

## Biogasproduktion, optimering

Energi- og Omkostningsoptimering af Bionaturgasproduktion  
EUDP jr. nr. 64018-0512



25. november 2020

### NORDJYLLAND

Jyllandsgade 1  
DK-9520 Skørping  
Tel. +45 9682 0400  
Fax +45 9839 2498

### MIDTJYLLAND

Vestergade 48 H, 2. sal  
DK-8000 Aarhus C  
Tel. +45 9682 0400  
Fax +45 8613 6306

### SJÆLLAND

A.C. Meyers Vænge 15  
DK-2450 København SV  
Tel.: +45 2224 2562

[www.planenergi.dk](http://www.planenergi.dk)  
[planenergi@planenergi.dk](mailto:planenergi@planenergi.dk)

CVR nr.: 7403 8212

Sags. nr. 19-002

# Indholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>FORORD OG INDHOLD</b>	<b>3</b>
1.1	Forord	3
1.2	Indhold i arbejdspakke 5	3
<b>2</b>	<b>KONKLUSION OG OPSUMMERING</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>LEVERANCER</b>	<b>8</b>
3.1	Reduktion af driftstop	8
3.2	Energiforbrug og sammenligning af høje ståltanke og lave betontanke inkl. CAPEX og OPEX	11
3.3	Optimering af varmekonsum	18
3.4	Optimering af elforbrug	19
3.5	Overblik over sammenligning af høje ståltanke og lave betontanke	23
3.6	Reduktion af metantab på biogasanlæg	25
3.7	Forøgelse af metanprocent i biogassen ved selektive biomasseinput	27
3.8	Afsætning og bortskaffelse af afgasset biomasse	33
<b>4</b>	<b>RESULTATER</b>	<b>37</b>
4.1	Muligheder for at undgå driftsstop	37
4.2	Muligheder og tiltag til reduktion af energiforbrug på biogasanlæg	37
4.3	Muligheder og tiltag for reduktion af metantab på biogasanlæg	38
4.4	Muligheder og tiltag for forøgelse af metanprocent i biogas	38
4.5	Muligheder og tiltag indenfor afsætning af afgasset gylle	39
<b>5</b>	<b>POTENTIELLE UDVIKLINGSOMRÅDER I BIOGASPRODUKTIONEN</b>	<b>40</b>

# 1 Forord og indhold

## 1.1 Forord

Denne rapport er udarbejdet i projektet "Energi- og Omkostningsoptimering af bionaturgasproduktion", EUDP jr. nr. 64018-0512. De deltagende parter er Dansk Gasteknisk Center a/s (projektleder), PlanEnergi, Aarhus Universitet, Biogas Danmark (tidl. Foreningen Biogasbranchen), Evida og Dansk Fagcenter for Biogas. Projektets formål er at foreslå tiltag, der kan forøge indtægter og at reducere omkostninger til produktion af opgraderet biogas (biogas, der bliver opgraderet og sendt til gasnettet), samt foreslå tiltag, der kan reducere klimabelastningen.

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 5 – *Biogasproduktion* og er udarbejdet af:

Anders H. Nedergaard, PlanEnergi

Jacob Rosholm Mortensen, PlanEnergi

Karl Jørgen Nielsen, PlanEnergi

Projektets offentliggjorte resultater kan frit citeres med kildeangivelse.

## 1.2 Indhold i arbejds pakke 5

Formålet er at påvise potentialer for økonomisk optimering og besparelspotentialer på biogasanlæg i forhold til driftsomkostninger.

Modelanlæg	Mindre biogasanlæg  (Stort gårdanlæg / mindre fællesanlæg)  <i>Anlæg 1-M</i>	Mellemstort bio- gasanlæg  (mellemstort fæl- lesanlæg)  <i>Anlæg 2-A</i>	Stort biogasanlæg  (stort fællesanlæg / industrianlæg)  <i>Anlæg 3-A</i>	Meget stort biogas- anlæg  (meget stort indu- strianlæg)  <i>Anlæg 4a-A og Anlæg 4b-A</i>
Procestemperatur	52 °C	52 °C	52 °C	52 °C
Biomasseinput	130.000 tons/år	420.000 tons/år	840.000 tons/år	1.780.000/1.030.000 tons/år
Metaneksport til gasnet	4.300.000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	12.900.000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	25.800.000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	51.600.000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
Opgraderingsanlæg	Membran	Aminskrubber	Aminskrubber	Aminskrubber
Tanktype	Lav betontank	Høj ståltank	Høj ståltank	Høj ståltank
Omrørertype	Neddykket propel	Center	Center	Center

