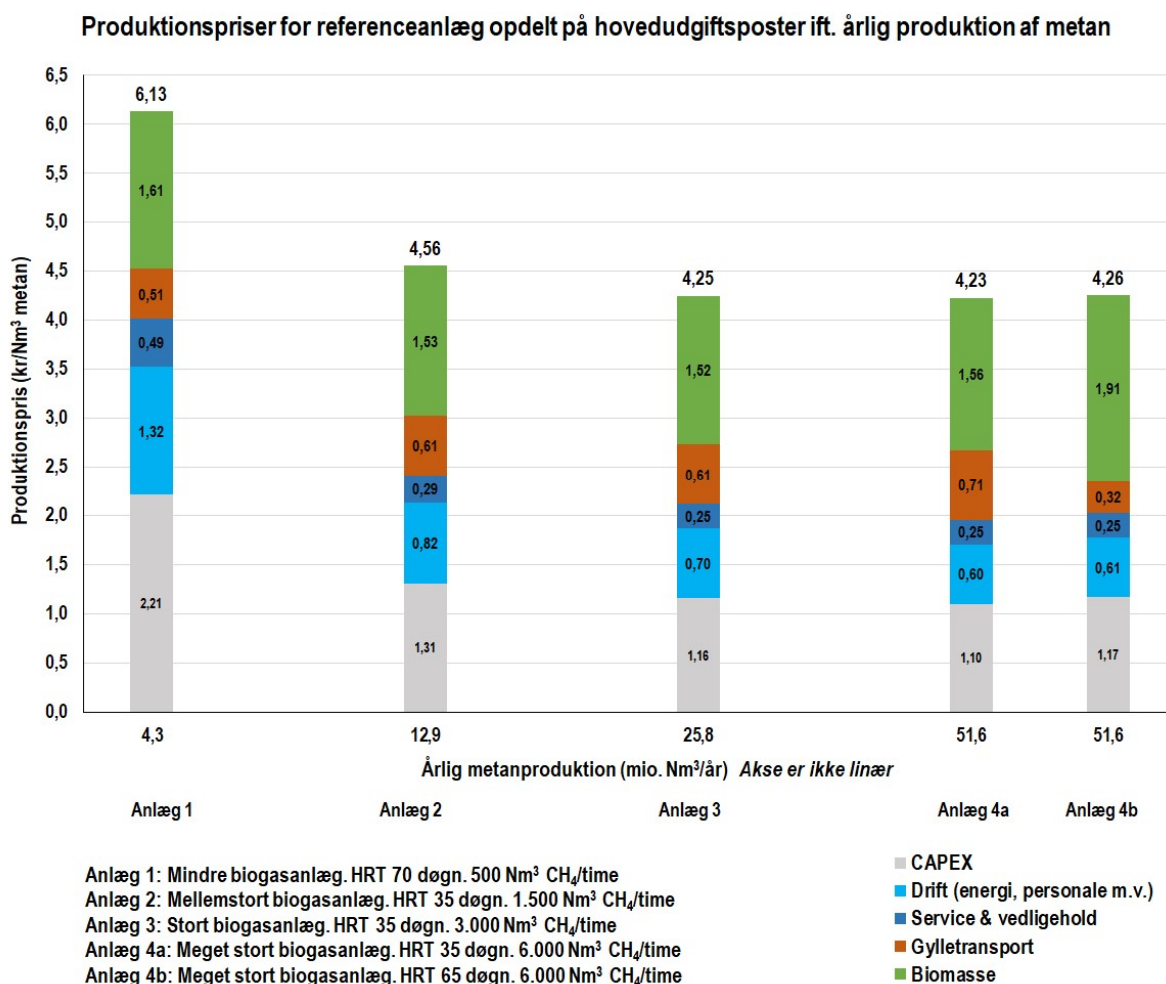
Et optimeringstiltag, der har stor klimaeffekt, men begrænset besparelse, er hyppigere udslusning af gylle fra svinestalde. Når svinegylle udsluses fra stalde hyppigere, reduceres metantabet til omgivelserne og biogasanlægget får gylle med større metanpotentiale. Tiltaget har en negativ CO<sub>2</sub>-skyggepris og er derfor et attraktivt klimatiltag for landbruget. Hyppigere udslusning af gylle medfører større udgifter i landbruget, og biogasanlægget har øgede indtægter på grund af større metanproduktion. Hvis tiltaget skal realiseres i stort omfang, forudsætter det at det økonomiske incitament ligger det rette sted.

Nogle optimeringstiltag har klimaeffekt, men giver øgede udgifter. Det er fx reduktion af metanemissionen fra vandskrubber- og membranopgraderingsanlægs CO<sub>2</sub>-afkast. Reduktionen sker ved at afbrænde metanen til CO<sub>2</sub> i en Regenerative Thermal Oxidizer (RTO).

Pumpeledninger til transport af gylle som helt eller delvis alternativ til vejtransport giver også en mindre klimaeffekt, men øgede udgifter. Pumpeledninger reducerer vejtransport, og kan være en forudsætning for at opnå miljøgodkendelse til et biogasanlæg.

## Referenceanlæg

Som udgangspunkt for beregning af effekten af optimeringstiltag er produktionsprisen for opgraderet biogas beregnet for referenceanlæg i fire størrelser. Figur 3 viser produktionspriser for de forskellige anlægsstørrelser, og hvordan produktionsprisen er fordelt på hovedudgiftsposter.



Figur 3 Referenceanlæg produktionsomkostninger og fordeling på hovedudgiftsposter ift. årlig produktion af metan. Omkostninger er positive tal (+).

Omkostninger til produktion af bionaturgas falder meget fra ”Mindre biogasanlæg” (anlæg 1) til ”Mellemstore biogasanlæg” (anlæg 2). Det skyldes primært, at investeringen pr. kapacitetsenhed falder meget, og at energiforbrug til biogasprocessen bliver lavere.

Fra ”Mellemstore biogasanlæg” (anlæg 2) til ”Store biogasanlæg” (anlæg 3) er der et mindre fald i produktionsomkostningerne. Det skyldes primært, at investeringen pr. kapacitetsenhed fortsat falder, men omkostninger til gylletransport stiger på grund af større kørselsafstande.

Når størrelsen forøges til ”Meget store biogasanlæg” (anlæg 4), opvejes fordelene ved meget større anlæg af forøgede kørselsomkostninger til gylle.

Omkostninger til biomasse falder, når anlæggene bliver større på grund af storindkøbsfordele. Omkostninger til drift falder, fordi der skal relativt mindre personale til, jo større anlægget er, og de større anlæg er mere energieffektive. Service og vedligehold bliver også relativt billigere, når anlæggene bliver større.

Følsomhedsberegninger viser, at 15-20 % af produktionsomkostningerne for opgraderet biogas stammer fra rente og afskrivninger ved en rentesats på 10 %. Ved en rentesats på 5 % stammer 9-11 % fra rente og afskrivninger.

Omkostninger til gylle er udelukkende transportomkostningerne i referenceanlægsberegningerne. Transportomkostningerne er i referenceanlægsberegninger mellem 21 og 28 kr./ton, anhangig af anlægsstørrelse (jo større anlæg, jo højere pris på grund af større indsamlingområde). Følsomhedsberegninger viser, at produktionsprisen for opgraderet biogas ændres ca.  $\pm 4$  %, når gylleprisen varieres med  $\pm 10$  kr./ton:

- + 10 kr./ton svarer til, at biogasanlæggene skal betale for at ”låne” gyllen.
- 10 kr./ton svarer til, at landbrug skal betale for at få afgasset gyllen.

Når biomasse- og industriaffaldspriser varieres med  $\pm 15$  % viser beregningerne, at produktionsprisen for opgraderet biogas ændres ca.  $\pm 3,5$ %.

- +15 % svarer til, at biomasse og industriaffald bliver dyrere.
- 15 % svarer til, at biomasse og industriaffald bliver billigere.

## Anbefalinger

Dette afsnit indeholder en række anbefalinger til videre arbejde med at optimere omkostninger og metantab fra produktion af opgraderet biogas. Anbefalingerne er udarbejdet på baggrund af projektets analyser, og emner, der var været inddraget undervejs, men ikke har været en del af projektet.

### Gyllehåndtering og forbehandling

Når metantabet fra håndtering af svinegylle mindskes i landbruget, har det to klimaeffekter: Klimabelastningen fra landbruget mindskes på grund af mindre afdampning af metan, og metanudbyttet i biogasanlægget forøges, og dermed øges fortrængning af fossil gas i gassystemet.

Klimaeffekten i landbruget er stor, men p.t. har landbruget ikke tilstrækkeligt økonomisk incitament, eftersom hyppigere udslusning af gyllen fra staldene medfører forøget arbejde med udslusning og evt. ekstra investeringer i fortanke m.m. Den økonomiske gevinst ved hyppigere udsluset gylle ligger hos biogasanlægget i form af øget metanudbytte af den samme mængde gylle.

Hvor stor gevinsten er, varierer fra de forskellige biogasanlægs leverandører, men selv om det er en beskedent gevinst, anbefales det at implementere den i den udstrækning, hvor det er muligt. Tiltaget ses som et økonomisk attraktivt klimatiltag for landbruget med en negativ CO<sub>2</sub>-skyggepris. Det vil kræve en tættere sammenkobling mellem landbrug og biogasanlæg for at sikre, at tiltag gennemføres hurtigere og/eller i større omfang. I dag er der hos en del biogasanlæg en kobling mellem ”værdien” af gyllen og metanpotentiallet, via bonus/straf-ordninger, hvor leverandøren præmieres for levering af højt tørstof i gyllen.

I disse projektberegninger bærer biogasanlægget de øgede omkostninger i landbruget, som hyppigere udslusning medfører, og får den øgede indtægt ved større metanproduktion. Den beregnede optimeringseffekt er altså udtryk for en deling af udgifter og indtægter, der giver begge parter økonomisk incitament til at gennemføre tiltaget.

- *Anbefaling: Økonomisk kobling mellem landbrug og biogasanlæg, så gevinst ved forøget metanudbytte i højere grad overføres til dem, der bærer udgifterne.*
- *Støtte- og udviklingsprogrammer, der fremskynder udbygningen af klimavenlige svinestalde, der faciliterer hurtig udslusning eventuel sammen med gyllekøling.*

Ved kvægproduktion, hvor dybstrøelsen ofte oplagres udendørs i landbruget, forventes der også at være en gevinst ved at få den hurtigt til biogasanlægget uden væsentlig lagring og håndtering inden levering. Mens det lagres, udsender dybstrøelsen metan, og ekstra håndtering udsender også metan. Der forventes også at være et potentiale ved hurtigere udslusning af kvæggylle, omend en del mindre end ved svinegylle.

- *Kortlægning af metantabspotentialer ved hurtigere udslusning af kvæggylle, og optimeret håndtering af dybstrøelse.*

Det gælder også kildesorteret organisk dagrenovation (KOD), hvor der i dag ikke er nogen sammenhæng mellem den pris som fx kommunerne betaler for at få afsat KOD'en og metanpotentialiet. Kommunerne og virksomhederne, der indsamler og forbehandler KOD, har intet økonomisk incitament til at KOD'en kommer hurtigt til biogasanlægget med minimalt metan- og lattergastab undervejs og dermed med et større metanpotentialie i biogasproduktionen. Det skal bemærkes, at der i dag er meget begrænset viden om metan- og lattergastab i indsamlings- og forarbejdningsskæderne, og mulighederne for at begrænse dem. Fokus har hidtil været på økonomisk optimering af indsamling og forbehandling.

- *Anbefaling: Kortlægning af metan- og lattergastabspotentialer i indsamlings- og forarbejdningsskæderne for KOD.*
- *Forslag til økonomisk kobling mellem kommuner og andre, der indsamler og forbehandler KOD, og biogasanlæg, så gevinst ved forøget biogasudbytte i højere grad overføres til dem, der bærer udgifterne ved optimeret indsamling og forbehandling.*

### **Biomasseforbehandling**

Forbehandling kan være med til at øge gasudbyttet af den tilgængelige biomasse og derved fortrænge de dyreste og mindst bæredygtige biomasser som fx majs og glycerol. Ud over at forbehandling kan fortrænge de mindst bæredygtige biomasser, vil det kunne medvirke til, at restgaspotentialet mindskes, hvilket alt andet lige vil give en mindsket metanudledning ved den efterfølgende lagring. Det forventes også, at viskositeten vil kunne mindskes og have en positiv effekt på ammoniakfordampning ved udspreddning.

Den mest lovende teknologi, der er testet i projektet, er selektiv opholdstid, som ud over et forøget gasudbytte vil give lavere restgasudbytte. Der vil kunne opnås samme effekt ved selektiv opholdstid som ved længere opholdstid ved etablering af større reaktortvolumen. Den optimale løsning kræver analyser og økonomiske beregninger til fastsættelse af det optimale design, der vil være afhængig af den anvendte biomasse.

- *Anbefaling: Vidensopbygning med analyser af det samlede restgaspotentialer, samt restgaspotentialer i fast og flydende afgasset materiale, så den optimale sammensætning mellem opholdstid og selektiv opholdstid kan bestemmes.*

## Biogasproduktion

Metantab på biogasanlæg kan mindskes ved en række tiltag. P.t. er der ikke grænser for metantab i fx lovgivningen, metantabet er ikke koblet til størrelsen af opgraderingstilskuddet, og deltagelse i metantabsmålprogrammer er frivillig. Metantab kan detekteres ved lækagesporing (fx med et kamera, der viser metan, eller en gassniffer), der viser, at der er en lækage (uden at mængden kan måles), ved måling af mængder i punktkilder (fx opgraderingsanlæggets CO<sub>2</sub>-afkast) eller ved en sporgasmåling, hvor hele anlæggets metantab bestemmes.

Erfaringer fra frivillige måleprogrammer viser, at jævnlige metanlækagemålinger og egenkontrolprogrammer bidrager til at mindske metantab, specielt lækager i komponenter og tankoverdækninger.

- *Anbefaling: Jævnlig metanlækagemålinger og egenkontrolprogram bliver obligatorisk for alle biogasanlæg.*

Der er allerede lovhjemmel til, at klima-, energi- og forsyningsministeren kan regulere området<sup>3</sup>.

Metanemissionsgrænser og kobling mellem metanemission og fx opgraderingstilskud kan være vanskelige at implementere på en retfærdig måde på grund af måleusikkerhed ved sporgasmålinger, og hvilke kilder der bidrager til metanemissionen. Hvis der fx ligger et landbrug ved siden af biogasanlægget, vil landbrugets metantab bidrage til måleresultatet. Måleresultatet er også afhængigt af årstiden, generelt vil metantabet være mindre i årets kolde måneder. Metantab måles ved sporgasmålinger, hvor der kan være en usikkerhed på op til 25 %. Målingerne koster typisk 25.000 kr. pr. måling, dvs. ved tvivl om måleresultatet er det dyrt at verificere det ved fornyede målinger.

Alternativt kan der opstilles krav til specifikke anlægskomponenter, hvor det er muligt fx at foretage punktmålinger i afkast og lignende.

- *Anbefaling: Krav om metanreduktion i CO<sub>2</sub>-afkast fra membran- og vandkrubberopgraderingsanlæg. Kan løses ved installation af Regenerative Thermal Oxidizer (RTO).*
- *Anbefaling: Alle for- og efterlagertanke skal udstyres med gasopsamling. Samtidig skal man være opmærksom på overholdelse af risikobekendtgørelsen i forhold til gasoplag.*

Behandling af gylle i et biogasanlæg kan øge ammoniakfordampningen, ift. at gyllen ikke afgasses. Ammoniakfordampningen fra efterlagertanke kan mindskes ved at overdække tankene med dug, så

---

<sup>3</sup> Bekendtgørelse af lov om naturgasforsyning (LBK nr. 126 af 06/02/2020) § 35 d, stk 4: "Klima-, energi- og forsyningsministeren kan endvidere fastsætte regler om, at krav til begrænsning, tilsyn og kontrol af udslip af drivhusgasser fra anlæg, der producerer eller opgraderer biogas, skal overholdes som betingelse for at modtage pristillæg efter § 35 g."

der er mindre luftcirkulation omkring overfladen. Hvis der er etableret overdækning med gasopsamling, har det samme effekt. Køling af gyllen inden den køres retur til landbrugene kan også mindske ammoniakfordampningen. Det kan ske med varmevekslere og den genvundne varme kan nyttiggøres ved anvendelse af varmepumper.

- *Anbefaling: Overdækning af alle efterlagertanke for at mindske ammoniakfordampningen.*
- *Anbefaling: Køling af gyllen inden den køres retur til landbrugene.*

Bedre planlægning af service, egenkontrol af komponenter og evt. etablering af et reservedelslager kan i de fleste tilfælde spare anlægget for store udgifter i forbindelse med driftsstop. Der vil altid være en risiko for, at komponenter er i restordre hos leverandører, reservedele skal bestilles hjem fra udlandet o.l. Er komponenten kritisk, som fx gear til omrører, gasblæser, større motorer eller en pumpe, kan det resultere i længerevarende driftsstop. Hvis anlægget ikke har stor gaslagerkapacitet, vil driftsstopet resultere i en stor udgift for anlægget, da den producerede biogas skal brændes af i en fakkell. Hyppig egenkontrol vil desuden også have en positiv indflydelse på metantabet på anlægget, da der oftere findes fejl på komponenter, som er skyld i læk, fx overtryksventiler.

Man kan imødekomme mange driftsstop med hyppig egenkontrol af anlæggets tekniske dele og med bedre planlægning af service, fx når opgraderingsanlægget og modtagestationen skal serviceres. Her kan der med fordel serviceres andre dele af anlægget, for at disse komponenter ikke giver yderligere driftsstop.

- *Anbefaling: Etabler et reservedelslager med nøglekomponenter for at undgå længerevarende driftsstop.*
- *Anbefaling: Systematisk planlægning af driftsstop, så flest mulige anlægsdele serviceres samtidig.*

Installering af frekvensomformere kan reducere elforbruget. Ved biogasanlægstypen med neddykkede propelomrørere (som ofte ses i anlæg med betontanke), bør det overvejes at udskifte direkte start og softstart med frekvensomformere, der reducerer energiforbruget, fordi omrøreren kan indstilles til netop at levere den nødvendige omrøring. Udskiftningen skal foretages af en leverandør med erfaring på området, da harmoniske strømme på elektriske komponenter er en udfordring, som kan skabe fejlmålinger på andre komponenter, fx niveaumålere. En analyse fra Dansk Energi har vist, at der kan forventes en gennemsnitlig reduktion i elforbrug på ca. 15 %, hvis samtlige motorer anvender frekvensomformere fremfor direkte start.

- *Anbefaling: Overvej skift til frekvensomformere på biogasanlæg med neddykkede propelomrørere. Allerede i designfasen bør det overvejes at installere frekvensstyring.*



## Opgraderingsanlæg og svovlrensning

For opgraderingsanlæg er nogle af anbefalingerne generelle, og andre er opgraderingsteknologispecifikke.

For alle opgraderingsteknologier er svovlrensning af biogassen dyr. Det anbefales derfor at vælge billigst mulig svovlrensning, der passer til opgraderingsteknologien og anlæggets størrelse. Dette er langt fra altid tilfældet, hvis man ser på de eksisterende anlæg, og nye anlæg kan spare mange penge ved at vælge billigste teknologi, hvor både CAPEX og OPEX indgår i økonomien.