Der tages udgangspunkt i 5 biogasanlæg – der anvises muligheder for økonomisk optimering herunder fordele og ulemper. Der er valgt 1 biogasanlæg pr. størrelse ud af de præsenterede anlæg i arbejdsmappe 2. Fokus er ikke på opgraderingsteknologien, men på selve biogasanlægget, hvor der undersøges mulige besparelser, hvorfor opgraderingsteknologien som udgangspunkt er irrelevant. Der er dog anvendt eksempler på både membran- og aminskrubber anlæg som hyppigt ses på danske biogasanlæg.

Der er i arbejdsmappen 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.

## 2 Konklusion og opsummering

Der er i følgende rapport foretaget en sammenligning mellem forbruget på biogas industriens 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 varmeforbrug samt vedligehold end høje ståltanke. Det øgede vedligehold skyldes især service på neddykkede propelomrører. 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 maksimalt 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 såfremt 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/højde forhold på ca. 5:1 pga. bæreevnen i beton. Det høje diameter/højde forhold 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 fuld isoleret høj ståltank have begrænsede muligheder for at optimere varmetabet, da den bygges i et diameter/højde forhold 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 propelomrører 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 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 læk test af et måle-firma 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. % ekstra metanindhold biogassen øges inden opgradering i membrananlæg, og ca. 47.000 kr./år pr. % ekstra metanindhold i biogassen for amineranlæg på en anlægsstørrelse svarende til Anlæg 1-M. Man bør være opmærksom på, at opholdstid, procestemperatur mm. 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 mm, valg af opholdstid osv.). Biomasse afregnes ofte efter hvor meget gas det 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 sine afgrøder, men for nu, er der ikke konkrete og implementerede løsninger. Der vil indenfor 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. Nedenfor i Tabel 1 er lavet et overblik over nogle af tiltagene til at reducere omkostningerne samt den forventede reduktion i produktionspris pr. Nm<sup>3</sup> opgraderet biogas.

Tabel 1: Tiltag der kan reducere omkostningen til produktion af opgraderet biogas. 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.

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 varmemeforbrug	-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> CH<sub>4</sub> 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.

### 3 Leverancer

#### 3.1 Reduktion af driftstop

Driftsstop er næsten altid lig nedsat produktion på biogasanlæg. I Tabel 2 er vist hyppige årsager til driftsstop på biogasanlæg samt årsager og løsninger.

Tabel 2: Oversigt over hyppige årsager til driftsstop på biogasanlæg. Problemet, årsag og evt. løsning er vist for hver proces

Proces	Problem	Årsag	Løsning
Forbehandling	Stort slid på forbehandlingsudstyr	Fremmedlegemer i fast biomasse i form af sand, sten, plast, reb, nylonsnor og metal	Udskift af komponenter fx knive i forbehandlingsudstyr  Mobilkuser m. magnet Leverandør opdragelse
Indfødning	Tilstopning af indfødningssystem	Rørdiameter er for lille eller tørstof i indfødning for høj. Fremmedlegemer Struvit/belægninger i rør	Øge diameter på rør Øge neddeling med macerator. CIP-rengøring el. spuling
Fortank og reaktor	Skumning	Let-omsættelig biomasse Høj N-indhold (protein) Høj organisk belastning	Overvågning og kontrol af proces (evt. Skumdetektorer eller kamera) Organisk anti-skum (rapsolie)
Reaktortanke	Biologisk nedbrud  Nedbrud på lejer, bøsninger, gastætninger, gearkasser og motorer på omrørere	For stor organisk belastning Manglende proceskontrol  Slid Centrering af centeromrørere Manglende smøring af akseltætning og lejer Svage gearkasser For højt TS i biomasse Sand	Reduktion af organisk belastning indtil stabil proces Overvågning af pH, $\text{NH}_4^+$ -N, syretal og gasproduktion  Overvågning af komponenter f.eks. ved effektovervågning Timerstyret smørepatroner Regelmæssigt olieskift Udmåling af centrering/rystelser Egenkontrol Gaslækageovervågning Tøm sand ud af tank
Gas-blæser	Kondensat eller partikler Lækage fra akseltætninger	Fugtigt gas/partikler Manglende smøring og vedligehold $\text{H}_2\text{S}$	Ud kondensering af gas Timerstyret smørepatroner Egenkontrol
Sikkerhedsventiler og vandlåse	Snavs eller slid  Udtørring/frysning	Partikler der binder sig fast pakning Fordampning/udblæsning	Overvågning/rengøring/pakning Overvågning/autopåfyld af kølervæske eller glycerin
Brand	Brand ødelægger komponenter = driftsstop	For høj temperatur Manglende ventilation Kondensator i motor, frekvensomformer mm.	Termisk overvågning af tavler og el-komponenter