- *Anbefaling: Undersøg svovlrensningsalternativer, og implementer billigst mulige løsning, hvor både CAPEX og OPEX indgår i økonomien.*

Oppetiden/tilgængeligheden betyder meget for økonomien. Ved længere driftsstop er det nødvendigt at brænde biogassen af i en fakkell. Selvom det kan være dyrt i reservedele og redundans, er den tabte fortjeneste ved bare få dages nedetid så stor, at det er en god investering for at sikre en højest mulig oppetid. En højest mulig garanteret oppetid fra leverandøren gennem investeringer og 24/7-service er derfor en god investering for at forbedre den overordnede anlægsøkonomi.

- *Anbefaling: Øg anlæggets oppetid mest muligt med redundante komponenter og hurtig adgang til reparation og reservedele.*

Membrananlæg er følsomme over for urenheder i biogassen, der kan reducere effektiviteten af eller ødelægge membranerne. Membranerne skal altså sikres mod urenheder. Dette forsøges allerede af leverandørerne, men problemer og risiko kommunikerer øjensynligt ikke godt nok, da mange får problemer.

- *Anbefaling: Invester i måleudstyr, der kan detektere urenheder i biogassen, inden den kommer ind i membranerne.*
- *Anbefaling: Systematisk vidensdeling mellem leverandører og membrananlægsejere.*

Membranopgraderingsanlæg kræver kompression af biogassen til et højt tryk, og elforbruget er derfor højt. En del af energien kan genvindes ved at installere varmegenvinding på kompressoren.

- *Anbefaling: Installer varmegenvinding på membrananlægs kompressor.*

Aminopgraderingsanlæg har et højt varmeforbrug, men med gode muligheder for varmegenvinding. Øget varmegenvinding mindsker desuden omkostninger til køling.

- *Anbefaling: Optimer varmegenvinding på aminanlæg, evt. i kombination med varmepumper.*

Membran- og vandskubberopgraderingsanlæg har høje metantab i CO<sub>2</sub>-afkastene ift. aminopgraderingsanlæg. Metantabet kan reduceres ved at afbrænde metanen til CO<sub>2</sub> i en Regenerative Thermal Oxidizer (RTO).

- *Anbefaling: Installer RTO på membran- og vandskubberopgraderingsanlæg.*

### **Energiintegration**

Energiforbruget til produktionen af opgraderet biogas har væsentlig betydning set fra et økonomisk og klimamæssigt perspektiv. Store mængder varme anvendes til opvarmning af biomasse til proces-temperatur og til brug i et evt. aminopgraderingsanlæg.

Øget varmeveksling mellem den biomasse, som pumpes ind på anlægget, og lavtemperaturover-skudsvarmen fra opgraderingsanlægget er undersøgt og fundet rentabelt. Mange anlæg starter med en begrænset varmevekslerløsning for at komme i gang med produktionen, og ved en udvidelse af indtaget af biomasse bliver kapaciteten af varmeveksling for lav. Den manglende varmeoverføring afspejles typisk i et øget varmeforbrug. Det bør derfor overvejes at kontakte relevante leverandører af varmevekslerløsninger for at få regnet på muligheden for implementering på biogasanlægget.

- *Anbefaling: Undersøg muligheden for øget varmeveksling på anlægget, fx mellem den afgassede gylle og rågyllen eller øget varmeveksling mellem. aminopgradering og rågyllen.*

I forbindelse med varmeveksling kan effektiviteten forbedres ved at installere "Cleaning in Place"- (CIP) systemer, hvor rørsystemer og varmevekslere kan rengøres uden tage dem ud af drift og skille dem ad. Dette kan sikre en omkostningseffektiv rengøring af indvendige belægninger, så effektiviteten i varmeoverførsel i varmevekslerne øges.

- *Anbefaling: Undersøg muligheden for installation af CIP-systemer.*

Integration af varmepumper på biogasanlæg i forbindelse med optimering af varmestrømme fra fx den afgassede biomasse er fundet rentable. Køling af gyllen kan desuden medvirke til at mindske ammoniakfordampningen, når gyllen kommer retur til landbrugene. Yderligere er det fundet, at højtemperaturvarmepumper er tæt på at kunne konkurrere med gaskedler til levering af hedt vand til aminopgradering. Dette kan sikre lavere driftsomkostningerne og reduktion i forbruget af fossile brændsler.

- *Anbefaling: Undersøg muligheden for bedre udnyttelse af varmestrømme i det specifikke anlægsdesign via en varmepumpe.*

### Tilslutning til gassystemet

Gasdistributionsselskabet Evida har i forbindelse med sammenlægning ensartet praksisser og omkostningsoptimeret, bl.a. ved brug af rammeaftaler med leverandører og ensartede tilslutningsprincipper. Der er derfor ikke konkrete anbefalinger til optimering, men anbefaling om løbende at følge op på:

- *Standardisering af modtagestationer, injektionsstreng og andre komponenter.*
- *Standardisering af myndighedsarbejde og systemlayout ved at benytte så få standardiserede komponenter og layouts som muligt.*
- *Overveje, om gaskvaliteten i modtagestationen kan måles med billigere gasanalyseudstyr i stedet for gaskromatograf.*
- *Sænke tryk i fordelingsnet.*
- *Koble flere MR-stationer sammen, så omkostninger til kompressordrift mindskes.*
- *Kompressortilsyn minimeres ved installation af flere sensorer til overvågning.*
- *Højere tryk i tilslutningsledning ved store anlæg med stor afstand til nærmeste MR-station.*
- *Quality trackere anvendes i højere grad og erstatter gaskromatografer og målerudrustning.*

### Generelle anbefalinger

Energistyrelsen teknologikatalogers afsnit om biogasproduktion og opgradering er udarbejdet i 2017, og medtager derfor ikke den hastige udvikling, der har været i anlægstørrelsen. I teknologikataloget er der data for biogasanlæg, der er lidt mindre end det mellemstore anlæg, der er regnet på i dette projekt. For opgraderingsanlæg er der data for anlæg, der svarer til det mindre biogasanlæg i dette projekt, og ingen skelnen mellem de væsensforskellige opgraderingsteknologier ift. energiinput, metantab m.v.

- *Anbefaling: Opdater teknologikatalogets afsnit om biogasproduktion, så det inkluderer anlægstørrelser, der svarer til største anlæg, der er etableret i dag, dagens biomassesammensætning og opholdstider.*
- *Anbefaling: Opdater teknologikatalogets afsnit om opgradering, så det inkluderer anlægstørrelser, der svarer til største anlæg, der er etableret i dag og en klar skelnen mellem opgraderingsteknologier.*

### 3. Referenceberegning af omkostninger til produktion af opgraderet biogas

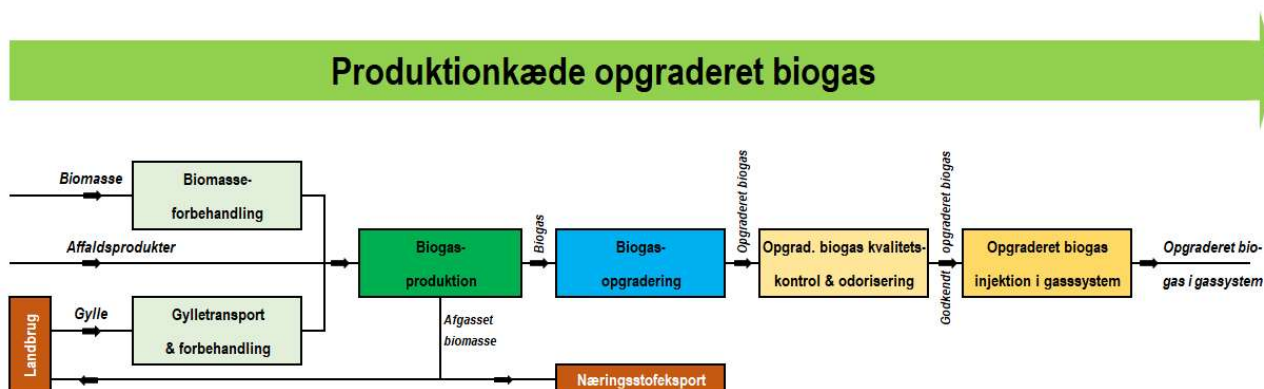
#### Projekt AP 2: Dansk Gasteknisk Center a/s og Planenergi, med bidrag fra Aarhus Universitet

Hovedformålet med denne kortlægning af produktionskæden for opgraderet biogas er at have en reference for at kunne kvantificere effekten af optimerings- og besparelestiltag i de enkelte trin af produktionsprocessen for opgraderet biogas, der foreslås i andre af projektets arbejdsplaner.

Delformål med kortlægningen er også at:

- Kortlægge værdistrømme i alle trin af produktionen af opgraderet biogas.
- Få indikation af relation mellem anlægsstørrelse og produktionspris.
- Se forhold mellem omkostningerne i de enkelte trin af produktionsprocessen.
- Se forskelle i produktionsomkostninger med forskellige opgraderingsteknologier.
- Beregne energiforbrug i produktionsprocessen.

Trinene i produktion af biogas er vist i simplificeret form i Figur 4.



Figur 4 Produktionskæde for opgraderet biogas vist i simplificeret form.

#### 3.1. Beregningstilgang og -forudsætninger

I regnemodellen beregnes produktionspriser for opgraderet biogas for otte reference/modellanlæg. Regnemodellen er en teknisk bottom-up-model, hvor der er indhentet priser for alle udgiftsposter, udgiften for det enkelte trin beregnet, og opsummeret til en samlet produktionspris for opgraderet biogas eksporteret til gassystemet. Beregningerne indeholder også en række forudsætninger, der bygger på skøn og antagelser, der kan være usikre.

Produktionspriser for referenceanlæggene er bestemt med det formål at have et grundlag at vurdere optimeringstiltag i forhold til. Eksternaliteter relateret til biogasproduktion er ikke inkluderet i den økonomiske vurdering, fx mindre metanudledning ved gyllelagring og -udspredning på mark, bedre gødningsudnyttelse, kvælstofudvaskning, øget ammoniakfordampning, mindre lugt m.v.

Der er regnet på fire størrelser biogasanlæg:

- ”Mindre biogasanlæg” (Anlæg 1-M og 1-A) er et typiske store gårdbiogasanlæg/mindre fællesanlæg. Beregnes med membran- og aminskrubberopgradering. Biomassesammensætning er tilpasset mindre anlæg og lang opholdstid.
- ”Mellemstort biogasanlæg” (Anlæg 2-V og 2-A) svarer til mellemstore fællesanlæg. Beregnes med vandskrubber- og aminskrubberopgradering. Biomassesammensætning er tilpasset kort opholdstid.
- ”Stort biogasanlæg” (Anlæg 3-V og 3-A) svarer til store fællesanlæg eller industrianlæg. Beregnes med vandskrubber- og aminskrubberopgradering. Har samme biomassesammensætning og korte opholdstid som ”Mellemstort” biogasanlæg.
- ”Meget stort biogasanlæg” (Anlæg 4a-A og 4bA) svarer til de største industrianlæg, der er sat i drift de seneste år. Beregnes med aminskrubberopgradering. Anlæg 4a-A har samme biomassesammensætning og korte opholdstid som ”Mellemstort” og ”Stort” biogasanlæg. Anlæg 4b-A har en biomassesammensætning, der er tilpasset lang opholdstid.

Oversigt med væsentlige data er vist i Tabel 2:

Tabel 2      *Oversigt over referenceanlæg.*

Anlæg	Biomasseinput	Biogasproces	Metanproduktion (til gassystem)	Opgrad. tekn.	Navn
<b>Mindre biogasanlæg</b> (Stort gårdanlæg / mindre fællesanlæg)	140.000 tons/år	Opholdstid/HRT: 70 Døgn Thermofil biogasproces	500 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / time 4,3 Mio. Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / år	Membran Aminskrubber	Anlæg 1-M Anlæg 1-A
<b>Mellemstort biogasanlæg</b> (mellemstort fællesanlæg)	450.000 tons/år	Opholdstid/HRT: 35 Døgn Thermofil biogasproces	1.500 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / time 12,9 Mio. Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / år	Vandskrubber Aminskrubber	Anlæg 2-V Anlæg 2-A
<b>Stort biogasanlæg</b> (stort fællesanlæg / industrianlæg)	890.000 tons/år	Opholdstid/HRT: 35 Døgn Thermofil biogasproces	3.000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / time 25,8 Mio. Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / år	Vandskrubber Aminskrubber	Anlæg 3-V Anlæg 3-A
<b>Meget stort biogasanlæg</b> (stort industrianlæg)	1.770.000 tons/år	Opholdstid/HRT: 35 Døgn Thermofil biogasproces	6.000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / time 51,6 Mio. Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / år	Aminskrubber	Anlæg 4a-A
<b>Meget stort biogasanlæg</b> (stort industrianlæg)	1.030.000 tons/år	Opholdstid/HRT: 65 Døgn Thermofil biogasproces	6.000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / time 51,6 Mio. Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / år	Aminskrubber	Anlæg 4b-A

Økonomiske grænseflader for et modelanlæg er:

- Gylle i landbrugsbedriften, hvor gyllen hentes i tankvogn til transport til biogasanlægget. Transportomkostninger til biogasanlæg er inkluderet i modellen.
- Afgasset gylle i landbrugsbedriften, hvor den afgassede gylle afleveres fra tankvogn. Transportomkostninger fra biogasanlægget er inkluderet i modellen.
- Fast biomasse leveres på biogasanlægget.

- Næringsstoffer, der stammer fra indkøbt biomasse, afleveret hos modtageren (fx planteavler). Transportomkostninger fra biogasanlægget er inkluderet i modellen.
- Gassystemet umiddelbart efter injektionsenheder i gasdistributionselskabets Måler- og Regulatorstation.

I modellen regnes på produktionsomkostninger for opgraderet biogas i fiktive / typiske barmarksanlæg, der planlægges og projekteres i 2020 og sættes i drift i 2022. I barmarksanlæg etableres alt samtidigt, dvs. et komplet biogasanlæg med forbehandling, opgradering og modtagefaciliteter. Produktionsomkostninger er beregnet i 2020-priser.

Prisforudsætningerne i beregningerne er "konservative". Fx er mange af CAPEX-tallene rådgiverpriser, og her vil de "virkelige" priser sikkert blive lavere, når indkøbene konkurrenceudsættes i udbud. Udfordringen med at bruge "virkelige" priser er, at aktørerne i biogasbranchen holder deres virkelige priser fortrolige.

I beregningerne beregnes produktionsomkostninger for en enhed opgraderet biogas, der bliver solgt /eksporteret til gassystemet. Omkostninger i de enkelte led normeres/beregnes pr. kWh metan afsat til gassystemet. Dette regnes om til prisen per normalkubikmeter (Nm<sup>3</sup>) opgraderet biogas.

Produktionsomkostningerne beregnes i de enkelte trin af produktionskæden med et bidrag fra investering/CAPEX og driftsomkostninger/OPEX. Det er forudsat, at produktionen af opgraderet biogas er inde i en stabil fase, og at CAPEX-bidraget og OPEX er repræsentative for en længere årrække. Byggerenter og opstartsomkostninger forudsættes indeholdt i CAPEX-delene. De enkelte anlægskomponenter har forskellige levetider i modellen. Afskrivningstiden sættes til den aktuelle levetid, eller maksimalt 20 år. Løbende vedligeholdelse og udskiftning af sliddele (fx omrører og pumper o.l.) indgår i service- og vedligeholdelsesomkostningerne.

I modellen benyttes en rentesats på 10 % for kapitalomkostninger. Rentesatsen på 10 % inkluderer renteudgifter til lån og investors afkast til risikodækning. Finansieringen består af en blanding af lån og indskud fra investorer. Førstnævnte har en fastdefineret rente, mens sidstnævnte "forrentes" gennem afkast til investorer. I Bilag 3 er der en oversigt over de væsentlige beregningsforudsætninger.

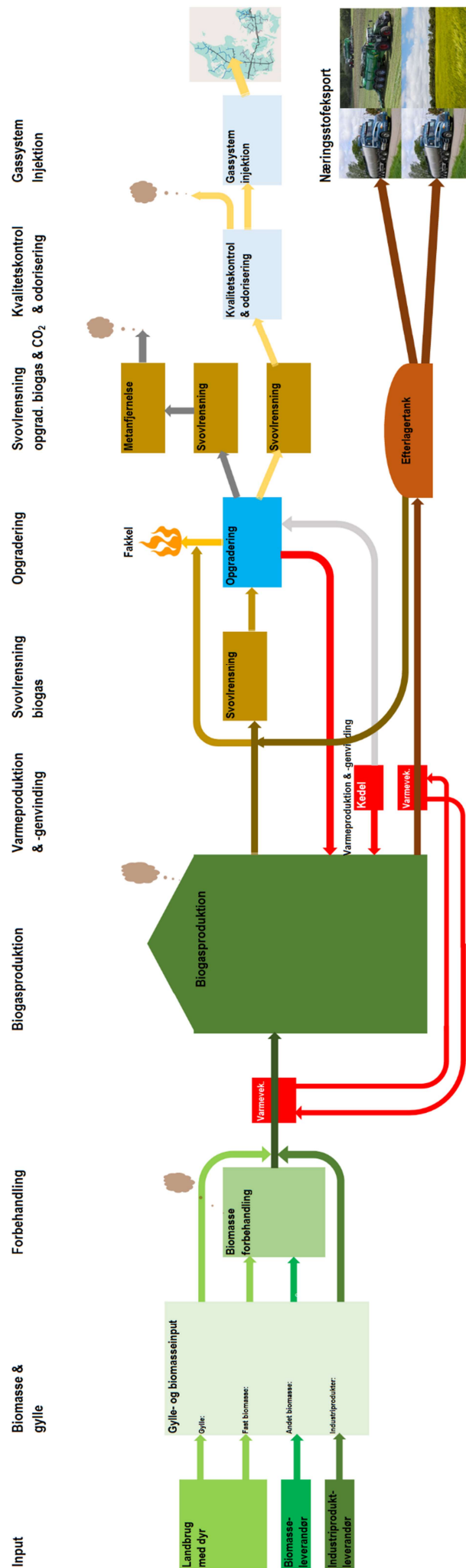
Kapaciteter for referenceanlæggene tager udgangspunkt i eksport til gassystemet, altså den energi, der har værdi i form af energipris, biogascertifikater og opgraderingstilskud.

### 3.2. Overblik over regnemodel

For hver af de otte referenceanlæg er udarbejdet beregningsark, der illustrerer og beregner produktionsomkostningerne i de enkelte trin af produktionsprocessen. Til hvert beregningsark er tilknyttet et ark med beregning af biogasudbytte for den valgte biomassesammensætning og opholdstid i reaktoren. Beregningsarkene henter data fra en række ark, hvor der er anlægsdata for fx biogasanlæg, opgraderingsanlæg. Fælles forudsætninger, fx rentesats, energipriser, afgifter mv. er samlet på et ark.

En forsimplet udgave af illustration med de enkelte trin i produktionsprocessen for opgraderet biogas er vist i Figur 4.

*Figur 5 Illustration med de enkelte trin i beregningsark i produktionsprocessen for opgraderet biogas*



### 3.3. Resultater

De beregnede produktionspriser og anlægsdata for referenceanlæggene er vist i Tabel 3. Ikke alle anlæg er direkte sammenlignelige, hvis man fx vil se på effekten af at gøre anlæg større. ”Mindre biogasanlæg” (1-M og 1-A) er et typiske store gårdbiogasanlæg/mindre fællesanlæg med lang opholdstid. ”Mellemstort biogasanlæg” (2-V og 2-A), ”Stort biogasanlæg” (3-V og 3-A), og det første af ”Meget stort biogasanlæg” (4a-A) er direkte sammenlignelige idet de har samme biomassesammensætning og korte opholdstider. Det andet ”Meget stort biogasanlæg” (4b-A) har en anden biomassesammensætning og lang opholdstid.

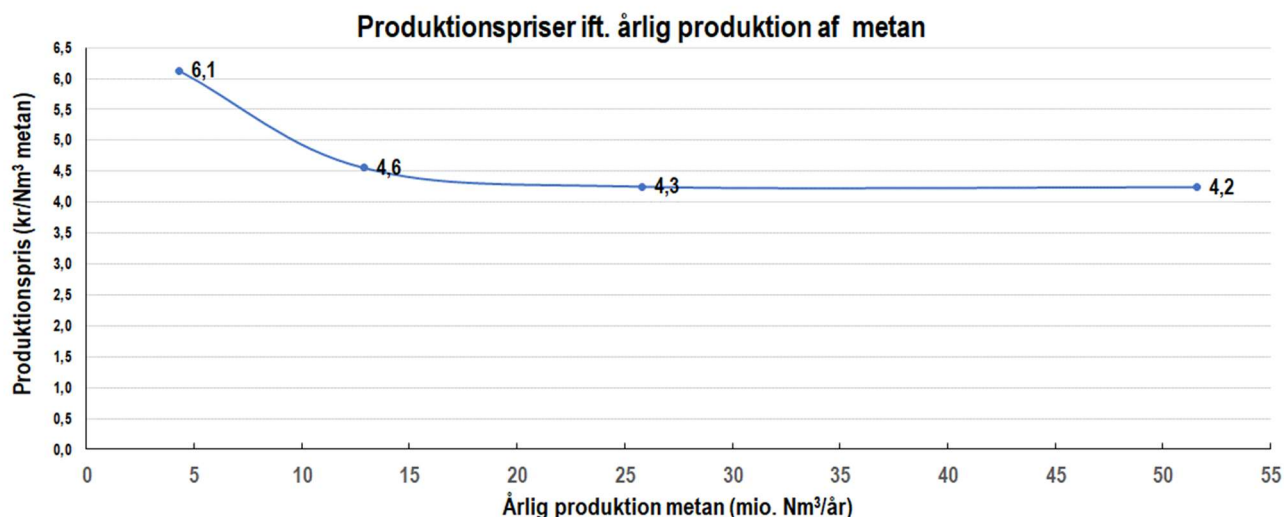
Tabel 3 Produktionspriser og anlægsdata for referenceanlæg. Omkostninger er positive tal (+).

Referenceanlæg: Hovedresultater		Mindre biogasanlæg		Mellemstort biogasanlæg		Stort biogasanlæg		Meget stort biogasanlæg	
		Stort gårdanlæg / mindre fællesanlæg		Mellemstort fællesanlæg		Stort fællesanlæg / industrianlæg		Meget stort industrianlæg	
		Membran	Aminskrubber	Vandskrubber	Aminskrubber	Vandskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber
		Opholdstid:	Opholdstid:	Opholdstid:	Opholdstid:	Opholdstid:	Opholdstid:	Opholdstid:	Opholdstid:
		70	70	35	35	35	35	35	65
		Anlæg 1-M	Anlæg 1-A	Anlæg 2-V	Anlæg 2-A	Anlæg 3-V	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Omkostning metan inkl. finans. omk.	kr./Nm <sup>3</sup>	6,16	6,10	4,58	4,53	4,30	4,20	4,23	4,26
CAPEX hele anlæg	mio. kr.	77,5	77,3	139,3	135,1	251,9	237,1	472,5	497,6
	Kapacitet nøgletal kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /	18,0	18,0	10,8	10,5	9,8	9,2	9,2	9,6
Energiforbrug på biogasanlæg ift. energi i metan		16,3%	17,4%	13,4%	14,2%	13,3%	14,2%	14,1%	15,1%
Metaneksport til gassystem	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /time	500		1.500		3.000		6.000	
	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /år	4.300.000		12.900.000		25.800.000		51.600.000	
Biomasseinput	Mængde tons/år	140.000		450.000		890.000		1.770.000	1.030.000
	Opholdstid Døgn	70		35		35		35	65
	Biogasproces	Thermofil		Thermofil		Thermofil		Thermofil	Thermofil
	Metanudbytte Nm <sup>3</sup> /ton	32,3		29,6		29,6		29,6	51,0

#### Sammenhæng mellem anlægsstørrelse og produktionspriser

Figur 5 viser sammenhænge mellem anlægsstørrelse og produktionspriser (produktionspriser er midlet for hver størrelse modelanlæg):





Figur 6 Sammenhænge mellem anlægsstørrelse og produktionspriser (produktionspriser er midlet for hver størrelse referenceanlæg) ift. årlig produktion af metan. Omkostninger er positive tal (+).

Figur 5 viser, at produktionsprisen falder meget, når anlægsstørrelsen forøges fra 500 Nm<sup>3</sup> metan/time til 1.500 Nm<sup>3</sup> metan/time. Det skyldes, at CAPEX pr. enhed metanproduktionskapacitet falder til næsten det halve, når produktionskapaciteten tredobles. Transportomkostninger til gylle stiger dog lidt.

Fra 1.500 Nm<sup>3</sup> metan/time til 3.000 Nm<sup>3</sup> metan/time er faldet i produktionspris beskedent, og der er ikke noget fald i produktionsprisen, når anlægsstørrelsen forøges fra 3.000 til 6.000 Nm<sup>3</sup> metan/time. I begge tilfælde falder CAPEX, og en del af driftsomkostningerne falder pr. enhed produktionskapacitet, men kørselsomkostningerne til gylle stiger tilsvarende på grund af det større indsamlingsområde.

## Følsomheder

Tabel 4 viser produktionspriser beregnet med 0 %, 5 % og 10 % finansiering. Finansieringsomkostninger (ved 10 %) udgør ca. 20 % af produktionsomkostningerne for opgraderet biogasgas for et mindre biogasanlæg og ca. 15-16 % for de andre anlæg.

Tabel 4 Følsomhed for finansieringsomkostninger. Omkostninger er positive tal (+).

Referenceanlæg: Følsomhed omkostning metan med forskellig finansierings %		Mindre biogasanlæg (stort gårdanlæg / mindre fællesanlæg)		Mellemstort biogasanlæg (mellemstort fællesanlæg)		Stort biogasanlæg (stort fællesanlæg / industrialanlæg)		Meget stort biogasanlæg (meget stort industrialanlæg)	
		Membran	Aminskrubber	Vandskrubber	Aminskrubber	Vandskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber
		Anlæg 1-M	Anlæg 1-A	Anlæg 2-V	Anlæg 2-A	Anlæg 3-V	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
<b>Omkostning inkl. finans. oml 10%</b>	kr./Nm <sup>3</sup>	<b>6,16</b>	<b>6,10</b>	<b>4,58</b>	<b>4,53</b>	<b>4,30</b>	<b>4,20</b>	<b>4,23</b>	<b>4,26</b>
- inkl. finans. omk. 5%	kr./Nm <sup>3</sup>	5,48	5,41	4,18	4,12	3,93	3,84	3,87	3,87
	Ændring	-11%	-11%	-9%	-9%	-9%	-9%	-9%	-9%
- ekskl. finans. omk. 0%	kr./Nm <sup>3</sup>	4,94	4,87	3,85	3,80	3,64	3,56	3,59	3,58
	Ændring	-20%	-20%	-16%	-16%	-15%	-15%	-15%	-16%
CAPEX andel inkl. finans. omk. 10%	kr./Nm <sup>3</sup>	2,20	2,22	1,33	1,30	1,19	1,13	1,10	1,17
- inkl. finans. omk. 5%	kr./Nm <sup>3</sup>	1,54	1,55	0,93	0,91	0,83	0,79	0,76	0,81
- ekskl. finans. omk. 0%	kr./Nm <sup>3</sup>	0,99	1,01	0,60	0,60	0,53	0,51	0,49	0,52
OPEX	kr./Nm <sup>3</sup>	3,95	3,86	3,25	3,21	3,11	3,05	3,10	3,06

Tabel 5 viser produktionspriser beregnet for forskellige gylle-, biomasse- og industriaffaldspriser. Omkostninger til gylle er udelukkende transportomkostningerne i referenceanlægsberegningerne.

For gylle beregnes produktionsprisen med  $\pm 10$  kr./ton:

- + 10 kr. svarer til, at biogasanlæggene skal betale for at "låne" gyllen.
- 10 kr. svarer til, at landbrug skal betale for at få afgasset gyllen.

Beregninger viser, at produktionsprisen for opgraderet biogas ændres ca.  $\pm 4$  % når gylleprisen varieres med 10 kr./ton.

For biomasse og industriaffald varieres priserne med  $\pm 15$  %

- +15 % svarer til, at biomasse og industriaffald bliver dyrere.
- 15 % svarer til, at biomasse og industriaffald bliver billigere.

Beregningerne viser, at produktionsprisen for opgraderet biogas ændres ca. 3,5 %, når biomasse- og industriaffaldspriser varieres med 15 %.

Tabel 5 Følsomhed, gylle-, biomasse- og industriaffaldspriser. Omkostninger er positive tal (+).

Referenceanlæg: Følsomhed omkostning metan med forskellige gylle-, biomasse- og industriaffaldspriser		Mindre biogasanlæg (stort gårdanlæg / mindre fællesanlæg)		Mellemstort biogasanlæg (mellemstort fællesanlæg)		Stort biogasanlæg (stort fællesanlæg / industrianlæg)		Meget stort biogasanlæg (meget stort industrianlæg)		
		Membran	Aminskrubber	Vandskrubber	Aminskrubber	Vandskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber	
		Anlæg 1-M	Anlæg 1-A	Anlæg 2-V	Anlæg 2-A	Anlæg 3-V	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A	
<b>Omkostning inkl. finans. oml 10%</b>		<b>kr./Nm<sup>3</sup></b>	<b>6,16</b>	<b>6,10</b>	<b>4,58</b>	<b>4,53</b>	<b>4,30</b>	<b>4,20</b>	<b>4,23</b>	<b>4,26</b>
Gylle	+ 10 kr/ton <sup>1)</sup>	kr./Nm <sup>3</sup>	6,40	6,34	4,84	4,78	4,56	4,45	4,48	4,39
		Ændring	3,9%	3,9%	4,2%	4,1%	4,2%	4,1%	4,1%	2,1%
Gylle	- 10 kr./ton <sup>2)</sup>	kr./Nm <sup>3</sup>	5,92	5,86	4,33	4,27	4,05	3,95	3,97	4,13
		Ændring	-3,9%	-3,9%	-4,2%	-4,1%	-4,2%	-4,1%	-4,1%	-2,1%
Biomasser og industriaffald	+ 15% <sup>3)</sup>	kr./Nm <sup>3</sup>	6,38	6,32	4,79	4,73	4,51	4,40	4,44	4,52
		Ændring	3,6%	3,6%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,4%	4,3%
Biomasser og industriaffald	- 15% <sup>4)</sup>	kr./Nm <sup>3</sup>	5,94	5,88	4,38	4,33	4,10	4,00	4,02	3,99
		Ændring	-3,6%	-3,6%	-3,3%	-3,3%	-3,3%	-3,3%	-3,4%	-4,3%

<sup>1)</sup> Biogasanlæg skal betale for gyllen

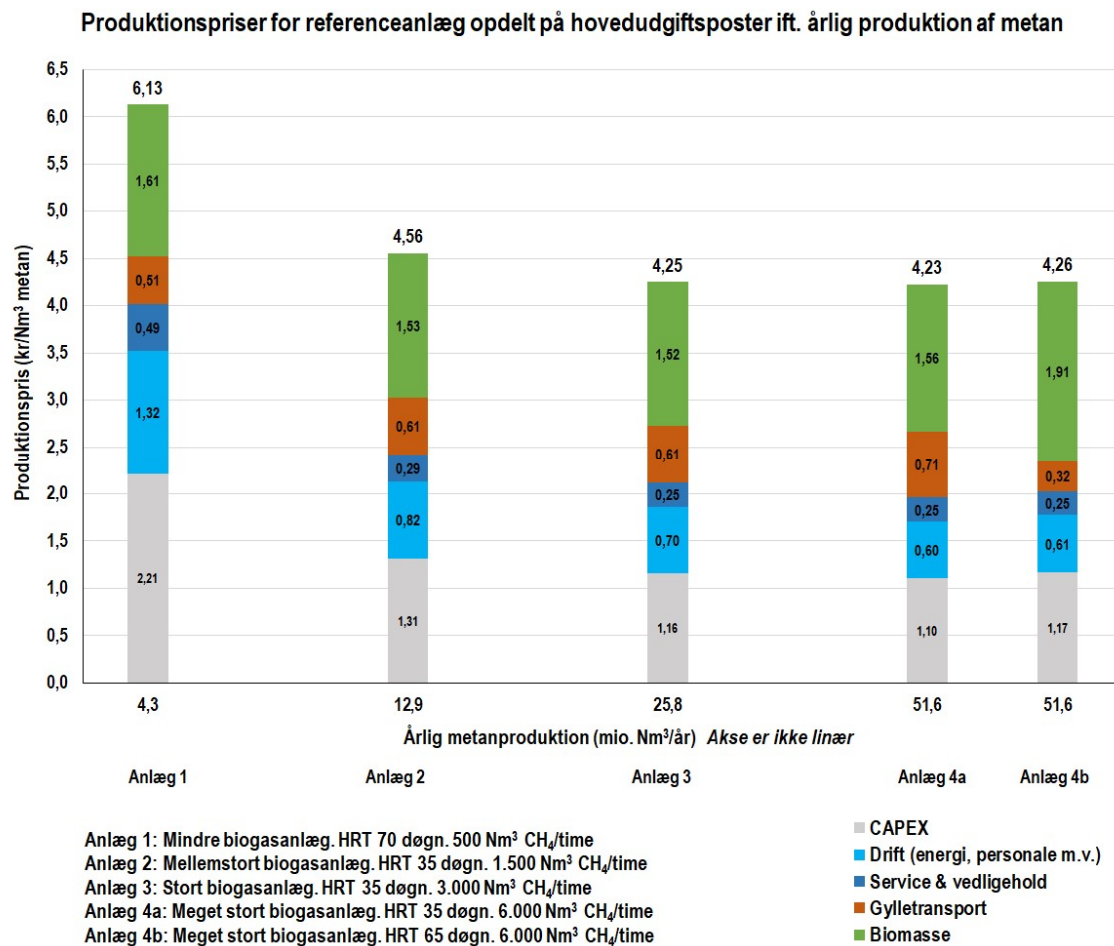
<sup>2)</sup> Landbrug skal betale for at få afgasset gyllen

<sup>3)</sup> Prisstigning for biomasser og industriaffald (ikke gylle)

<sup>4)</sup> Prisfald for biomasser og industriaffald (ikke gylle)

## Omkostningsfordelinger

Figur 6 viser fordelingen af hovedomkostninger for forskellige anlægsstørrelser:



Figur 7 Fordelingen af hovedomkostninger for forskellige anlægsstørrelser ift. årlig produktion af metan. Omkostninger er positive tal (+).

De to diagrammer i Figur 8 viser omkostningsfordelinger for et mindre biogasanlæg og for et meget stort, begge med aminopgraderingsteknologi.

For det mindre biogasanlæg udgør omkostninger til:

- Gylletransport og næringsstofeksport ca. 10 %
- Biomasseindkøb ca. 25 %
- Biogasproduktion inkl. forbehandling 45 %. CAPEX udgør ca. halvdelen.
- Opgradering, svovlrensning, netinjektion m.v. ca. 20 %.

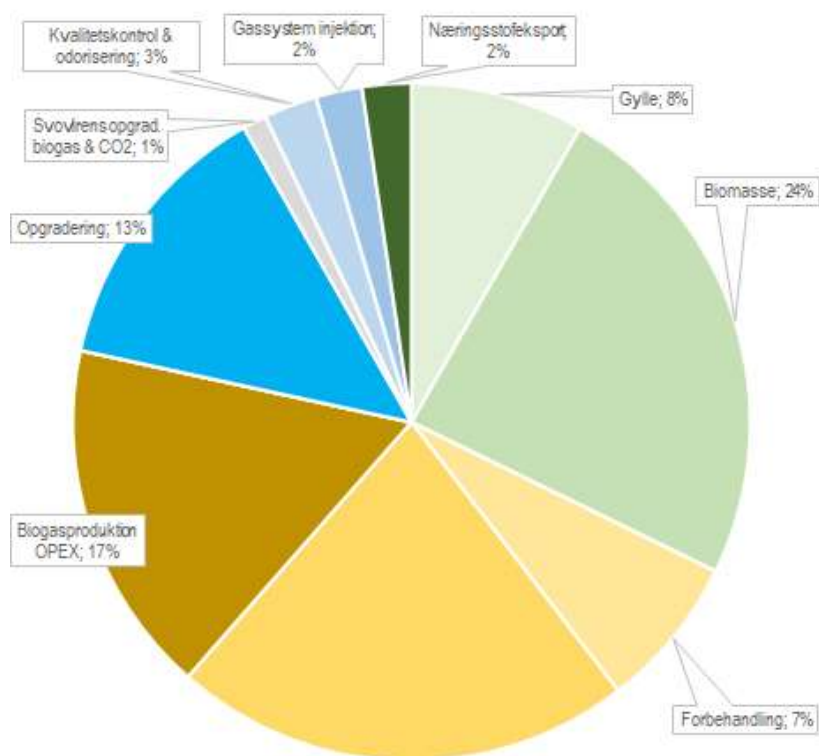
For det meget store biogasanlæg udgør omkostninger til:

- Gylletransport og næringsstofeksport ca. 21 %.
- Biomasseindkøb ca. 32 %
- Biogasproduktion inkl. forbehandling 38 %. CAPEX udgør ca. halvdelen.
- Opgradering, svovlrensning, netinjektion m.v. ca. 9 %.

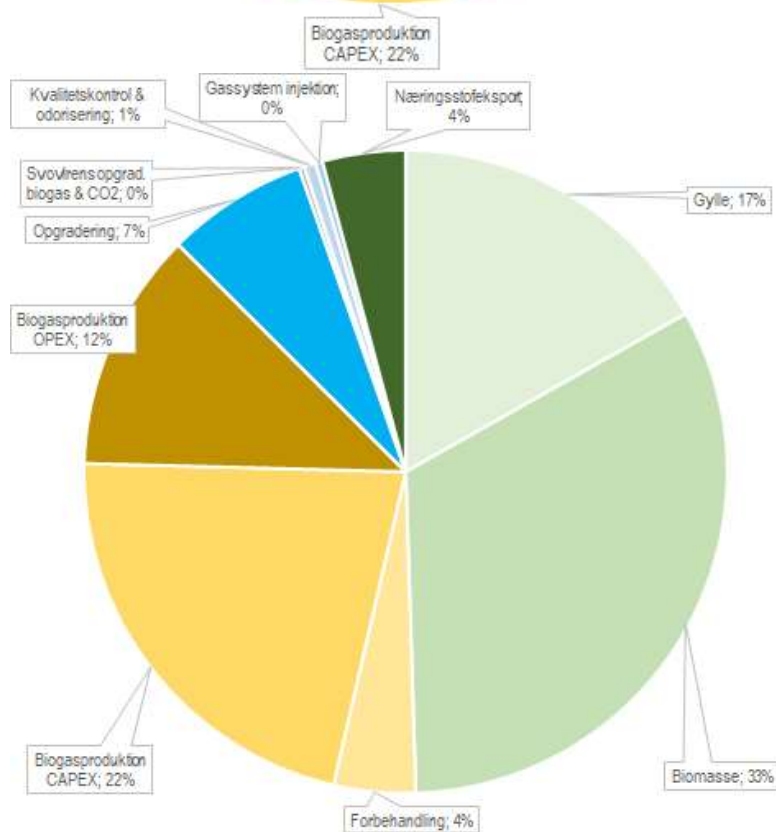
Figureerne viser bl.a., når anlæg bliver større, at omkostninger til:

- Gylletransport stiger på grund af større køreafstande.
- Opgradering, kvalitetskontrol og netinjektion udgør en relativt mindre andel af produktionsomkostningerne.