	Høj tavlerumstemperatur = reduceret levetid	Nedslidt el-udstyr, overophedning af el-komponenter, defekt el-udstyr	Overvågning, alarmering og automatisk brandslukning Termografering hvert år
Opgraderingsanlæg	Nedbrud på motorer og kompressorer	Slitage/støv/urenheder Manglende service	Faste service interval Timetæller der overvåger service

Der er mange årsager til driftsstop som det ses i Tabel 2 som ikke er udtømmende. Nogle er biogasanlæggene ansvarlige for, andre er det leverandøren. Fx når der modtages halm i big- og rundballer, bør nylon indpakninger og net fjernes inden tilførsel i anlægget. Der er tendens til at trådene vikler sig om omrørerne og kan med tiden ødelægge både aksler og andre komponenter. Anden biomasse og især dybstrøelse kan indeholde fremmedlegemer som slider på forbehandlingsudstyret. Løsninger findes, fx magnetbånd på en mobil-neddel er muligt. Urenheder i biomassen stammer oftest fra leverandøren, og man bør gøre leverandøren opmærksom på når kvaliteten af biomasse er dårlig. Biomasse kan også indeholde store mængder sand, som bundfælder i tanken og reducerer opholdstiden som vil betyde en lavere udrådningsgrad og dermed reduceret metanudbytte. Ved for meget sand der akkumuleres i den enkelte tank, skal tanken tømmes, for at sandet kan graves ud, som vil betyde at nedsat produktion i perioden.

I høje ståltanke skal man være opmærksom på, at centeromrøreren sidder i lod (perfekt balance) og denne skal muligvis justeres med koniske krans eller simses. Da der er risiko for at tankfundamentet sætter sig med tiden, kan omrørerne falde ud af vinkel, som vil betyde et større slid på aksler og lejer. Man bør også investere i kvalitets gearkasser til motorerne, samt sørge for at gearene er smurt, da gearkasser kan have lang leveringstid ved pludseligt nedbrud. Det kan betyde, at man vil være nødsaget til at opretholde produktionen uden omrøring som kan have konsekvenser på pumpningen af slamfasen, hvilket i sidste ende kan betyde driftsstop eller nedgang i produktion.

En anden risiko er brand på anlægget. Brand opstår fordi der er komponenter der bliver overophedet f.eks. i rum med manglende ventilation, slid på el-udstyr, ukorrekt monteret, støv eller defekt el-udstyr. Defekte kondensatorer i motorer eller frekvensomformere kan også være skyld i brand. Anlæg bør lave termografiske undersøgelser med varmekamera mindst 1 gang om året. Supplementet vil være automatisk brandslukning og alarmering om brand via SRO eller ABA-anlæg. I forlængelse skal også opgraderingsanlæg placeres i et ordentligt ventileret rum, da motorer og kompressorer udvikler store mængder varme. Man bør dog investere i ventilation, og ikke blot åbne døre og porte, da støv og urenheder udefra slider på udstyret.

Generelt for hele anlægget bør der via SRO-systemet kunne overvåges hvornår komponenter skal serviceres. Overvågning af anlægget, samt være på forkant med service kan ofte imødekomme mange driftsstop. Der findes software til SRO-systemer, som viser hvor mange timer komponenten har været i brug. Efter X antal timer viser systemet, at komponenten bør serviceres.

Det vil derudover være en fordel at dimensionere nøglekomponenter med ca. 120 % af den ønskede produktion. Det gælder især opgraderingsanlægget, omrører, pumper og andet udstyr hvor slid og elektroniske dele er til stede. Der kan argumenteres for, at det anvendte anlæg kan undgå en overdimensionering af reaktorkapacitet, da biomasseplanen tillader at der kan anvendes biomasse med større metan potentiale. Overdimensionering gør også, at der kan indhentes evt. tabt produktion fx ved et driftsstop hvorved årsnormen på støttet biogas fra Energistyrelsen alligevel kan nås. Anlæggets årsnorm for støtte er oftest målet for produktionskapaciteten på anlægget. En overkapacitet er vigtig, især opgraderingsanlægget, for at der kan indhentes tabt produktion fx ved et driftsstop, service eller anden årsag til affakling af den producerede biogas på anlægget.

## Planlægning af service og vedligehold.

På et biogasanlæg vil der årligt være en del inspektion, service og vedligehold. Ved at planlægge service og vedligehold optimalt, forventes det, at en oppetid på ca. 98 % kan opnås. Dette er inkl. vedligehold på opgraderingsanlæg, samt perioder hvor modtagestationen til den opgraderede biogas skal serviceres. Det forventes i denne periode, at biogasanlægget vil være nødsaget til at affakle den producerede biogas, hvis ikke gaslageret har kapacitet til at akkumulere gasproduktionen i servicetiden, afhængig af hvor lang tid servicen vil tage.

Ved optimal planlægning af service, fx at opgraderingsanlægget serviceres samtidig med BMR-målestationen kombineret med flere planlagte service samt beregning om gaslageret vil kunne modstå en evt. service, vurderes det at kunne resultere i en besparelse på ca. 1 % af evt. tabt indtjening. Besparelsen er også vist i Tabel 3.

Tabel 3: Besparelspotentiale ved optimal planlægning af service og vedligehold

	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Metanproduktion (Nm <sup>3</sup> /år)	4.300.000	12.900.000	25.800.000	51.600.000	51.600.000
Ekstra oppetid ved optimal koordinering (%)	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Sparet tab i metan (Nm <sup>3</sup> /år)	43.000	129.000	258.000	516.000	516.000
Sparet tab i kr. (kr./år) ved 6 kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	258.000	774.000	1.548.000	3.096.000	3.096.000
<b>Omkostningsændring (kr./Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>)</b>	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06

Ved en øget oppetid på ca. 1 % pga. mindre driftsstop, vil der altså kunne opnås en besparelse i produktionspris, via. imødekommelse af tabt gassalg, på ca. -0,06 kr./Nm<sup>3</sup> metan.

## Reservedelslager

En anden mulighed for at reducere nedetid kan være, at etablere et reservedelslager, hvor komponenter, der er essentielle for anlæggets kontinuerlige drift og hyppigt skal skiftes, ligger på lager. Det vil reducere risikoen ved at der skal bestilles reservedele hjem fra en producent, hvor komponenter ikke haves på lager. Sådanne situationer kan resultere i langvarige driftsstop (flere dage, og op til uger) som vil få store økonomiske konsekvenser.

De fem modelanlæg producerer metan til en værdi fra 3.000 kr. til 36.000 kr./time ved en gaspris på 6 kr./Nm<sup>3</sup> metan. Da driftsstop derfor har store økonomiske konsekvenser, bør der være et reservedelslager. Ved opgraderingsanlæg kan der tegnes serviceaftaler, hvor nogle af dem forudsætter, at der hjemtages de kritiske reservedele. En serviceaftale kan også åbne op for tilgang til decentrale reservedelslagre.

Ved flere anlæg med samme ejer, kan der med fordel etableres et decentralt lager. Det forudsætter dog at anlæggene benytter en stor andel af ens komponenter. Samme model med fælles reservedelslager kan også bruges for individuelle anlæg hvis komponent typerne passer sammen.