Mindre anlæg:  
(Anlæg 1-A)



Meget stort anlæg:  
(Anlæg 4a-A)



Figur 8 Omkostningsfordelinger for et mindre og for et meget stort biogasanlæg med aminopgraderingsteknologi. Bemærk at der er tale om relative fordelinger af to forskellige absolutte produktionspriser.

## 4. Optimeringstiltag og effekt

### Projekt AP 2: Dansk Gasteknisk Center a/s med bidrag fra PlanEnergi og Aarhus Universitetet

#### 4.1. Samlet optimeringspotentiale

I projektet er identificeret en række optimeringstiltag, der kan gennemføres med dagens viden, kendt teknologi og udstyr, der er tilgængeligt på markedet i dag. Der er en række andre effekter, der også kan sænke produktionsprisen for opgraderet biogas. Disse effekter er ikke kvantificerede i dette projekt, men kvalitativt beskrevet senere i dette afsnit.

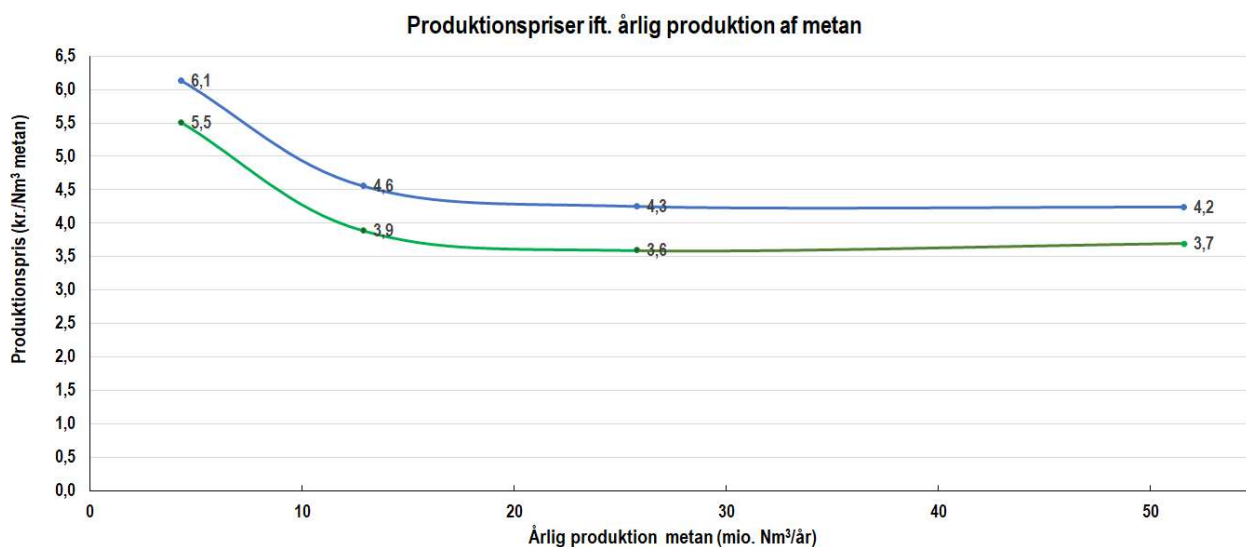
På baggrund af projektrapporter udarbejdet i de enkelte arbejdspakker er der identificeret mulige optimeringstiltag inden for områderne:

- Gyllehåndtering og -forbehandling
- Biomasseforbehandling
- Biogasproduktion
- Biogasopgradering
- Energiintegration af biogasproduktion og biogasopgradering
- Nettilslutning (er ikke værdisat).

Det samlede optimeringspotentiale, identificeret i dette projekt, er vist i nedenstående Tabel 6 og på Figur 8.

Tabel 6 *Optimeringspotentialer. Omkostninger er positive tal (+). Negative tal (-) er en besparelse.*

Produktionspriser for opgraderet biogas for referenceanlæg og optimerede anlæg	Mindre biogasanlæg Stort gårdanlæg / mindre fællesanl.		Mellemstort biogasanlæg Mellemstort fællesanlæg		Stort biogasanlæg Stort fællesanlæg / industrianlæg		Meget stort biogasanlæg Meget stort industrianlæg	
	Membran	Aminskrubber	Vandskrubber	Aminskrubber	Vandskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber
	Oph.tid 70 døgn Anlæg 1-M	Oph.tid 70 døgn Anlæg 1-A	Oph.tid 35 døgn Anlæg 2-V	Oph.tid 35 døgn Anlæg 2-A	Oph.tid 35 døgn Anlæg 3-V	Oph.tid 35 døgn Anlæg 3-A	Oph.tid 35 døgn Anlæg 4r-A	Oph.tid 65 døgn Anlæg 4s-A
Referenceanlæg: Omkostning metan inkl. finans. omk.	6,16	6,10	4,58	4,53	4,30	4,20	4,23	4,26
Samlet optimeringspotentiale	-0,66	-0,60	-0,70	-0,63	-0,69	-0,62	-0,61	-0,47
	-10,7%	-9,8%	-15,3%	-13,9%	-16,0%	-14,8%	-14,5%	-11,1%
Optimerede anlæg: Omkostning metan inkl. finans. omk.	5,50	5,51	3,88	3,90	3,62	3,58	3,61	3,79



Figur 9 Optimeringspotentialer ift. årlig produktion af metan. Omkostninger er positive tal (+).

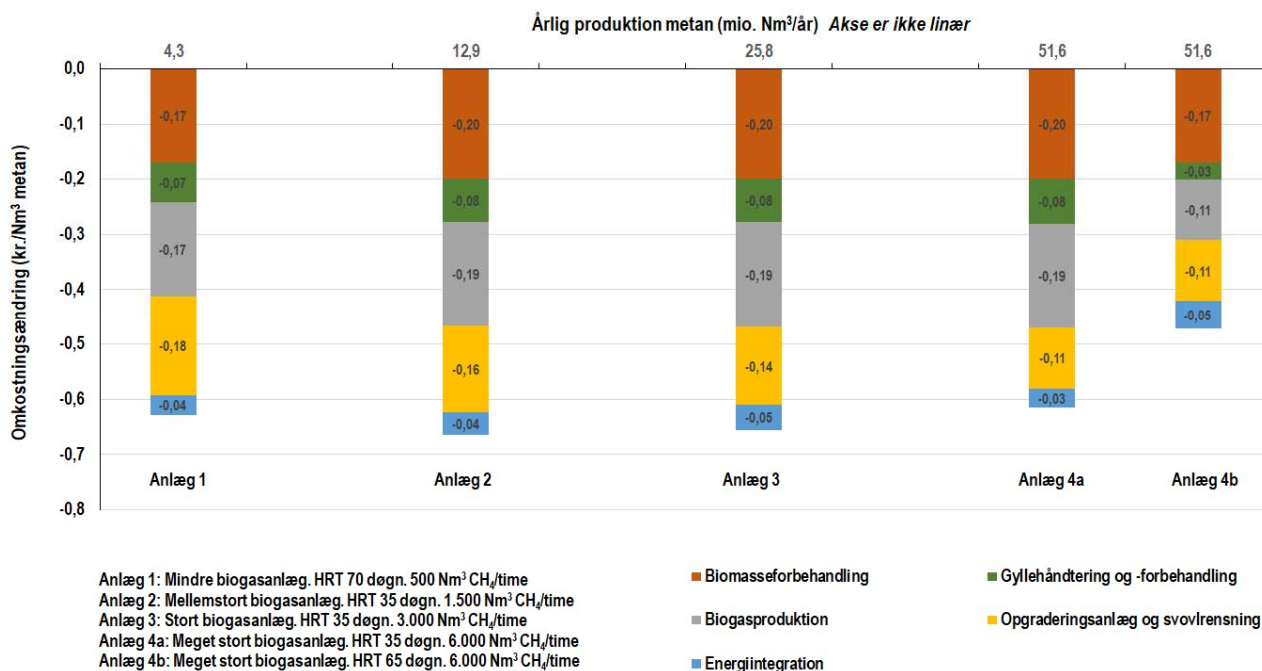
## 4.2. Optimeringstiltag

Figur 9 viser optimeringspotentialer opdelt på hovedgrupper af tiltag. Det største potentiale er i biogasproduktionen, biomassebehandling og opgradering og svovlrensning. I biogasproduktionen bidrager reduktion af driftsstop med ca. 1/3 af potentialet, den resterende del er optimering af el- og varmekonsum og reduktion af metantab.

Der er også et stort potentiale i biomassebehandling, hvor genudrådning / selektiv udrådning bidrager med ca. 2/3 af potentialet og DisRuptor med resten. For opgradering er potentialet primært i optimeret svovlrensning. For gyllehåndtering bidrager reduktion af vaskevand, hurtig udslusning af gylle, iblanding af dybstrøelse med ca. halvdelen af potentialet, og filterkasse til separation bidrager med den anden halvdel. For energiintegration bidrager varmepumper på for- og efterlagertanke, varmeveksling og jævnlig rengøring af rør og varmevekslere.



## Optimeringspotentialer opdelt hovedgrupper ift. årlig produktion af metan



Figur 10 Optimeringstiltag opdelt på hovedgrupper af tiltag ift. årlig produktion af metan. Negative tal (-) er en besparelse.

Tabel 7 viser effekten af alle de tiltag, der er identificeret i projektet. Tiltagene, der er markeret med grøn farve, bidrager med en besparelse og er medtaget i det samlede optimeringspotential for de enkelte anlæg. Alle tiltag, der gør produktionsprisen på opgraderet biogas mindre, er medtaget, også dem med en begrænset effekt.



Optimerings tiltag detaljeret	Mindre biogasanlæg		Mellemstort biogasanlæg		Stort biogasanlæg		Meget stort biogasanlæg	
	Stort gårdanlæg / mindre Membran Oph.tid 70 døgn Anlæg 1-A	Stort fællesanlæg / mindre Vandskrubber Oph.tid 35 døgn Anlæg 2-A	Stort fællesanlæg / industrieanlæg Vandskrubber Oph.tid 35 døgn Anlæg 3-A	Meget stort industrieanlæg Vandskrubber Oph.tid 35 døgn Anlæg 4-A	Meget stort industrieanlæg Vandskrubber Oph.tid 65 døgn Anlæg 4-B			
<b>Opgraderingsanlæg og svovlrensning</b>								
Øge varmegenvinding fra 40% til 80%. Erstatte varme fra naturgaskedel.	-0,070	-0,072	-0,073	-0,073	-0,073	-0,073	-0,073	-0,073
Alternativ amin med 10% lavere varmebrug. 40% varmegenvinding	-0,008	-0,008	-0,008	-0,008	-0,008	-0,008	-0,008	-0,008
Alternativ amin med 10% lavere varmebrug. 80% varmegenvinding	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001
Biologisk svovlrensning af CO <sub>2</sub> -alkast fremfor for tiljern og kulfilter inden opgradering	-0,146	-0,121	-0,109	-0,110	-0,110	-0,110	-0,110	-0,110
Biologisk svovlrensning af CO <sub>2</sub> -alkast frem for jern og kulfilter rensning af CO <sub>2</sub> alkast		-0,138	-0,143					
Biologisk svovlrensning af CO <sub>2</sub> -alkast frem for biologisk svovlrensning inden opgradering		-0,053	-0,032					
Sænket metanab ved brug af træaske til 2. trin opgradering		0,339	0,151					
Reduktion af metanab med Regenerative Thermal Oxidizer (RTO)		0,038	0,026					
Alternativ membran med 10% lavere elforbrug	-0,005							
Varmegenvinding fra kompressor. Erstatte varme fra naturgaskedel	-0,077							
Mere optimal afvejning mellem jern/ilt og kulfilter	-0,032							
Undgå 1% kapacitetsreduktion af membraner. Ekstra måleudstyr og sikkerhedsfilter.	-0,047							
Biologisk svovlrensning og kulfilter inden opgradering frem for jern/ilt og kulfilter	-0,051							
Reduktion af metanab med Regenerative Thermal Oxidizer (RTO)	0,080							
<b>Samlet opgraderingsanlæg</b>	<b>-0,213</b>	<b>-0,147</b>	<b>-0,191</b>	<b>-0,122</b>	<b>-0,175</b>	<b>-0,110</b>	<b>-0,111</b>	<b>-0,111</b>
<b>Energintegration af biogasproduktion og biogasopgradering</b>								
Varmepumpe på fortank	-0,010	-0,005	-0,005	-0,005	-0,006	-0,006	0,019	-0,029
Varmepumpe på efterlågertank	-0,008	-0,008	-0,012	-0,012	-0,013	-0,013	-0,014	-0,008
Varmepumper til integration mellem opgraderings- og biogasanlæg	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120
Varmeveksling WEISS	-0,015	-0,015	-0,021	-0,021	-0,023	-0,023	-0,017	-0,012
Varmeveksling Alfa Laval	-0,016	-0,016	-0,005	-0,005	-0,013	-0,013	-0,015	-0,007
CIP - rengøring af rør og vekslere	-0,003	-0,003	-0,003	-0,003	-0,003	-0,003	-0,003	-0,002
<b>Samlet energintegration</b>	<b>-0,037</b>	<b>-0,041</b>	<b>-0,041</b>	<b>-0,041</b>	<b>-0,045</b>	<b>-0,045</b>	<b>-0,034</b>	<b>-0,051</b>

**Noter**

1) Optimeringseffekter kan ikke adresseres, men skal ses samlet.

3) Ikke relevante. Det er allerede forudsat at 80% af varmen genvindes.

2) Se også Energintegration af biogasproduktion og biogasopgradering.

4) De to varmevekslerløsninger er alternativer. Den med den største besparelse vælges.

### 4.3. Optimeringstiltag med miljøeffekt

Nogle optimeringstiltag reducerer klimabelastningen:

- Hurtig udslusning af gylle
- Regenerative Thermal Oxidizer (RTO) på vandskrubberopgraderingsanlæg
- Pumpeledninger til gylle.

I dette afsnit beregnes CO<sub>2</sub>-skyggepriser ved at gennemføre disse tiltag.

#### Hyppigere udslusning af gylle

Når svinegylle udsluses fra stalde hyppigere, reduceres metantabet til omgivelser. Dermed er der større metanpotentiale i gyllen, når den ender i biogasanlægget. Hvis man laver en gennemsnitsbetragtning på foreløbige resultater for de 28 biogasanlæg, der er undersøgt, ”Rådgivning af biogasanlæg og deres leverandører af gylle om muligheder for at reducere gylles opholdstid i stalde og på lagre 2018 – 2020”, kan man hæve potentialet yderligere ca. 1 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> pr. tons gylle ind i biogasanlægget.

Med følgende antagelser:

- Værdi af metan på 6 kr./ Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>
- Omkostning til opgradering, rensning og netinjektion på 0,5 kr. /Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>
- Omkostning ved at gennemføre tiltaget på 3,64 kr. /Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> (ekstra produktion)

fås en CO<sub>2</sub>-skyggepris på - 90 kr./ ton CO<sub>2</sub>-ækv..

Det skal bemærkes, at der er stor spredning i potentialet for de 28 biogasanlæg. For nogle anlæg vil skyggeprisen være positiv.

Omkostningerne til hurtigere udslusning ligger ofte hos gylleleverandøren/landbruget til mandtimer og evt. ekstra tanke, mens gevinsten ligger i biogasanlægget ved større metanpotentiale. Hvis tiltaget skal realiseres, forudsætter det, at der er en økonomisk udligning mellem dem, der afholder udgifterne, og biogasanlægget.

#### Regenerative Thermal Oxidizer (RTO) på opgraderingsanlæg

En RTO afbrænder metanindholdet i opgraderingsanlæggets CO<sub>2</sub>-afkast til CO<sub>2</sub>. I den type RTO'er, der anvendes på opgraderingsanlæg, skal der kun tilføres varme ved opstart; under drift skal der ikke tilføres energi. Der kan heller ikke genvindes varme. Det er altså en udgift at installere en RTO. Membranopgraderingsanlæg har typisk et metantab på 0,5 % i CO<sub>2</sub>-afkastet, vandskrubberanlæg har typisk 1 %. Aminanlæg har typisk et metantab på 0,1 %. For denne teknologi er en RTO ikke relevant.

Hvis en RTO skal installeres på opgraderingsanlæg, er CO<sub>2</sub>-skyggepriserne:

- Mindre biogasanlæg med membranopgradering: 940 kr. / ton CO<sub>2</sub>-ækv.
- Mellemstort anlæg med vandskrubberopgradering: 180 kr. / ton CO<sub>2</sub>-ækv.
- Stort anlæg med vandskrubberopgradering: 120 kr. / ton CO<sub>2</sub>-ækv.

Prisfaldet skyldes, at RTO'er har en høj initialinvestering. I det mindre biogasanlæg med membranopgradering skal en RTO med næsten samme CAPEX som det mellemstore anlæg fjerne 1/6 metan (0,5 % ift. 1,0 % i et anlæg, der producerer 1/3 af det mellemstore anlæg).

I modelanlæggene er inkluderet en Regenerative Thermal Oxidizer (RTO) på vandskrubberanlæggene. CAPEX og OPEX er inkluderet i opgraderingsanlægget.

#### Pumpeledninger til gylle.

Hvis gylle pumpes i rørledninger helt eller delvis mellem landbrug og biogasanlæg, spares diesel til vejtransport. Der skal bruges el til at pumpe gyllen gennem ledningerne. CO<sub>2</sub>-skyggeprisen for:

- Pumpeledning til 5.000 tons ca. 65.000 kr. / ton CO<sub>2</sub>-ækv.
- Pumpeledning til 10.000 tons er ca. 18.600 kr. / ton CO<sub>2</sub>-ækv.

Som klimatiltag er pumpeledninger altså meget dyre. En ikke værdisat fordel er færre gylletransporter på vejen mellem landbrug og biogasanlæg, og en pumpeledning kan også være en forudsætning for at opnå miljøgodkendelse til et biogasanlæg, hvis myndighederne ikke vil acceptere den øgede gylletransport på vejene. Et alternativ ift. miljøeffekt er omstilling af dieseldrift til fx komprimeret opgraderet biogas (CBG).

#### 4.4. Andre besparelses- og optimeringseffekter

I dette afsnit beskrives en række mulige andre effekter, der også kan sænke produktionsprisen for opgraderet biogas. Disse effekter er ikke kvantificerede i dette projekt, men kvalitativt beskrevet.

##### Drift af flere anlæg i samme organisation

Hvis flere biogasanlæg, optimalt nogenlunde ens-opbyggede anlæg, drives i samme organisation, kan der opnås besparelser ved:

### **Deling af personale**

Hvert anlæg er kun bemanded med driftspersonale. Alle administrative funktioner, overordnet ledelse, udvikling, forskning, laboratorium samt biologisk og teknisk support, er samlet ét sted. Ift. det daglige driftspersonale kan der opnås mere fleksibilitet ved i perioder (fx ved ferie og sygdom) at kunne flytte personale fra et anlæg til et andet.