Kritiske reservedele på selve biogasanlægget vil typisk være på biomasse indfødningsiden, hvor der tilføres rågylle og fast biomasse. Det er især her kan være fremmedlegemer som sten og jern etc., der kan forårsage driftsstop. Her vil der især være behov for reservedele til pumper og forbehandlingsudstyr.

Gasopgraderingssystemet er også kritisk, hvis udstyr eller komponenter havarerer, eller hvis det ikke renser gassen til en tilstrækkelig kvalitet, er der risiko for at gassen bliver afvist ved modtagestationen og returneret til anlægget.

I nedenstående Tabel 4 er vist hvor stor en værdi et reservedelslager kan have for at dække et driftsstop på 6 timer ved 10 % renteomkostning. Det forudsættes, at der ikke haves et gaslager som kan modstå driftsstopet.

Tabel 4: Værdi af reservedelslager ved et tab af gassalg på i alt 6 timer. Det forudsættes, at gaslageret ikke har kapacitet til at modstå den tabte gas.

	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Metanproduktion pr. time	500 m <sup>3</sup>	1.500m <sup>3</sup>	3.000 m <sup>3</sup>	6000 m <sup>3</sup>	6000 m <sup>3</sup>
Tabt gassalg pr. time	3.000 kr.	9.000 kr.	18.000 kr.	36.000 kr.	36.000 kr.
Reservedelslagerets værdi der modsvarer 6 timers driftstab ved 10 % i rente omk.	180.000 kr.	540.000 kr.	1.080.000kr.	2.160.000 kr.	2.160.000 kr.

Der er muligvis ikke en direkte gevinst i den generelle drift ved at have et reservedelslager, men man undgår længerevarende driftsstop som kan blive en stor omkostning, hvis reservedele skal bestilles fra et fjernlager.

## 3.2 Energiforbrug og sammenligning af høje ståltanke og lave betontanke inkl. CAPEX og OPEX

### CAPEX

#### Høje ståltanke

Høje tanke ses ofte hos biogasfællesanlæg og bygges oftest i stål, og kræver derfor også oftest en større investering end lave tanke for det samme tankvolumen. Dog er høje tanke indrettet således, at de er forholdsvist nemme at isolere effektivt hele vejen rundt inkl. bund og tag, og kan dimensioneres i en højde som ca. svarer til tankens diameter. Korrekt dimensionering sænker det samlede overfladeareal af tanken, som vil bidrage til reduktion af varmetabet og reducere brug af stål. Da tanken konstrueres med ståltag som også kan isoleres, ligesom tankens vægge, kan en høj isoleringsevne opnås på alle sider af tanken. Senere i afsnittet er regnet varmetabet på både høje og lave tanke. Tankene bygges på et betonfundament over jorden. Tanken isoleres typisk med mineraluld (Rockwool) i forskellige tykkelser alt efter ønske/investeringer. Op til 200-300 mm isolering ses anvendt på tanke i Danmark. En leverandør har oplyst at tanke med diameter/højde forhold på 1:1 kan leveres i en volumen op til ca. 9.500 m<sup>3</sup>. Dimensionerne svarer til ca. d = 23 m og h = 23 m, hvor tanken ofte er ca. 1 m højere end i diameter.

Markedspriser for en 6.000 m<sup>3</sup> fuld isoleret (200 mm) ståltank ligger i omegnen af ca. 6 mio. DKK, mens en ståltank på 3.500 m<sup>3</sup> isoleret ståltank koster omkring 3,9 mio. DKK. Begge priser er inkl. udstyr som fx omrørere, varmesystem osv. Et andet firma har oplyst, at prisen på en 3.300 m<sup>3</sup> isoleret ståltank er ca. 3,6 mio. DKK inkl. udstyr. Ovenstående resulterer i markedspriser på ca. 1.000-1.100 kr. pr. m<sup>3</sup> for høje ståltanke. Prisen pr. m<sup>3</sup> falder naturligt jo større tanken er. Tankenes priser afhænger desuden også af mængden af udstyr (antal omrørere, sensorer, varmesystem, tilkoblinger osv.). Ved etablering af meget store ståltanke (>8000 m<sup>3</sup>) har en tankleverandør oplyst, at tanken koster ca. 900-950 kr./m<sup>3</sup> afhængigt af antal studser og procesudstyr.