### **Transport**

Drift af flere anlæg vil gøre det mere oplagt, at anlægsejeren selv ejer gylletransportkøretøjer og har egne chauffører ansat. Mange køretøjer vil også gøre det oplagt at have en logistikafdeling, der kan optimere kørslen. Hvis transport købes hos en ekstern leverandør, kan aftaler have et større omfang og kan give billigere transport af gylle og næringsstoffer.

### **Vidensdeling og læring**

Der kan deles viden om håndtering af biomasser, drift af anlæg, fejl, havarier, organisering af arbejdet m.v. mellem biogasanlæggene, som normalt ikke ville ske mellem anlæg med forskellige ejere af konkurrencehensyn.

### **Højere tilgængelighed**

Erfaringer fra ét anlæg kan overføres til andre anlæg, så nedetid som følge af fx havari kan undgås eller minimeres. Anlæggene bliver også mindre sårbare, hvis en enkelt leverance svigter – da kan der købes/lånes fra et andet anlæg i organisationen.

Nedetid ved havarier kan nedbringes, hvis reservedele fra fælles lagre kan hentes, fremfor at skulle bestille nye komponenter eller reparation fra leverandører. Det forudsætter naturligvis en standardisering af anlæggene.

### **Fælles indkøb**

Inden for samme organisation kan en række indkøb samles. Indkøbspriserne kan blive lavere, og der kan også være besparelser ved at samle indkøb ét sted i organisationen.

- Biomassepriser kan blive lavere ved storindkøb til flere anlæg. Samtidig er det muligt at have mere personale allokeret til at følge markeder og handle optimalt ift. markedspriser.
- Mange anlæg med forskellige muligheder for biomasseindtag betyder mulighed for at aftage mange forskellige biomasser, når ”gode tilbud” viser sig.
- Forbrugsstoffer til biogasanlæg, opgraderingsanlæg m.v.
- Fælles service- og vedligeholdelsesordninger for flere anlæg.

## Udvidelse af markeder ved etablering af mange nye biogasanlæg

Hvis der etableres mange biogasanlæg med opgradering og injektion af opgraderet biogas til gassystemet, kan fremstillingen af komponenter billiggøres ved større produktion hos leverandørerne og øget konkurrence blandt leverandører.

## Generel læring og udvikling i biogasbranchen

I biogasbranchen er der tiltag i gang på mange områder, hvor der generes ny viden.

- Universiteter i forsknings-, udviklings- og demonstrationsprojekter.
- Private aktører i offentligt støttede udviklings- og demonstrationsprojekter.
- Private aktører, der udvikler udstyr og anlæg for egne midler.
- Netværker fx for driftsledere.

Når den nye viden implementeres, kan den gøre produktionen af opgraderet biogas billigere, enten ved produktion af større mængder gas eller ved besparelser i produktionsprocessen.

## Metantabsmåleprogrammer

Måleprogrammer, der skal hjælpe med at minimere metantab fra biogasanlæg, bidrager også til optimering. Reduktion af metantab øger klimafordelen ved afgang af gylle og bidrager til en bedre økonomi, når mere af metanen fra biomasse og gylle nyttiggøres.

### **Frivilligt måleprogram 2016**

Energistyrelsens Biogas Taskforce, Biogasbranchen (nu Biogas Danmark) og DGC har gennemført et projekt om metantab fra biogas- og opgraderingsanlæg. Som en del af dette projekt er der udført målinger af metantab fra seks biogasanlæg og to opgraderingsanlæg, og der er defineret et frivilligt måleprogram, som biogasbranchen kan tilslutte sig.

Det frivillige måleprogram består af flere elementer:

- Etablering af egenkontrolprogram med indarbejdning af rutiner til forebyggelse af udslip.
- Lækagesøgning til identifikation af kilder til metantab.
- Kvantificering af metantab.

Ordningen indebærer, at anlæggene definerer en rutine for egenkontrol og gennemfører denne minimum hver anden måned. Desuden skal anlæggene lade et eksternt firma kvantificere udslippet fra anlægget. For store anlæg (større end 1 mio. m<sup>3</sup> metan pr. år) skal dette ske minimum hvert andet år, og hvert tredje år for små anlæg. Ordningen er forankret hos Biogas Danmark.

### **Energistyrelsens måleprogram 2019**

Energistyrelsen igangsatte i 2019 et stort måle- og metantabsreduktionsprogram; biogasanlæg kan nu få bistand til at identificere, måle og nedbringe eventuelle tab af metan. Energistyrelsen betaler en del af udgifterne til konsulentbistand, målinger og afrapportering, mens en mindre del afholdes af anlægget. Der er afsat midler nok til, at ca. 50 - 70 anlæg kan deltage. Indsatsen gennemføres i samarbejde med Rambøll, DTU, Force og Teknologisk Institut. Programmet tilbyder biogasanlæg øget viden om deres eget metantab, og hvordan de kan undgå eller reducere det. Det vil ruste anlæggene til evt. fremtidige myndighedskrav om begrænsning og kontrol af metantab.

De deltagende anlæg kan tilmelde sig forskellige aktiviteter i programmet, herunder

- Udarbejdelse af egenkontrol program
- Lækagesøgning på anlægget
- Punktkildemålinger
- Konsulentbistand til reduktion af metantab
- Derudover er en måling af metantab for hele anlægget obligatorisk for de deltagende anlæg.

### **4.5. Klima og miljøeffekter af biogasproduktion**

DCA - Nationalt Center for Fødevarer og Jordbrug - har i oktober 2020 udgivet rapporten "Bæredygtig biogas – klima- og miljøeffekter af biogasproduktion"<sup>4</sup>, rekvireret af Klima, Energi- og Forsyningsministeriet, Energistyrelsen. Rapporten præsenterer en analyse af effekter af produktion af biogas på basis af husdyrgødning og andre relevante biomasser fra affaldshåndtering og landbrug. Der gives en beskrivelse og kvantificering af alle relevante effekter, herunder energiproduktion, drivhusgasudledninger, kvælstofudvaskning, ammoniakfordampning, næringsstofudnyttelse og lugtgener fra udbringning. Effekterne beskrives for fem modelanlæg med biogasproduktion ud fra forskellige sammensætninger af biomasse.

---

<sup>4</sup> Bæredygtig biogas – klima- og miljøeffekter af biogasproduktion udgivet af DCA - Nationalt Center for Fødevarer og Jordbrug. DCA rapport nr. 175, oktober 2020. Rapporten er finansieret under en kontrakt med Klima, Energi- og Forsyningsministeriet, Energistyrelsen. ISBN: Trykt version 978-87-93998-22-3, elektronisk version 978-87-93998-23-0



Tabel 8 Klimaeffekt ved biogasproduktion opgradering og injektion i gasnettet. Fra rapporten "Bæredygtig biogas – klima- og miljøeffekter af biogasproduktion".

Modelanlæg	Klimaeffekt per bio-	Klimaeffekt per
	masse kg CO <sub>2</sub> -ækv. ton <sup>-1</sup> biomasse	energi i gas kg CO <sub>2</sub> -ækv. GJ <sup>-1</sup> bruttoenergi
M1a. Gylle + dybstrøelse	66,8	77,5
M1b. Gylle + halm	105,5	52,9
M2. Gylle + dybstrøelse + energiafgrøde	67,7*	68,4*
M3. Gylle + dybstrøelse + organisk affald	65,3	52,7
M4. Kløvergræs + gylle + dybstrøelse + bioaffald	99,5	54,7

\* For energiafgrøder indgår der ikke effekt af ændret arealanvendelse (iLUC) i den beregnede klimaeffekt.

Tabel 8 fra rapporten viser klimaeffekter af biogas for de fem forskellige modelanlæg. Klimaeffekten består af 1) energiproduktion fra biogas, der substituerer CO<sub>2</sub>-udledninger fra fossil energi, 2) metanlækage fra biogas- og opgraderingsanlæg, 3) metan fra opbevaring af biomasser (herunder husdyrgødning og den afgassede biomasse), 4) lattergas fra opbevaring og udbringning af biomasser på marken, 5) lattergas fra nitratudvaskning og ammoniakfordampning, 6) lattergas fra dyrkning af energiafgrøder og 7) kulstoflagring af biomasse til biogas. Resultaterne viser en samlet klimaeffekt på 65-106 kg CO<sub>2</sub>-ækv. per ton biomasse i modelanlæggene ved 45 dages opholdstid. De to største poster i klimaeffekterne er produktion af gas til naturgasnettet og reduktion af metan fra opbevaring af især gylle, dybstrøelse og slagteriaffald. Energiproduktionen er langt den største post.

## 5. Opsummering af projektrapporter

I dette afsnit opsummeres projektrapporterne, der i detaljer beskriver de identificerede optimerings-tiltag og deres effekt. Opsummeringen er en gengivelse af konklusionsafsnittene fra de enkelte projektrapporter. Tabel og figurnummerering er tilpasset denne rapport. Rapporttitler, kontaktoplysninger mv. er oplistet i bilag 1.

### 5.1. Gyllehåndtering og forbehandling

#### Projekt AP 3: PlanEnergi

Formålet med arbejdspakken er at identificere muligheder for at reducere omkostninger og metantab i gyllehåndtering og forbehandling, inden gyllen leveres til biogasanlægget. I arbejdspakke 2 blev produktionsomkostninger af opgraderet biogas nedbrudt i omkostninger i relation til biomasseinput, biogasproduktion, opgradering samt yderligere udspecificeringer. Resultaterne af arbejdet med arbejdspakke 2 viser, at omkostninger, der relaterer sig til gylle, biomassekøb og forbehandling, tilsammen udgør en væsentlig del af den samlede udgift ved produktion af opgraderet biogas.

Derved er det relevant at undersøge, hvilke tiltag der kan gennemføres i forbindelse med biomasseinput og gyllehåndtering for at reducere de overordnede omkostninger ved produktion af opgraderet biogas.

Denne arbejdspakke vil gennemgå en række relevante tiltag i relation til optimering af gyllehåndtering og forbehandling. De fem overordnede tiltag er:

- Rørtransport i stedet for vejtransport som en mulighed for at spare omkostninger og reducere CO<sub>2</sub>-udledningen ved transport af gylle mellem leverandør og biogasanlæg.
- Gyllehåndteringsomkostninger hos leverandørerne med fokus på hyppigere udslusning og afhentning for at få en frisk gylle til biogasanlægget samt at reducere metantabet fra staldene.
- Tre forslag med løsningsmodeller for at øge tørstofprocenten i rågyllen før transport; her vil der være fokus på reducere vand og forbehandling af rågyllen hos leverandøren før transport.

I Tabel 9 er en opsummering på de besparelspotentialer, der er fundet på optimeringstiltag i denne arbejdspakke.

Tabel 9 Effekt af optimeringstiltag for gyllehåndtering. Positive tal (+) er en udgift. Negative tal (-) er en besparelse.

Tiltag	Omkostningsændring ved modelanlæg kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>				
	1M	2A	3A	4a-A	4b-A
Pumpeledning – til én leverandør	0,015	0,005	0,003	0,001	0,001
Pumpeledning – fordelingsnet	0,055	0,018	0,009	0,005	0,005
Reduktion af vaskevand	- 0,014	- 0,016	- 0,017	- 0,019	- 0,011
Hyppigere udslusning	- 0,012	- 0,012	- 0,012	- 0,012	0,009
Iblanding af dybstrøelse	- 0,011	- 0,012	- 0,012	- 0,012	0,005
Filterkasse til separation	- 0,036	- 0,038	- 0,038	- 0,038	- 0,020

Pumpeledning frem for rørtransport skal ikke ses som en fuldstændig erstatning for lastbiltransport, men en mulig løsning for transport fra de landmænd, der ligger tættere på anlægget, og hvor der samtidig er en relativt stor mængde gylle samlet. I de to eksempler, der medtages, er økonomien undersøgt ved at pumpe ca. 5.000 og 10.000 tons gylle 3,5 km direkte ind til biogasanlægget.

Yderligere er det undersøgt, hvorvidt det er muligt at etablere en fælles pumpeledning fra ni leverandører, plus rørføring ud fra samletank til hver leverandør, men det er fundet, at omkostningerne er for høje til en gyllemængde på ca. 53.600 tons.

En pumpeledning vil have positive effekter i forhold til hurtig udslusning fra staldene, da gyllen kan pumpes direkte til biogasanlægget, lige så snart det har forladt stalden. Det kan også betyde, at leverandøren sparer en investering i en større fortank, hvis det var en nødvendighed for hurtig udslusning. Hertil vil der være en miljøgevinst i en pumpeledning frem for vejtransport, da CO<sub>2</sub>-udledningen reduceres med reduktion af dieselforbrug.

Hyppig udslusning fra stalde er et tiltag, der kan øge metanpotentialen i svinegylle, ved at gyllen hurtigere kommer ud fra den varme stald til den i forvejen køligere fortank. Det betyder, at der er tabt mindre metan i stalden, og at nedkølingen i fortanken reducerer de metanproducerende mikroorganismers aktivitet og dermed metanproduktionen. I det lille anlæg forventes et øget metanpotentialt på ca. 50.000 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/år. Omkostningen dertil vil være hyppigere trækning af gyllepropper i stalden, og enkelte steder vil det kræve investering i større fortank. Niveaulet vil ligge på 3,64 kr./Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> i omkostninger.

Reduktion af vaskevand fra svinestalde er et tiltag med relativt stort potentiale og få omkostninger. Ved mange stalde vil det kræve, at vaskevandet kan ledes uden om afhentningstanken og direkte til lagertanken hos leverandøren. Gennemsnitlig er der ca. 7 % vaskevand i rågyllen, og kan man undgå at få det med til biogasanlægget, vil det spare transport, opvarmning og pumpning af vand

uden biogaspotentiale, og det kan give plads til, at anlægget kan få tilført anden gylle, der kan øge produktionen. Potentialet i kr./år i at undgå transport af vaskevand i svinegylle til biogasanlægget er beregnet for modelanlæggene. Alternativt kan anlægget få plads til ekstra gylle fra en ny leverandør, og den gasproduktion, der kommer fra denne gyllemængde, kan erstatte indkøbt majs for ca. 93.000 kr. ved anlæg 1.

Muligheder for at hæve tørstoffet i fortanken hos leverandøren, undersøges i forhold til om der kan iblandes dybstrøelse eller andre biomasser. Fordelen for biogasanlægget vil være, at det ikke kræver forbehandling på anlægget, når det er sammenblandet hos leverandøren, og det vil minimere antallet af fremmedlegemer i dybstrøelsen.

## 5.2. Biomasseforbehandling

### Projekt AP 4: Aarhus Universitetet med bidrag fra PlanEnergi

Arbejdspakken skal medvirke til at indsamle den nyeste viden om forbehandling og indsamle data om forskellige teknologier. De mest lovende teknologier vil blive undersøgt i detaljer, og der vil blive udført test med 5 forskellige anlæg og forskellige biomasser, hvor der vil blive indsamlet data om energiforbrug, driftsomkostninger og investering. Der vil blive udtager prøver før og efter forbehandling, som vil blive analyseret for gasudbytte i laboratorieforsøg. Arbejdspakkens formål er:

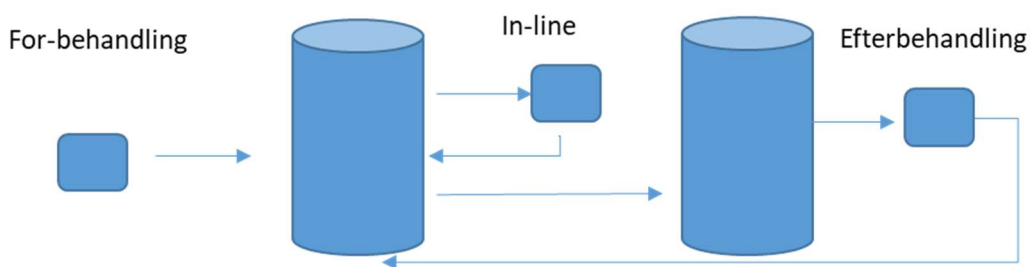
- Foreslå tiltag til biomasseforbehandling, der kan forøge biogasudbyttet i biogasproduktionen ved omkostningseffektive metoder.
- Foreslå tiltag til at optimere biomasseforbehandling.

Der er gennemført en række aktiviteter i projektet.

- Kortlægning af tilgængelige forbehandlingsmetoder, inkl. overslag over CAPEX, OPEX og forøget gasudbytte på baggrund af litteratur, artikler m.v.
- Valg af 5 lovende biomasseforbehandlingsmetoder til detaljering.
- Test og prøveindsamling fra 5 forbehandlingsanlæg til undersøgelse af effekt på gaspotentiale.
- Dataindsamling på anlæg i kommerciel drift og demonstrationsanlæg.
- Behandling af data og detaljerede beregninger af CAPEX, OPEX, energiforbrug og forøget biogasudbytte.

Biomasseforbehandling er en metode til at øge gasudbyttet fra biomassen. Den traditionelle forbehandling dækker over teknologier, der behandler biomasse, inden det tilføres biogasprocessen med henblik på at øge gasudbyttet eller muliggøre anvendelsen af biomasser, der vanskeligt kan anvendes i en traditionel biogasproces.

Udtrykket ”forbehandling” kan imidlertid anvendes i en bredere forstand ved at inkludere teknologier, der senere i processen kan anvendes til at øge gasudbyttet og/eller sænke viskositeten i reaktoren, således at der kan behandles en større mængde af vanskeligt håndterbar biomasse som halm og dybstrøelse. Forbehandling dækker således over en række teknologier, hvoraf flere af metoderne ikke er placeret før selve tilsætningen til biogasreaktoren. I Figur 10 fremgår placeringen af de forskellige teknologier opdelt i forbehandling, in-line og efterbehandling.



Figur 11 Principskitse, behandlingsmetoder.

I projektet er der undersøgt en række forbehandlingsteknologier, herunder to typer grinding, to typer selektiv opholdstid, DisRuptor og ultralyd.

DisRuptor-teknologien er udviklet og markedsføres af Vogelsang. DisRuptoren sikrer en kraftig mekanisk neddeling og monteres på et recirkuleringsloop på en reaktor og tager en delstrøm ud, der udsættes for en kraftig neddeling, hvorved viskositeten kan sænkes og gasudbyttet øges.

AST-systemet til biomassebehandling består af flere trin. I første trin neddeles biomassen i en Seko-neddeler og føres via fødekasse til grunderen. I grunderen sker der en kraftig mekanisk forbehandling, der giver en biomasse, der er nem at håndtere med et højt gasudbytte. Anlægget kører i dag som en ydelse, hvor en entreprenør ejer og driver udstyret centralt. Entreprenøren behandler og leverer forbehandlet biomasse til forskellige biogasanlæg.

Selektiv opholdstid fungerer ved, at opholdstiden af tungt nedbrydeligt organisk stof øges i forhold til den hydrauliske opholdstid. Metoden fungerer i praksis ved separation og recirkulering af fiberfraktionen, hvorved opholdstiden af den tungtomsættelige del af biomassen forlænges. Separation og recirkulering af fiberfraktionen kan enten udføres i et åbent system med skruepresse eller ved en teknologi, hvor fiberen recirkuleres i et lukket system.

Ved ultralydsteknologien sker der en desintegration af organisk materiale ved omdannelse af elektriske svingninger til mekaniske vibrationer. Disse vibrationer overføres til det omgivende medium ved hjælp af en sonotrode. Ultralydsfrekvensen forårsager høje positive og negative trykfasen.

Denne proces kaldes kavitation, og processen får de omkringliggende mikroorganismer og fibre til at disintegrere. Den afprøvede teknologi er udviklet af det tyske firma Weber Entech. Ultralydsteknologien er testet i sidste del af projektet, og det har ikke været muligt at udføre detaljerede økonomiske beregninger.

I Tabel 10 er nøgletal for udvalgte teknologier beregnet. Der er udvalgt fire teknologier, der dækker forbehandling. Forbehandling i form af biogrinder og AST vil kun have en effekt på den faste biomasse, der tilføres anlægget, medens selektiv opholdstid og DisRuptor har effekt på den samlede mængde biomasse, der behandles.

Tabel 10 Nøgletal for udvalgte behandlingsteknologier. Positive tal (+) er en udgift. Negative tal (-) er en besparelse.

Teknologi	Enhed	Selektiv opholdstid <sup>2</sup>	Disruptor	Biogrinder	AST
Behandlingstype		Efterbehandling	In-line	Forbehandling	Forbehandling
Biomasse		100%	100%	Fast	Fast
Samlede omkostninger	Kr./ton	4,65	2,66	28,46	55
Ekstra gasudbytte	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /ton	2,30	0,55	7,00	15
Samlet besparelse <sup>1</sup>	Kr./ton	-9,15	-0,64	-13,54	-23
Produktions pris ekstra metan	Kr./m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	2,26	4,83	4,07	4,23
Omkostningsændringer	Kr./m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	-0,11 - -0,12 <sup>3</sup>	-0,08 - -0,10 <sup>3</sup>	0,02	0,15 - 0,18

<sup>1</sup>Samlet besparelse er beregnet som værdi af ekstra gas med en værdi på 6 kr./m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> fratrukket CAPEX og OPEX.

<sup>2</sup>Gennemsnit for 2 typer anlæg til genudrådning af fiber.

<sup>3</sup> Effekterne kan ikke adderes. Hvis de to tiltag sættes sammen, er omkostningsændringen -0,17 - -0,20 Kr./m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>.

Det fremgår af tabellen, at alle teknologier giver en besparelse, når der forudsættes en metanpris på 6 kr./Nm<sup>3</sup>. Prisen for at producere en ekstra m<sup>3</sup> metan spænder fra 2,3 til 4,8 kr./m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>, og hvis et biogasanlæg behandler råvarer, der har en højere råvarepris end disse priser, vil det være økonomisk fordelagtigt at fortrænge de dyreste råvarer og anvende forbehandling i stedet. Det vurderes, at resultaterne fra de enkelte teknologier i et vist omfang kan adderes. Det forventes således, at DisRuptoren vil have den beregnede effekt, selv om der er installeret en biogrinder eller AST-anlæg. Til gengæld vil det ikke give effekt at have to traditionelle forbehandling som Biogrinder og AST sammen.

Selektiv opholdstid forventes ligeledes at have den beregnede effekt, selv om der er installeret forbehandling i form af DisRuptor og Biogrinder eller AST.

### 5.3. Biogasproduktion

#### Projekt AP 5: PlanEnergi

Der er i arbejds pakken undersøgt følgende emner, hvor der kan være mulige optimeringer:

- Reduktion af driftsstop
- Energiforbrug og sammenligning af høje ståltanke og lave betontanke inkl. CAPEX og OPEX
- Optimering af varmekonsum i biogasprocessen
- Optimering af elforbrug i biogasprocessen
- Overblik over sammenligning af høje ståltanke og lave betontanke
- Reduktion af metantab på biogasanlæg
- Forøgelse af metanprocent i biogassen
- Afsætning og bortskaffelse af afgasset biomasse.

Der er foretaget en sammenligning mellem forbruget på biogasindustriens tanke kategoriseret som høje ståltanke og lave betontanke. Investeringen i høje ståltanke er, ud fra tilbud fra flere producenter, vurderet til at ligge mellem 900-1.100 kr./m<sup>3</sup> tankvolumen, afhængigt af størrelse og mængden af procesudstyr. Tilsvarende er investeringen i lave betontanke på ca. 700-775 kr./m<sup>3</sup> tankvolumen. Begge typer tanke er inkl. fundament og procesudstyr.

På trods af den store forskel i investering, er det årlige forbrug sammenligneligt, hvis en rente på 10 % medregnes. Hvis tanke, der hyppigt ses i industrien, sammenlignes, er det påvist, at lave betontanke har et større el- og varmekonsum samt vedligehold end høje ståltanke. Det øgede vedligehold skyldes især service på neddykkede propelomrørere.

Høje ståltanke har til gengæld en betydeligt større investering. Den beregnede økonomiske forskel i CAPEX og OPEX på de to typer tanke er estimeret til maks. 6 % for de opstillede modelanlæg 1-4. Der er derfor andre faktorer, som har større indflydelse på valget, fx hvilket tilbud der indhentes i form af udbud og størrelsen på en evt. rabat, der kan opnås på det samlede anlæg. Derudover vil der også være et øget likviditetsbehov, hvis der vælges et anlæg med ståltanke, på trods af at det årligt vil være billigere at drifte.

Hvis der tages udgangspunkt i tanke, som hyppigt ses i industrien (med de valgte forudsætninger), er udgiften til varme ca. 3 gange større for betontanke. Lave betontanke bygges i et diameter/højdeforhold på ca. 5:1 pga. bæreevnen i beton. Det høje diameter/højdeforhold øger overfladearealet drastisk, og derfor også varmetabet, da varmetabet er proportionelt med overfladearealet.

Den største udgift til varme skyldes tankoverdækningen, som står for op til 55 % af varmetabet i en betontank, som også bliver større pga. den større diameter. Det er påvist af LSH-Biotech og Ecomembrane® (udført af Torino Universitet), at det er muligt at reducere varmetabet på en lav betontank med op til ca. 50 % ved at vælge en tankoverdækning med bedre isoleringsevne. Modsat vil en fuldt isoleret høj ståltank have begrænsede muligheder for at optimere varmetabet, da den bygges i et diameter/højdeforhold på ca. 1:1 og ofte isoleres med op til 200 mm isolering i tankvæg, i tag og bund typisk lidt mindre. Design af tanken samt isolering planlægges på det enkelte anlæg i byggefasen, hvor det vurderes, om overskudsvarmen fra opgraderingsanlægget er tilstrækkeligt til at forsyne den resterende procesvarme på biogasanlægget.

Der vil være yderligere muligheder for varmegenvinding på anlægget, som er beskrevet i AP7.

Med samme ovenstående forudsætninger vil elforbruget være ca. 2 gange større for en lav betontank end en høj ståltank. Det skyldes, at lave betontanke skal have installeret flere neddykkede propelomrørere forskellige steder i tanken for at kunne holde tanken omrørt grundet den store diameter. Konstruktionen og dimensioneringen af en høj ståltank gør, at man kan "nøjes" med at installere én centeromrører, som kan løfte mixeropgaven.

For begge typer tanke gælder, at elforbruget muligvis kan optimeres ved at udskifte direkte motorstartere med frekvensomformere og optimere omrøringshastigheden og derved sænke den anvendte effekt. En besparelse på op til 37 % af elforbruget kan potentielt opnås, hvilket er påvist fra et konkret biogasanlæg. Efter investeringen er betalt af, vil besparelsen være størst målt i kr. på lave betontanke, da den installerede kW her er størst. Investeringen i frekvensomformere er dog også betydeligt større for lave betontanke, da der skal anvendes en frekvensomformer pr. omrører.

Der vil være gevinster ved at imødekomme driftsstop på anlægget og derudover reducere metantab. Begge tiltag er sammenhængende med hyppig egenkontrol af anlæggets komponenter. Størrelsesordenen er en besparelse på produktionsprisen på 0,03-0,06 kr./Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>. Størrelsesordenen på besparelsen afhænger af anlæggets nuværende drift. Mange anlæg undervurderer, hvor stort et metantab der kan forekomme ved ikke at have gastæt overdækning på for- og efterlagertank, og det er typisk lidt ældre anlæg, som ikke blev designet til gasopsamling, der har problemstillingen. Samme problemstilling er gældende for sikkerheds- og overtryksventiler.



En læktest udført af et målefirma kan bekræfte, om der er et evt. metantab, samt komme med forslag til, hvordan tabet kan reduceres. Et biogasanlæg har mange tekniske komponenter, hvor der kan være et muligt tab. Der ligger et stort ansvar hos driftslederen på biogasanlægget, og tiltag som hyppig egenkontrol, etablering af gastæt overdækning på samtlige tanke (inkl. for- og efterlager) og kontrol af sikkerheds- og overtryksventiler vil være med til at opnå et potentiale til at reducere metantabet på biogasanlægget. Et anlæg, der er optimalt drevet, kan kun se frem til en meget begrænset eller ingen gevinst.

Der vil også kunne opnås en mindre besparelse på at øge metanprocenten i biogassen ved at udskifte biomasse med lav metanprocent med biomasse med højere metanprocent. Det kræver dog også, at biomassen kan fås til samme pris som det, der udskiftes. I alt kan der opnås en besparelse i driftsomkostninger på opgradering på ca. 30.500 kr./år pr. procent ekstra metanindhold, biogassen øges inden opgradering i membranlæg, og ca. 47.000 kr./år pr. procent ekstra metanindhold i biogassen for aminanlæg på en anlægsstørrelse svarende til Anlæg 1-M.

Man bør være opmærksom på, at opholdstid, procestemperatur m.m. har indflydelse på metanprocenten og det samlede udbytte af metan. Der bør derfor foretages en bredere samlet vurdering af biomasse, hvor der tages højde for flere parametre (metanudbytte, metanprocent, NPK-indhold m.m, valg af opholdstid osv.). Biomasse afregnes ofte efter, hvor meget gas den kan producere, men der bør også tages højde for, hvor stor en udgift der vil være i at producere og opgradere den beregnede mængde biogas, når der planlægges indkøb af biomasse til produktion af biogas til opgradering.

Til slut skal det overvejes, hvordan interessen for afgasset gylle kan bibeholdes og øges; dette for at fastholde leverancer af gylle til biogasanlægget. Et biogasanlæg kan ikke driftes optimalt, hvis den afgassede gylle og næringsstoffer ikke kan afsættes. Der er flere projekter i gang ift. at omfordele næringsstoffer, så landmænd kan få den mest optimale afgassede gylle til deres afgrøder, men for nuværende er der ikke konkrete og implementerede løsninger. Der vil inden for de kommende år afsluttes projekter, som bør kunne komme med tiltag og løsninger til, hvordan afsætning af afgasset gylle forbedres.

Overordnet set er der flere tiltag, som kan være med til at reducere omkostningerne til produktion af opgraderet biogas. I Tabel 11 er et overblik over nogle af tiltagene til at reducere omkostningerne samt den forventede reduktion i produktionspris pr. Nm<sup>3</sup> metan.

*Tabel 11 Effekt af optimeringstiltag for biogasprodukt. Tiltagene er beskrevet med udgangspunkt i et forholdsvis nyt biogasanlæg, men kan også anvendes for ældre biogasanlæg. Nogle tiltag vil have mere/mindre værdi afhængigt af anlægget, og hvilke problemstillinger som er mest udfordrende på det givne anlæg. Positive tal (+) er en udgift. Negative tal (-) er en besparelse.*

Tiltag til reduktion af produktionsomkostninger til opgraderet biogas (kr./Nm <sup>3</sup> metan)					
	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Imødekommelse af driftsstop	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06
Optimering af varmekonsum	-0,04 + Se AP7	Se AP7	Se AP7	Se AP7	Se AP7
Optimering af elforbrug	-0,04	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02
Reduktion af metantab <sup>2</sup>	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Øget udrådningstid (+30 dage) <sup>1</sup>	+0,05	-0,08	-0,08	-0,08	+0,03
<b>Samlet omkostningsændring med udvalgte tiltag (kr./Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>)</b>	<b>-0,17</b>	<b>-0,19</b>	<b>-0,19</b>	<b>-0,19</b>	<b>-0,11</b>

<sup>1</sup> Der vil være nogle påkrævede investeringer i reaktortanke for at øge opholdstiden, som skal tilbagebetales, før det fulde potentiale kan opnås. Ovenstående besparelse er efter, at ydelsen er trukket fra. Øget opholdstid er derfor ikke fordelagtig for anlæg med lang opholdstid.

<sup>2</sup> Denne besparelse kan muligvis kun opnås på ældre anlæg med stort metantab, dog understreger det relevansen af egenkontrol og sørge for at metantab begrænses.

Med de valgte forudsætninger vil de undersøgte tiltag kunne resultere i besparelser mellem 0,11-0,19 kr./Nm<sup>3</sup> metan afhængig af størrelse på modelanlægget.

Det skal nævnes, at det ikke vil være alle tiltag som kan etableres på samtlige biogasanlæg, da nogle anlæg muligvis allerede har etableret et eller flere tiltag. Tiltagene skal ses som et katalog af muligheder for at optimere på anlægget.

## 5.4. Biogasopgradering

### Projekt AP 6: Dansk Gasteknisk Center a/s

På baggrund af de største udgiftsposter for de forskellige opgraderingstyper er forskellige idéer til forbedringer blevet overvejet. Beregninger på det økonomiske potentiale ved de forskellige forbedringsmuligheder viser, at de største forbedringsmuligheder ligger i optimalt valg af svovlrensningsteknologi, investering i høj varmegenindvinding på amin- og membran anlæg, investering i høj opetid og bedre beskyttelse af membranerne. De bedste optimeringstiltag for hver opgraderingsteknologi er vist i Tabel 12.

Tabel 12 Effekt af optimeringstiltag opgraderingsanlæg. Positive tal (+) er en udgift. Negative tal (-) er en besparelse.

Ændring i produktionsomkostninger	Kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
<b>Aminskrubber</b>	
Biologisk svovlrensning af CO <sub>2</sub> -afkast fremfor for ilt/jern og kulfilter inden opgradering	-0,121
Øge varmegenindvinding fra 40% til 80%. Erstatte varme fra naturgaskedel.	-0,072
<b>Vandskrubber</b>	
Biologisk svovlrensning af CO <sub>2</sub> -afkast frem for jern og kulfilter rensning af CO <sub>2</sub> afkast	-0,140
Biologisk svovlrensning af CO <sub>2</sub> -afkast frem for biologisk svovlrensning inden opgradering	-0,043
<b>Membran</b>	
Varmegenvinding fra kompressor. Erstatte varme fra naturgaskedel	-0,077
Undgå 1% kapacitetsreduktion af membraner. Ekstra måleudstyr og sikkerhedsfiltre.	-0,047
Biologisk svovlrensning og kulfilter inden opgradering frem for jern/ilt og kulfilter	-0,051
<b>For alle opgraderingsteknologier</b>	
Oppetid hævet fra 96% til 98%	-0,120
Oppetid hævet fra 98 til 99%	-0,051

Tiltag til reduktion af metantab fra vandskrubberanlæg og membranlæg forøger omkostningerne. Den højere omkostning skyldes primært, at Regenerative Thermal Oxidizers (RTO), der benyttes til at ”brænde” metanen af, har en høj initial investering.

Leverandører af vandskrubberanlæg garanterer et maksimalt metantab på 1 % for nye anlæg. Tabet kan dog være større for ældre anlæg, og anlæg, der udnyttes mere end den maksimale kapacitet, som leverandøren foreskriver for at overholde metantabet på 1 %. For vandskrubberanlæg kan metantabet reduceres til samme niveau som fx aminanlæg med en omkostning ca. 2-3 øre per Nm<sup>3</sup> metan. Membranlæg har metantab på ca. 0,5 %. For membranlæg, der generelt er mindre end vandskrubberanlæg, er omkostningen ca. 8 øre per Nm<sup>3</sup> metan for at reducere metantabet til samme niveau som fx aminanlæg. Aminanlæg har et metantab på ca. 0,1 %.

### Økonomisk betydning af optimeringsforslag

Alle økonomiske overvejelser tager udgangspunkt i opgraderingsanlæg, der fjerner CO<sub>2</sub> fra biogas, så det opfylder krav til injektion i gassystemet som opgraderet biogas. I dette projekt ses på en række modelanlæg i forskellige størrelser og med forskellige kapaciteter. Valget af modelanlæg afspejler de biogasanlæg med opgradering og netinjektion, der er opstillet i Danmark. Optimeringstiltag for opgraderingsanlæg er beregnet for de samme teknologier og størrelser. Tabel 13 viser de valgte teknologier og anlægsstørrelser.

Tabel 13 Oversigt over opgraderingsteknologier og anlægsstørrelser, der regnes på.

Teknologi	Anlæg 1 - Lille	Anlæg 2 - Mellemstort	Anlæg 3 - Stort	Anlæg 4 - Meget stort
	Opgr. biogas 500 Nm <sup>3</sup> /h	Opgr. biogas 1.500 Nm <sup>3</sup> /h	Opgr. biogas 3.000 Nm <sup>3</sup> /h	Opgr. biogas 6.000 Nm <sup>3</sup> /h
Aminskrubber	X	X	X	X
Vandskrubber		X	X	
Membran	X			

Alle anlæg har 98 % oppetid (dette garanteres af de leverandører, som DGC har talt med). Der antages 60 % metan og 2.000 ppm H<sub>2</sub>S i biogassen og 98 % metan i den opgraderede biogas. CAPEX-bidrag er beregnet med 10 % rente og 20 års tilbagebetaling. Metantab er sat til hhv. 1 % for vandskrubberanlæg, 0,5 % for membranlæg og 0,05 % for aminanlæg.

På baggrund af en række økonomiske betragtninger er der blevet regnet på de økonomiske konsekvenser af de forskellige forbedringstiltag. Tabel 14 viser effekten af alle de tiltag, der er vurderet, samt estimerede ændringer i CAPEX og OPEX angivet for anlæg med forskellige opgraderingsteknologier og kapaciteter.

**Tabel 14 Optimeringstiltag for forskellige opgraderingsteknologier. Positive tal (+) er en udgift. Negative tal (-) er en besparelse.**

Forklaring: CAPEX ændring: Positivt tal (+) = Større CAPEX / fordyrelse. OPEX ændring: Negativt tal (-) = lavere OPEX / årlig besparelse. Samlet ændring: Negativt tal (-) = besparelse pr. enhed opgraderet biogas  
OPEX inkluderer i nogle tilfælde fortjeneste for øget opgraderet biogassalg ved øget oppetid, selvom det egentlig ikke hører under OPEX.

Aminkruber	Anlæg 1 - Lille			Anlæg 2 - Mellemstort			Anlæg 3 - Stort			Anlæg 4 - Meget stort		
	Opgr. biogas 500 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 1.500 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 3.000 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 6.000 Nm <sup>3</sup> /h		
	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
Øge varmegenindvinding fra 40% til 80%. Erstatte varme fra naturgaskedel.	150.000 1)	-310.000	-0,070	300.000 1)	-940.000	-0,072	450.000 1)	-1.880.000	-0,073	600.000 1)	-3.770.000	-0,073
Alternativ amin med 10% lavere varmemeforbrug. 40% varmegenvinding	100.000 2)	-50.000	-0,008	300.000 2)	-140.000	-0,008	600.000 2)	-280.000	-0,008	1.200.000 2)	-570.000	-0,008
Alternativ amin med 10% lavere varmemeforbrug. 80% varmegenvinding	100.000 2)	-20.000	-0,001	300.000 2)	-50.000	-0,001	600.000 2)	-90.000	-0,001	1.200.000 2)	-190.000	-0,001
Biologisk svovlrensning af CO <sub>2</sub> -afkast fremfor for iltjern og kulfilter inden opgradering	250.000 3)	-640.000	-0,146	500.000 3)	-1.590.000	-0,121	750.000 3)	-2.830.000	-0,109	1.000.000 3)	-5.670.000	-0,110

1) Estimeret ekstra varmevekslere og ekstra rørledning.