Vi vurderer derfor, at en gennemsnitlig udstyret ståltank må forventes at koste i omegnen af 900-1100 kr./m<sup>3</sup> inkl. procesudstyr og fundament. Da modelanlæggene i projektet er i en størrelse, hvor tankene bliver meget store, prissættes tankene til hhv. 1000 kr./m<sup>3</sup> for modelanlæg 1 og 900 kr./m<sup>3</sup> for de resterende modelanlæg. Priserne er oplyste priser fra leverandører, men vil afhænge af hvordan tanken konstrueres, mængden af jordarbejde samt procesudstyr i tanken. Den samlede rabat der kan opnås, afhænger også af størrelsen af entreprisen.

Ovenstående priser er inkl. betonfundament, som estimeres til ca. 500.000 kr. ved normale, bæredygtige jordbundsforhold.

Der er normalt ikke gaslager på høje ståltanke, hvorfor der skal etableres et. Jf. tilbud fra leverandører, forventes et gaslager på ca. 1.500 m<sup>3</sup> biogas at koste 750.000-850.000 kr. inkl. fundament og montering, hvis lageret etableres selvstændigt. Alternativt kan der monteres gaslager på en lav betontank som i forvejen benyttes kan fungere som lagertank til afgasset gylle. Hvis lagertanken i forvejen har et-lags overdækning uden gasopsamling kan man med fordel udskifte denne til en to-lags overdækning med gasopsamling. Meromkostningen inkl. udstyr forventes at være i omegnen af 200.000-400.000 kr. i forhold til valg af førnævnte løsningsmuligheder.

Lagertanke bygges normalt ikke større end 6.000 m<sup>3</sup>, da de kan være udfordrende at røre op. Det forventes at der kan etableres fx et gaslager på 2.000-2.500 m<sup>3</sup> biogas på en 6.000 m<sup>3</sup> lagertank. Disse er dog speciallavet og afhænger af ønske samt leverandørens muligheder. For at sammenligne stål- og betontanke, er der senere tilføjet en yderligere omkostning til gaslager på ståltanke. Denne værdi er forudsat til prisforskellen på en 1- og 2-lagsoverdækninger for en 5.000 m<sup>3</sup> lagertank med et gaslager på 2.500 m<sup>3</sup> samt procesudstyr, til i alt ca. 400.000 kr. pr. gaslager.

### Lave betontanke

Lave tanke ses hyppigt på gårdbiogasanlæg og bygges i armeret beton med en syntetisk gastæt overdækning. Tankvæggen og bund isoleres typisk med polystyren, oftest med 70-100 mm indvendigt i tankvæggen og 70-80 mm i bunden. Isoleringsevnen for en lav tank er væsentligt lavere end for en høj tank. Det skyldes dugens begrænsede tykkelse, samt mængden af isolering som anvendes i tankvæggen og bunden. Der findes flere typer af gastæt overdækning til biogasanlæg, som har betydelig indflydelse på varmetabet i lave tanke.

Flere leverandører har oplyst priser på konstruktionen af lave tanke i forskellige størrelser. En tank på ca. 4.000 m<sup>3</sup> er oplyst til en markedspris på ca. 1.100.000 DKK og i alt ca. 3.000.000 DKK inkl. procesudstyr. Det svarer til ca. 758 kr./m<sup>3</sup>. Udstyret udgør her ca. 63 % af prisen.

Ved en tank svarende til Tabel 5 ( $V = 10.000 \text{ m}^3$ ) har samme leverandør oplyst priser på selve tanken inkl. fundament, gastæt dobbeltmembran overdækning, isolering af bundplade og tankvæg samt overfladebeskyttelse af freeboard, til ca. 400 kr./m<sup>3</sup>. Det giver en pris på ca. 4.000.000 kr. på selve tanken, dertil kommer ca. 3.000.000 kr. i procesudstyr. Det resulterer i en slutpris på ca. 7.000.000 kr. svarende til 700 kr./m<sup>3</sup>. En anden udenlandsk leverandør har oplyst prisen på en 7.000 m<sup>3</sup> tank til €679.000 svarende til 725 kr./m<sup>3</sup> inkl. procesudstyr.