2) Anslået merpris for mere energieffektiv aminvæske

3) Estimeret udgift til korrosionsbeskyttelse af anlæg pga. højt H<sub>2</sub>S-indhold. CAPEX til svovlrensning inkl. i OPEX, da udgifterne er slået sammen i referencen [1].

Vandskruber	Anlæg 1 - Lille			Anlæg 2 - Mellemstort			Anlæg 3 - Stort			Anlæg 4 - Meget stort		
	Bionaturgas 500 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 1.500 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 3.000 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 6.000 Nm <sup>3</sup> /h		
	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
Biologisk svovlrensning af CO <sub>2</sub> -afkast frem for jern og kulfilter rensning af CO <sub>2</sub> afkast	(ikke beregnet)			500.000 1)	-1.800.000	-0,138	750.000 1)	-3.690.000	-0,143	(ikke beregnet)		
Biologisk svovlrensning af CO <sub>2</sub> -afkast frem for biologisk svovlrensning inden opgradering				500.000 1)	-730.000	-0,053	750.000 1)	-900.000	-0,032			
Sænket metantab ved brug af træske til 2. trin opgradering				4.000.000 2)	3.800.000	0,339	6.000.000 2)	3.110.000	0,151			
Reduktion af metantab med Regenerative Thermal Oxidizer (RTO)				2.800.000 3)	150.000	0,038	3.800.000 3)	200.000	0,026			

1) Estimeret udgift til korrosionsbeskyttelse af anlæg pga. højt H<sub>2</sub>S-indhold. CAPEX til svovlrensning inkl. i OPEX, da udgifterne er slået sammen i referencen [1].

2) Estimeret CAPEX og OPEX til askefiltere som 2. trin til opgradering, så procesbetingelser (tryk, temperatur, flow) kan ændres for at nedbringe metantab. OPEX svarer til øget indtjening for "reddet" metan.

3) CAPEX oplyst af Malmberg. OPEX (vedligehold m.m.) estimeret for RTO.

Membran	Anlæg 1 - Lille			Anlæg 2 - Mellemstort			Anlæg 3 - Stort			Anlæg 4 - Meget stort		
	Bionaturgas 500 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 1.500 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 3.000 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 6.000 Nm <sup>3</sup> /h		
	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
Alternativ membran med 10% lavere elforbrug	300.000 1)	-60.000	-0,005	(ikke beregnet)			(ikke beregnet)			(ikke beregnet)		
Varmegenvinding fra kompressor. Erstatte varme fra naturgaskedel	300.000 2)	-360.000	-0,077									
Mere optimal afvejning mellem jern/ilt og kulfilter	0 3)	-140.000	-0,032									
Undgå 1% kapacitetsreduktion af membraner. Ekstra måleudstyr og sikkerhedsfiltere.	500.000 4)	-260.000	-0,047									
Biologisk svovlrensning og kulfilter inden opgradering frem for jern/ilt og kulfilter	0 3)	-210.000	-0,051									
Reduktion af metantab med Regenerative Thermal Oxidizer (RTO)	2.000.000 5)	100.000	0,080									

1) Anslået merpris for forbedret membran.

2) Oplyst merpris fra Puregas Solutions.

3) CAPEX til svovlrensning inkl. i OPEX, da udgifterne er slået sammen i referencen.

4) Estimeret merpris til ekstra måleudstyr og/eller ekstra sikkerhedsfiltere til beskyttelse mod fx højere svovlindhold eller VOC.

5) CAPEX estimeret på baggrund af priser på større enheder oplyst af Malmberg. OPEX (vedligehold m.m.) estimeret for RTO.

Generelt	Anlæg 1 - Lille			Anlæg 2 - Mellemstort			Anlæg 3 - Stort			Anlæg 4 - Meget stort		
	Bionaturgas 500 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 1.500 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 3.000 Nm <sup>3</sup> /h			Opgr. biogas 6.000 Nm <sup>3</sup> /h		
	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	CAPEX ændring kr.	OPEX ændring kr./år	Samlet ændring kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
Oppetid hævet fra 96% til 98%	250.000 1)	-530.000	-0,118	500.000 1)	-1.580.000	-0,120	1.000.000 1)	-3.150.000	-0,120	1.500.000 1)	-6.310.000	-0,121
Oppetid hævet fra 98 til 99%	600.000 2)	-260.000	-0,046	1.200.000 1)	-790.000	-0,051	2.400.000 1)	-1.580.000	-0,051	3.600.000 1)	-3.150.000	-0,054

1) Estimeret ekstraudgift til flere kritiske reservedele på lager.

2) Estimeret ekstraudgift til redundans af kritiske procesdele, fx kompressor.

Som det fremgår af tabellen ovenfor, er der bedst mulighed for at sænke de månedlige udgifter ved at:

- **Vælg billigst mulig svovlrensning**, dvs. biologisk rensning. Dette er langt fra altid tilfældet, hvis man ser på de eksisterende anlæg, og nye anlæg kan spare mange penge ved at vælge billigste teknologi. Små anlæg kan måske have svært ved at skaffe tilstrækkelig kapital, da biologisk rensning har væsentlig højere CAPEX end fx kulfilter eller brug af jern/ilt i biogasproduktionen.
- **Sikre membranerne bedre mod urenheder**, der kan ødelægge dem. Dette forsøges allerede af leverandørerne, men problemer og risiko kommunikerer øjensynligt ikke godt nok, da mange får problemer. Så enten skal kommunikationen forbedres, eller der skal investeres i ekstra sikkerhedsanordninger.
- **Implementere varmegenindvinding fra membranprocessen**. Dette gøres allerede på en del membran anlæg, men ikke alle. Hæmskoen kan være begrænsede lånemuligheder, da membran anlæg i Danmark ofte er små anlæg, som har sværere ved at låne til de ekstra investeringer.
- **Have højest mulig varmegenindvinding for aminprocessen**. Dette gøres mange steder allerede og er allerede et stort fokus for leverandører, men der kan være lokale forhold, som gør det svært at udnytte al overskudsvarmen.
- **Øge anlæggets opetid mest muligt**. Selvom det kan være dyrt i reservedele og redundans, er den tabte fortjeneste ved bare få dages nedetid så stor, at det er en god investering for at sikre en højest mulig opetid. En højest mulig garanteret opetid fra leverandøren gennem investeringer og 24/7-service er derfor en god investering for at forbedre den overordnede anlægsøkonomi.

Som det ses af beregningen for sænket metantab for vandkrubber (ved brug af askefiltre til at ændre procesbetingelser og reducere metantab fra vandkrubberprocessen), er askefilterteknologien er meget dyr). Dette skyldes især den høje udgift til løbende asketransport. De ekstra udgifter til aske anlæg modsvarer altså langt fra den ekstra indtjening ved at sænke metantabet.

Ønskes metantabet – for enten vandkrubber eller membran anlæg – nedbragt af hensyn til klimaet og/eller eventuelle fremtidige miljøkrav, er en termisk forbrænding i en Regenerative Thermal Oxidizer (RTO) en bedre løsning.

Endelig bemærkes det, at man ikke kan akkumulere alle besparelserne for fx amin anlæg og konkludere noget om prisen for opgradering af biogas. Alle forbedringsmuligheder er relative i forhold til før-situationen – altså hvad der forbedres i forhold til – og vil derfor ikke nødvendigvis alle være relevante i forhold den før-opgraderingspris, som man evt. sammenligner med.

## 5.5. Svovlrensning

### Projekt AP 6: Dansk Gasteknisk Center a/s

*Bemærk at dette afsnit ikke indeholder gennemregning af optimeringstiltag. Nogle tiltag er inkluderet i optimeringsforslag for opgraderingsanlæg. Emnet svovlrensning var ikke en del af det oprindelige EUDP-projekt, men undervejs i arbejdet med opgraderingsanlæg viste det sig, at valg af svovlrensningsteknologier og leverandøranbefalinger var et broget billede. En mindre kvalitativ kortlægning blev derfor udarbejdet.*

Når man som nyt (eller eksisterende) biogasanlæg skal vælge, hvilken svovlrensningsløsning man ønsker at investere i til sit anlæg, er der forskellige faktorer, som vejer mere eller mindre:

- Investeringsomkostninger
- Driftsomkostninger
- Krav fra opgraderingsanlægget
- Krav til kvaliteten af opgraderet biogas
- Arbejdsmiljø.

Endelig er der altid de mere "uforudsigelige" årsager, såsom dårlige erfaringer fra netværket eller anbefalinger fra leverandøren af biogas- eller opgraderingsanlægget.

#### Svovlrensning afhængig af opgraderingsteknologi

Når der skal vælges svovlrensningsteknologi, er det ikke uvæsentligt, hvilken opgraderingsteknologi man anvender.

#### Membrananlæg

Når man benytter membrananlæg til at opgradere biogassen, skal **al** svovl være fjernet inden opgradering, da svovlen er giftig for membranerne og vil medføre varig kapacitetsnedsættelse af opgraderingsanlægget. Det er derfor vigtigt ikke alene at rense svovlen væk før opgradering, men også at benytte en svovlrensningsmetode, som helt sikkert fjerner al svovl fra biogassen – også under uregelmæssigheder i driften.

Af denne grund er et kulfilter inden membrananlægget en rigtig god idé, da det i hvert fald fjerner al resterende svovl. Da kulfilter alene er en driftsøkonomisk dyr løsning, er det dog smart at nedbringe svovlindholdet på anden vis inden kulfilteret. Dette gøres normalt på de danske membrananlæg med en kombination af jern og O<sub>2</sub> i biogasreaktoren, men kunne i princippet også gøres med en form for biologisk rensning. Sidstnævnte er den billigste løsning på den lange bane – især for større anlæg – men kræver, at anlægget har mulighed for de større investeringsomkostninger til start.

### **Aminskrubberanlæg**

I forbindelse med aminskrubberer kan svovlen som sådan fjernes hvor/når som helst i processen. Ønsker man at fjerne svovlen efter opgradering, kræver det dog, at aminanlægget er designet til det. Dette både i forhold til korrosionsbeskyttelse og valg af en aminvæske, som kan binde svovlen tilstrækkeligt.

Korrosionsbeskyttelse vil gøre anlægget lidt dyrere, og en brugbar aminvæske kan have lidt højere varmebehov (ved regenerering) og dermed lidt højere driftsudgifter. Begge dele er dog relativt lave ekstraudgifter sammenlignet med de driftsøkonomiske udgifter til svovlrensning. Vælger man at gøre dette, kan svovlen fjernes med biologisk rensning af CO<sub>2</sub>-afkastet, hvilket er den klart billigste løsning til svovlfjernelse. Dette synes også efterhånden at være tendensen blandt nybyggede anlæg. Alternativt skal svovlen fjernes inden opgradering, hvilket fx kan gøres med jern/O<sub>2</sub> i biogasreaktoren efterfulgt af biologisk rensning og/eller kulfilter. Dette vil dog være noget dyrere rent driftsøkonomisk.

### **Vandskrubberanlæg**

Vandskrubberanlæggene har ligesom aminanlæggene potentielt mulighed for at fjerne svovlen hvor som helst i processen, men tilsvarende kræver det, at anlægget er designet til det. Dette gøres normalt ikke jf. leverandøren Malmberg og de eksisterende vandskrubberanlæg, men det kan lade sig gøre. I disse tilfælde vil biologisk rensning af CO<sub>2</sub>-afkastet tilsvarende være langt den billigste svovlrensningsmetode. I praksis er dette dog normalt ikke tilfældet.

I stedet benyttes der normalt biologisk rensning (gerne den modificerede løsning, da den traditionelle historisk har givet problemer med for højt O<sub>2</sub>-indhold) eller kulfilter inden opgradering – evt. kombineret med brug af jern i biogasreaktoren inden.

### **Svovlrensning afhængig af anlægsstørrelse**

Som beskrevet i de tidligere afsnit er nogle svovlrensningsløsninger mere omkostningstunge i forhold til startinvestering (CAPEX), mens andre har høje driftsudgifter (OPEX). Samtidig har de biologiske rensningsanlæg en betydelig stordriftsfordel. Derfor kan det være forskelligt, hvilken løsning som skønnes bedst for forskellige størrelser anlæg.

Bygger man et stort, industrielt opgraderingsanlæg, vil den klart billigste løsning være biologisk rensning – gerne på CO<sub>2</sub>-afkastet. Bygger man derimod et mindre anlæg, vil stordriftsfordele gøre den biologiske rensning relativt dyrere sammenlignet med de andre teknologier. Samtidig kan der for nogle anlægsejere være problemer med lånemuligheder til at vælge mest effektive løsning. Og



endelig er små anlæg oftere ejet af lokale landmænd, hvor simplicitet i forhold til drift og vedligehold vejer tungt. Dette kan gøre, at en løsning med jern/O<sub>2</sub> og kulfilter oftere er foretrukket, selvom det på den lange bane kan blive en dyrere løsning.

### Svovlrensning afhængig af O<sub>2</sub>-problematikker

Der har de senere år været et stigende fokus på, at en øget mængde af opgraderet biogas i gassystemet vil give et øget O<sub>2</sub>-indhold i den danske gas. Dette er ikke et direkte problem i forhold til det danske lovkrav om 0,5 % O<sub>2</sub>, men ved eksport til Tyskland kan det give problemer, da de her kun tillader 0,001 % O<sub>2</sub> i transmissionssystemet, hvor den danske gas tilføres. Der arbejdes derfor i flere sammenhænge på løsninger på dette problem. Én mulig løsning er at nedbringe/eliminere O<sub>2</sub>-indholdet i den producerede opgraderede biogas. Dette kan gøres ved at udelukke brug af in-situ O<sub>2</sub> i biogasreaktoren samt kulfilter og traditionel biologisk rensning inden opgradering som svovlrensningens metode.

Dette vil i så fald reducere mulighederne for svovlrensning til:

- Jerntilsætning i biogasreaktoren.
- Biologisk rensning med ekstern regenerering inden opgradering.
- Biologisk rensning af CO<sub>2</sub>-afkast.

Jerntilsætning er en ret dyr metode – især hvis man også skal investere i en form biologisk rensning efterfølgende. Det vil derfor reelt reducere svovlrensningens muligheder til:

- Biologisk rensning med ekstern regenerering til de opgraderingsanlæg, hvor svovl skal fjernes inden opgradering – dvs. membranlæg og muligvis vandkrubberanlæg. Membranlæg vil dog nok kræve et poleringskulfilter uden O<sub>2</sub> efterfølgende, da biologisk rensning oftest efterlader en minimal rest af svovl.
- Biologisk rensning af CO<sub>2</sub>-afkast for de anlæg, hvor man designer til, at dette kan lade sig gøre – dvs. aminanlæg og muligvis vandkrubberanlæg.

### Andre overvejelser om valg af svovlrensningens metode

Ud over ovennævnte overvejelser kan andre faktorer også spille ind, når der vælges svovlrensningsteknologi:

- Fjernes svovlen først efter opgradering, er der et større område, hvor der ved utilsigtede udslip vil være relativt høje koncentrationer af H<sub>2</sub>S. Derfor kan der ud fra arbejdsmiljøhensyn argumenteres for at fjerne/reducere svovlen tidligere i processen.

- Især mindre/gårdbaserede anlæg synes at lytte en del til erfaringer i deres netværk eller tilsvarende. Har en anden anlægsejer i området fx haft dårlige erfaringer med biologisk rensning eller er særlig glad for brug af jern til svovlreduktion, kan det spille ind i valget af svovlrensning.
- Nogle leverandører af enten biogas- eller opgraderingsanlæg anbefaler en særlig svovlrensningsløsning til deres anlæg. Dette kan der være god mening bag – fx at optimere eller beskytte deres eget anlæg. Men man kan ikke nødvendigvis regne med, at leverandøren har kendskab til alle svovlrensningsteknologier, eller at den anbefalede løsning nødvendigvis er den billigste løsning for det samlede anlæg.

## 5.6. Energiintegration af biogasproduktion og biogasopgradering

### Projekt AP 7: PlanEnergi

Energiforbrug ved bionaturgasproduktion er af væsentlig betydning for produktionsprisen på opgraderet biogas. Der er specielt et stort energiforbrug forbundet med opvarmning til procestemperatur i reaktortanke og til brug i opgraderingsanlæg. Tidligere projekter viser en udgift på 5-7 % af den årlige indkomst ved anlæg med aminopgradering og 0,5 % ved membran anlæg, dertil skal tillægges en øget el udgift. Derfor er det essentielt at undersøge energieffektivisering for at gøre produktion bionaturgas både mere konkurrencedygtigt samt grønnere.

Der undersøges muligheder for optimering og udveksling af varme internt i systemet, samt yderligere at undersøge muligheder for at sælge varmen til omkringliggende fjernvarmeværker eller andre med et stort varmebehov. Det store varmebehov og flows i et biogasanlæg gør også, at der er øget mulighed for at genanvende og optimere disse ved brug af en varmepumpe.

Ved produktion af varme til biogasprocessen anvendes der i dag primært gaskedler, mens nogle bruger biomassekedler. Derfor undersøges det, hvilken klimaeffekt og miljømæssige fordele der kan opnås via energieffektivisering og mindsket forbrug af fossile brændsler til produktion af opgraderet biogas.

Det er undersøgt, hvorvidt en varmepumpe på fortanken er en rentabel investering for at reducere metanudledningen fra biogasproduktionen; dette er gældende for anlæg uden gastæt overdækning. Temperaturen i fortanken varierer med udetemperaturen fra 15 til 27 °C, og da metanudledningens størrelse afhænger af temperaturen på mediet, vil der være et større tab om sommeren. Ved installation af en varmepumpe på fortanken kan temperaturen sænkes til ca. 15 °C over hele året, hvilket betyder, at metanproduktion bringes i stå. Dette er rentabelt, fordi den højere metanproduktion udnyttes i anlægget og tilfører en ekstra indtægt. Forslaget skal ses som et alternativ til gasopsamling.

Mulighederne for udnyttelse af varmen i den afgassede gylle er undersøgt og beregnet. Den afgassede gylle har ofte en temperatur mellem 35 og 40 °C og kan variere hen over året, men i denne case benyttes en konstant temperatur på 40 °C. Der er derved et varmpotentiale, samtidig med at det miljømæssigt vil være en fordel, at gyllen er nedkølet, når den leveres ud til landmændene, enten til lagring i lagertank eller til direkte udspredning.

Omkostningerne ved at investere og drifte et varmpumpeanlæg er beregnet og sammenholdt med de indtægter, som salg af varme kan give. Tilbagebetalingstiden kan være 6-7 år i visse tilfælde, som er meget afhængig af, om biogasanlægget kan sælge varme til fjernvarme, bruge det selv til procesvarme, eller der er overskud af varme på anlægget.

Det er undersøgt, hvorvidt gasdrevne varmpumper kan konkurrere med eldrevne varmpumper, selvom gasvarmpumpen har en lavere effektivitet og har højere investeringsomkostninger. I eksemplet sammenlignes en 0,12 MW<sub>varme</sub> eldrevet varmpumpe med en 0,12 MW<sub>varme</sub> gasdrevet varmpumpe i energyPRO med el og naturgaspriser fra 2019, og det findes, at det giver den største årlige besparelse at investere i en gasdrevet varmpumpe.

Det er undersøgt, om det er muligt og rentabelt at udnytte højtemperaturvarmpumper for derved at fortrænge fossilt brændselsindkøb, fx gas, som ofte anvendes ved levering af hedt vand til aminopgraderingsanlæg. Der er regnet på tre scenarier for integration af varmpumper. Driftsomkostningerne kan reduceres med hhv. 90.000, 390.000 til 350.000 kr. for scenarierne 1 til 3. I det økonomisk mest fordelagtige eksempel kan varmpumper næsten konkurrere med gaskedlen, men afhænger dog i stor grad af muligheden for tilskud til investeringsomkostninger til varmpumper, da de har højere investeringsomkostninger end en gaskedel.