Det er derfor vurderet, at prisen på lave tanke ligger i omegnen af 700-775 kr./m<sup>3</sup> inkl. procesudstyr, gastæt overdækning og fundament. Prisen afhænger dog altid af hvilket udstyr der anvendes i tanken samt hvad tanken bygges af og om tanken skal bygges med mulighed for overløb til andre tanke.

Lave betontanke faciliterer en fordel når de etableres med enten enkelt- eller dobbeltmembran gastæt overdækning, da der ikke skal etableres et selvstændigt fundament. Overdækningen monteres direkte på toppen af tankelementerne, derved reduceres etableringsomkostningerne betragtelig. Gastætte overdækninger af disse typer findes i varierende størrelse typisk fra 1.000 m<sup>3</sup> volumen og opefter, men kan special laves til alle tankstørrelser efter kundens ønsker og behov.

### Varmetab fra reaktortanke

En fuldt isoleret høj tank vil have et betydeligt lavere varmetab end en lav tank. Dette skyldes primært, at overdækningen på en lav tank ikke har samme isoleringsevne pga. tykkelsen af isoleringsmateriale. Der er udført varmetabsberegninger på de 3 af de beskrevne modelanlæg. Der er til hver varmetabsberegning opstillet nogle forudsætninger som afspejler nuværende tanke i industrien.

Varmetabet mellem høje og lave tanke er præsenteret i Tabel 6 med tilhørende forudsætninger fra Tabel 5.

Tabel 5: Forudsætninger for varmetabsberegning i høje og lave tanke

Forudsætninger					
	Anlæg 1-M (HRT = 70)	Anlæg 2-A (HRT = 35)	Anlæg 3-A (HRT = 35)	Anlæg 4a-A (HRT = 35)	Anlæg 4b-A (HRT = 65)
Gasproduktion (Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /time)	500	1500	3000	6000	6000
Biomassetilførsel (ton/dag)	364	1143	2290	4580	2943
Opholdstid (dage)	70	35	35	35	65
Påkrævet tankvolumen (m <sup>3</sup> )	25.480	40.005	80.150	160.300	191.295
Udendørstemperatur (°C)	8,9 °C (gennemsnitstemperatur over hele året ifølge DMI)				
Høj tank (D/H = 1)					
Indvendig diameter (m)	22,2	21,7	22,5	22,4	22,4
Indvendig højde (m)	22,1	21,7	22,4	24,3	24,3
Tankvolumen (m <sup>3</sup> )	8.516	8.025	8.906	9.576	9.576
Freeboard højde (m)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Antal tanke	3	5	9	17	20
Totalt overfladeareal (m <sup>2</sup> )	6.926	11.095	21.407	42.469	49.964
Ståltykkelse <sup>1</sup> (mm)	5	5	5	5	5
Isoleringstykkelse <sup>1</sup> (mm)	200	200	200	200	200
Lav tank (D/H = 4,75-5,25)					
Diameter (m)	37	40	40	40	40
Højde af betonelement (m)	8	8	8	8	8
Tankvolumen (m <sup>3</sup> )	8.602	10.053	10.053	10.053	10.053
Heraf nedgravet højde (m)	2	2	2	2	2
Højde af dug (m)	4	4	4	4	4

Freeboard højde (m)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Antal tanke	3	4	8	16	19
Totalt overfladeareal (m <sup>2</sup> )	12.397	18.607	37.214	74.428	88.384
Murtykkelse <sup>2</sup> (mm)	300	300	300	300	300
Isoleringstykkelse <sup>2</sup> (mm)	100 (80 i bund)	100 (80 i bund)	100 (80 i bund)	100 (80 i bund)	100 (80 i bund)
Dugtype og tykkelse <sup>3</sup>	EPDM, 6 mm	EPDM, 6 mm	EPDM, 6 mm	EPDM, 6 mm	EPDM, 6 mm