Mulighederne og besparelspotentialet i varmeveksling mellem den afgassede biomasse og den biomasse, som pumpes ind i anlægget, er undersøgt. Det er antaget, at biomassen, der pumpes ind i varmeveksleren, allerede er forvarmet til 33 °C med standard varmeveksling, som findes på langt de fleste anlæg, mens den varme strøm til varmeveksleren er en delstrøm fra opgraderingsanlægget med 53 °C.

To forskellige veksleropbygninger fra hhv. Alfa Laval og WEISS er undersøgt. Det er fundet, at der fra første år er en nettobesparelse ved veksleren fra WEISS på hhv. ca. 63.000 kr., 270.000 kr., 580.000 kr., 640.000 kr. og 880.000 kr. for de fem modelanlæg. Besparelsen ved veksleren fra Alfa Laval er hhv. 70.000 kr., 140.000 kr., 330.000 kr., 380.000 kr. og 760.000 kr.

I forbindelse med brug af gyllevarmevekslere på biogasanlæg er der et behov for rengøring. Rengøringen er vigtig, idet fouling (belægning på indersiden af røret) sænker rørets indre diameter og varmeoverføringsevne. Dette forårsager øget pumpetid og behov for større tryk fra pumper og derved øget elforbrug. Der anvendes store mængder syre til rengøring. Det er derfor undersøgt, hvor stort et besparelspotentiale der er ved at anvende et system, der frasorterer foulingen fra syren og derved gør det muligt at genanvende den. Besparelsen ved de tre modelanlæg er fundet til hhv. 12.500 kr., 37.500 kr. og 75.000 kr.

Tabel 15 viser effekten af de identificerede optimeringstiltag.

*Tabel 15 Effekt af tiltag til energioptimering. Positive tal (+) er en udgift. Negative tal (-) er en besparelse.*

Tiltag til reduktion af produktionsomkostninger til opgraderet biogas					
(kr./Nm <sup>3</sup> metan)					
	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Varmepumpe på fortank	-0,010	-0,005	-0,006	+0,019	-0,029
Varmepumpe på efterlagertank	-0,008	-0,012	-0,013	-0,014	-0,008
Varmepumper til integration mellem opgraderings- og biogasanlæg	+0,120	+0,120	+0,120	+0,120	+0,120
Varmeveksling WEISS	-0,015	-0,021	-0,023	-0,017	-0,012
Varmeveksling Alfa Laval	-0,016	-0,005	-0,013	-0,015	-0,007
CIP - rengøring af rør og vekslere	-0,003	-0,003	-0,003	-0,003	-0,002

## 5.7. Tilslutning til gassystemet

### Projekt AP 8: Dansk Gasteknisk Center a/s

#### Generelt om optimeringsmuligheder

Optimeringsmulighederne for nettilslutningsanlæg er begrænsede. Da projektet blev sat i gang, var der tre gasdistributionsselskaber i Danmark: HMN Gasnet P/S og Dansk Gas Distribution A/S' to selskaber (det tidligere DONG net og Naturgas Fyn net). Hvert selskab havde sin praksis omkring teknisk udformning af nettilslutninger, men med mange fælles træk. De tre gasdistributionsselskaber er nu lagt sammen i selskabet Evida. I forbindelse med sammenlægningen er de tidligere selska-

bers forskellige praksisser gjort ensartede og omkostningsoptimerede, bl.a. ved brug af rammeaftaler med leverandører og ensartede tilslutningsprincipper. Det har derfor ikke været muligt at værdisætte yderligere optimeringsmuligheder.

### Modtagestation

Modtagestationer standardiseres i videst muligt omfang. Evida arbejder p.t. med to størrelser modtagestationer, der dækker alle opgraderingsanlægsstørrelser. Modtagestationerne har i mange tilfælde større kapacitet end opgraderingsanlæggene. Det sikrer fremtidig udvidelsesmulighed, og besparelsen ved at bygge modtagestationen med mindre kapacitet (rørdimension) er meget begrænset. Evida arbejder løbende på standardisering.

### Standardisering af myndighedsarbejde og systemlayout

Myndighedsarbejdet lettes og gøres billigere ved at benytte så få standardiserede komponenter og layouts som muligt. Evida har igangsat dette.

### Standard injektionsstreng

Der benyttes i videst muligt omfang standard injektionsstreng i dimension DN 100, som - hvor det er muligt - indbygges i eksisterende MR-stationer. De steder, hvor dette ikke kan lade sig gøre, anvender netejer specialløsninger, typisk indbygget i mindre containere/skabe.

### Gasanalyse i stedet for gaskromatograf

I dag måles gaskvaliteten i modtagestationen med gaskromatograf (GC). Gaskromatografer er dyre i indkøb og drift og kan erstattes af gasanalyseudstyr, hvis mindre målenøjagtighed kan accepteres. Gasanalyseudstyr i modtagestationen kan give en besparelse. Gaskvalitetsafvisningskriterierne vil blive skærpet på grund af den mindre målenøjagtighed. Man må også formode, at den større usikkerhed på brændværdibestemmelsen vil medføre en lavere samlet afregning for den opgraderede gas, da usikkerheden skal fratrækkes.

Dette skyldes, at acceptkriterierne i Bekendtgørelse om gaskvalitet skal tillægges (hvis det er en minimumsgrænse) eller fratrækkes (hvis det er en maksimumsgrænse) måleunøjagtigheden. Opgraderingsejere får altså et snævrere spillerum i gaskvaliteten for at kunne levere til gassystemet.

### H<sub>2</sub>S-problematik

Evida har i samråd med Sikkerhedsstyrelsen indført praksis, så H<sub>2</sub>S-problematikken er blevet minimeret. Større unøjagtighed medfører snævrere acceptinterval for opgraderingsejer.

### Sænket tryk i fordelingsnet

Evida arbejder kontinuerligt på at kunne sænke trykket i fordelingsnettene, så udgifterne til kompression reduceres.

### Flere MR-stationer kobles sammen

Sammenkobling af flere MR-stationer via en 7 bar PE-ledning kan give ganske betydelige besparelser på kompressordrift. Denne løsning er anvendt flere steder, og Evida er meget opmærksom på denne mulighed.

### Kompressortilsyn

Tilsyn hver måned i stedet for hver uge kan give besparelser, men kan kræve flere sensorer til overvågning. Evida arbejder på at optimere økonomien i forbindelse af driften af kompressorerne, herunder forventes introduceret reduceret fysisk tilsyn med enhederne ved bedre overvågning.

### Højere tryk i tilslutningsledning

Ved at arbejde med et maksimalt tryk på PE-ledningen på 7 bar(g) kan den opgraderede biogas transporteres over temmelig store afstande (selvfølgelig afhængig af mængde og ledningsdimension). Der er eksempler på op til 25 km. Der er givet tilladelse til at anvende PE-rør (SDR 11) op til en diameter på 200 mm, hvilket reducerer omkostninger til ledningen ved store anlæg med stor afstand til nærmeste MR-station. Ca. 3.000 Nm<sup>3</sup>/time opgraderet biogas kan transporteres ca. 25 km.

### Quality tracker

Brug af Quality trackeren vil også på sigt give besparelser på etablering af gaskromatografer og målerudrustning.

## Bilag 1: Ord og begreber, forklaring

Gas <sup>1)</sup>	Fællesbetegnelse for alle typer gas, der teknisk og sikkert kan injiceres i gassystemet (dvs. gaskvaliteten opfylder krav i bekendtgørelse nr. 230 af 21/03/2018 om gaskvalitet).
Fossil gas	Gas, der stammer fra fossile kilder og teknisk og sikkert kan injiceres i gassystemet (dvs. gaskvaliteten opfylder krav i bekendtgørelse nr. 230 af 21/03/2018 om gaskvalitet). Typisk sammensat af forskellige kulbrinter, herunder metan. Tidligere kaldet naturgas.
Biogas	Gas, der består af metan (ca. 60 %) og kuldioxid/CO <sub>2</sub> (ca. 40 %), som dannes, når organisk materiale rådner under iltfrie/anaerobe forhold. Organisk materiale er husdyrgødning og organiske restprodukter fra landbrug, industri og husholdninger, og evt. energiafgrøder.
Biogasanlæg	Betegnelse for alle tekniske installationer, tanke m.v., der er nødvendige for at omdanne organisk materiale til biogas.
Opgraderet biogas <sup>1)</sup>	Gas, der er fremstillet af biogas og teknisk og sikkert kan injiceres i gassystemet (dvs. gaskvaliteten opfylder krav i bekendtgørelse nr. 230 af 21/03/2018 om gaskvalitet). Også kaldet bionaturgas og biometan.
Opgraderingsanlæg	Betegnelse for alle tekniske installationer, der er nødvendige for at omdanne biogas til opgraderet biogas.
Distributionssystem <sup>1)</sup>	Lavtryksledninger med tilhørende nødvendige anlæg til transport af gas med behørig gaskvalitet, men ikke bygasnet. Tidligere betegnelse er distributionsnet.
Transmissionssystem <sup>1)</sup>	Højtryksrørledninger med tilhørende nødvendige anlæg til transport af gas, men ikke opstrømsrørledningsanlæg. Tidligere betegnelse er transmissionsnet.
Distributionsselskab <sup>1)</sup>	Enhver fysisk eller juridisk person, der varetager distribution, der er ansvarlig for driften, vedligeholdelsen og om nødvendigt etablering af ny og ændring af eksisterende infrastruktur for at sikre distributionssystemerne. Tidligere kaldet netselskab.
Gylle	Flydende staldgødning, som opstår, når kreaturer, svin og andre dyr går på spaltegulve, der tillader både ajle (urin) og møg

	(blanding af fast afføring og strøelse) at falde ned i et opsamlingsystem.
Biomasse	Faste biomasser, der kommer fra landbrugsproduktion.
Energiafgrøder	Afgrøder, der anvendes til biogasproduktion og er omfattet af bekendtgørelse nr. 301 af 25/03/2015 om bæredygtig produktion af biogas.
Industriaffald	Restprodukter, der benyttes til biogasproduktion, fx slagteriaffald, mejeriaffald, glycerin, sheamel, olivenrester, melasse m.v.
KOD	Kildesorteret Organisk Dagrenovation. Madaffald o.l., der stammer fra husholdninger og erhverv.
HRT	Hydraulic Retention Time. Gennemsnitlig opholdstid for organisk materiale i biogasreaktoren.
Thermofil (biogasproces)	Biogasproces, der sker ved ca. 52 °C.
Nm <sup>3</sup>	Normalkubikmeter. N betyder normalttilstand, dvs. gassens normalttilstand er henregnet til temperaturen 0 °C og trykket 1013 mbar. Det vil sige 1 Nm <sup>3</sup> = 1 kubikmeter ved 0 °C og 1013 mbar.

Note 1) Betegnelser benyttet i denne rapport tager bl.a udgangspunkt i ”Forslag til Lov om ændring af lov om naturgasforsyning, lov om fremme af vedvarende energi og forskellige andre love”, der er sendt i høring november 2020. I lovforslaget ændres en række betegnelser og begreber. Baggrunden for det foreslåede er, at brugen af betegnelsen naturgas relaterer sig til lovens og gasinfrastrukturens historiske oprindelse og ikke afspejler den gældende sammenblanding af gas fra fossile kilder og grøn gas fra vedvarende energikilder, der findes i gasinfrastrukturen i dag.



## **Bilag 2: Projektrapporter, oversigt**

### **Kortlægning af produktionskæde for opgraderet biogas (projekt AP 2)**

ISBN nr: 978-87-7795-429-0. Udgivelsesdato: 25. november 2020

Udarbejdet af: Dansk Gasteknisk Center a/s. Kontaktperson: Thomas Hernø (email: [the@dgc.dk](mailto:the@dgc.dk))

### **Gyllehåndtering og forbehandling, optimering (projekt AP 3)**

Udgivelsesdato: 25. november 2020

Udarbejdet af: PlanEnergi. Kontaktperson: Karl Jørgen Nielsen (email: [kjn@planenergi.dk](mailto:kjn@planenergi.dk))

### **Biomasse forbehandling og optimering (projekt AP 4)**

Udgivelsesdato: 25. november 2020

Udarbejdet af: Århus Universitetet.

Kontaktperson: Henrik B. Møller (email: [henrikb.moller@eng.au.dk](mailto:henrikb.moller@eng.au.dk))

### **Biogasproduktion, optimering (projekt AP 5)**

Udgivelsesdato: 25. november 2020

Udarbejdet af: PlanEnergi. Kontaktperson: Karl Jørgen Nielsen (email: [kjn@planenergi.dk](mailto:kjn@planenergi.dk))

### **Potentiale for optimering af biogasopgradering (projekt AP 6)**

ISBN nr: 978-87-7795-430-6. Udgivelsesdato: 25. november 2020

Udarbejdet af: Dansk Gasteknisk Center a/s. Kontaktperson: Anette Hansen (email: [amh@dgc.dk](mailto:amh@dgc.dk))

### **Svovlrensning – metoder og anbefalinger (projekt AP 6)**

ISBN nr: 978-87-7795-431-3. Udgivelsesdato: 25. november 2020

Udarbejdet af: Dansk Gasteknisk Center a/s. Kontaktperson: Anette Hansen (email: [amh@dgc.dk](mailto:amh@dgc.dk))

### **Energiintegration af biogasproduktion og opgradering (projekt AP 7)**

Udgivelsesdato: 25. november 2020

Udarbejdet af: PlanEnergi. Kontaktperson: Karl Jørgen Nielsen (email: [kjn@planenergi.dk](mailto:kjn@planenergi.dk))

### **Tilslutning til gassystemet (projekt AP 8)**

ISBN nr: 978-87-7795-432-0. Udgivelsesdato: 25. november 2020

Udarbejdet af: Dansk Gasteknisk Center a/s. Kontaktperson: Thomas Hernø (email: [the@dgc.dk](mailto:the@dgc.dk))

### Bilag 3: Beregningsforudsætninger

I alle beregninger af optimeringstiltag er benyttet nedenstående generelle beregningsforudsætninger.

Forudsætninger opsummering			
Rente benyttet til diskontering	Lav	5%	
	Høj	10%	
Afskrivningsperiode maksimal		20 år	
Metan (CH <sub>4</sub> )	Brændværdi (nedre)	9,97 kWh/Nm <sup>3</sup>	
Elpris inkl. afgifter, TSO, DSO m.v.		0,48 kr./kWh	
El CO <sub>2</sub> emission		0,054 kg/kWh	
Fossil gas pris inkl. afgifter, DSO m.v.		0,17 kr./kWh	
Fossil gas CO <sub>2</sub> emission		0,156 kg/kWh	
Opgraderet biogas værdi		6,0 kr./Nm <sup>3</sup>	
Dieselpri		6,7 kr/l	
Vandpris		5,2 kr./m <sup>3</sup>	
Bemanning	Maskinmester eller lignende	3.545 kr. / dag	220 Arbejdsdage / år
	Ufaglært medarb. / kontormer	2.364 kr. / dag	136 Timer / måned

## Bilag 4: Om projektet ”Energi- og omkostningsoptimering af bionaturgasproduktion”

### Titel

Energi- og omkostningsoptimering af bionaturgasproduktion. EUDP-j.nr. 64018-0512.

### Varighed og budget

Start: 1. januar 2019. Slut: 30. november 2020

Projektbudget 4.2 mio. kr., heraf EUDP tilskud: 2,4 mio.kr.

### Projektdeltagere

- Dansk Gasteknisk Center a/s (projektleder)
- PlanEnergi
- Aarhus Universitet
- Biogas Danmark (tidl. Foreningen Biogasbranchen)
- Evida Nord A/S (tidl. HMN Naturgas I/S)
- Evida Syd A/S (tidl. Dansk Gas Distribution A/S)
- Dansk Fagcenter for Biogas

Projektets organisering er bygget op, så hovedparten af opgaverne udføres af tre partnere: Dansk Gasteknisk Center a/s, PlanEnergi og Aarhus Universitet. Dansk Gasteknisk Center a/s bidrager med projektledelse og viden om grønne gasser, biogasopgradering og metantab. PlanEnergi har i sin rådgivervirksomhed viden om gyllehåndtering, biomasser, biogasproduktion og energi. Aarhus Universitet bidrager med viden om biomasseforbehandling og muligheder for at forøge biogasudbytte. Biogas Danmark bidrager med viden om biogasanlæggene og sparring. De to gasdistributionselskaber Evida Nord A/S og Evida Syd A/S bidrager med viden om tilslutning til gassystemet. Dansk Fagcenter for Biogas står for formidlingen af projektets resultater.

### Projektets formål (iflg. EUDP-ansøgning september 2018)

*Begreber tilrettet sprogbug i denne rapport.*

Projektets formål er at reducere omkostninger til og klimabelastning fra produktion af opgraderet biogas. I projektet vil vi adressere:

- Reduktion af energiforbruget til biogasproduktion og -opgradering.

- Øget anvendelse af genvundet energi fra opgraderingsprocesser og omkostningsbesparelser ved integration af biogasopgraderings- og biogasproduktionsanlæg.
- Øget biogasudbytte ved forbehandling af biomasse
- Reduktion af metantab i gyllehåndtering, biomasseforbehandling, biogasproduktionen og i opgradering af biogas til bionaturgas.
- Reducerede omkostninger til kvalitetskontrol, injektion i naturgasnettet og evt. kompression.

Projektets forventede resultater (iflg. EUDP-ansøgning september 2018)

*Begreber tilrettet sprogbrug i denne rapport.*

Projektets forventede resultater er forslag til:

- Metantabsreduktioner i staldsystemer og i produktionskædens øvrige led.
- Forøget biogasudbytte fra biomasseforbehandling.
- Omkostningsreduktioner til biomasseforbehandling.
- Omkostningsreduktioner til transport af gylle fra leverandør til biogasanlæg.
- Omkostningsreduktioner til proces-el og -varme i biogasanlæg og opgraderingsanlæg.
- Omkostningsreduktioner til produktion og injektion af opgraderet biogas i gassystemet.

Projektets resultater præsenteres i et FUD (Forskning, Udvikling og Demonstration) -katalog, således at aktører i biogasbranchen (rådgivere, leverandører, biogaslægejeere og investorer) har et nemt tilgængeligt værktøj til at beslutte, hvilke tiltag der er relevante at vurdere i deres konkrete anlæg.

### Projektets arbejdsplaner

Projekter var bygget op omkring en række arbejdsplaner. Ansvarlig for arbejdsplanen er vist i ( ).

- AP 1 Projektledelse (Dansk Gasteknisk Center a/s)
- AP 2 Kortlægning af bionaturgasproduktionskæde (Dansk Gasteknisk Center a/s)
- AP 3 Gyllehåndtering og forbehandling, optimering (PlanEnergi)
- AP 4 Biomasseforbehandling, optimering (Aarhus Universitetet)
- AP 5 Biogasproduktion, optimering (PlanEnergi)
- AP 6 Biogasopgradering, optimering (Dansk Gasteknisk Center a/s)
- AP 7 Energiintegration af biogasproduktion og biogasopgradering (PlanEnergi)
- AP 8 Nertilslutning, omkostningseffektivisering (Dansk Gasteknisk Center a/s)
- AP 9 Evaluering af resultater i FUD-katalog (Dansk Gasteknisk Center a/s)
- AP 10 Formidling af projektresultater (Dansk Fagcenter for Biogas).