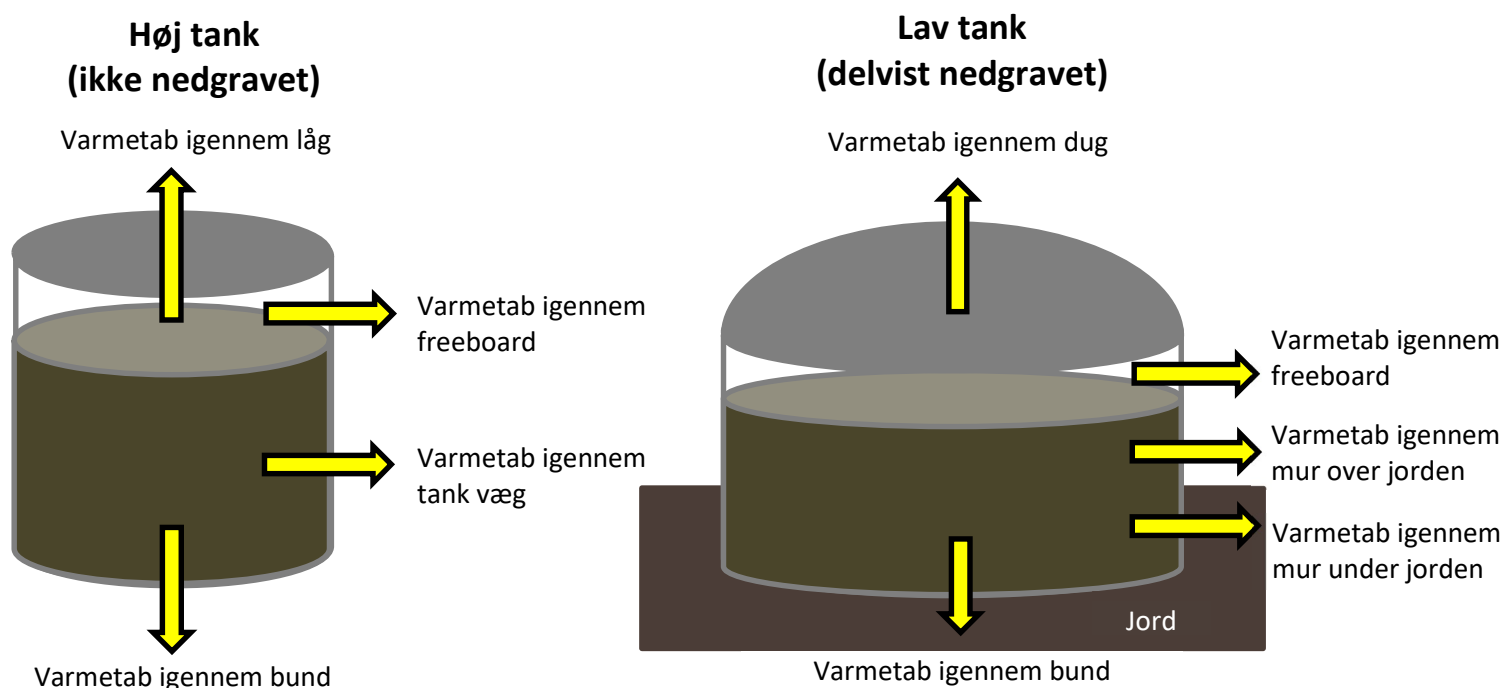
<sup>1</sup>Der anvendes et gennemsnit af forskellige ståltyper ( $k = 30 \text{ W/m}^\circ\text{C}$ ) og mineraluld som isolering ( $k = 0,04 \text{ W/m}^\circ\text{C}$ ). Tykkelsen af stål er et gennemsnit af den varierende tykkelse afhængig af højden.

<sup>2</sup>Der anvendes armeret beton til tankmur ( $k = 2,0 \text{ W/m}^\circ\text{C}$ ) og polystyrene som isolering ( $k = 0,033 \text{ W/m}^\circ\text{C}$ ).

<sup>3</sup>Der regnes med et gennemsnitligt luftlag på 3 cm mellem de 2 lag dug.

Til beregninger af varmetab er der anvendt Newton's kølingslov ( $Q = U \cdot A \cdot \Delta T$ ), hvor  $Q$  er varmeraten (i  $W$ ),  $U$  er det samlede varmegennemgangstal (i  $W/m^2 \cdot ^\circ C$ ) og  $\Delta T$  er temperaturforskellen (i  $^\circ C$ ) mellem tankmateriale og omgivelser. Det overordnede varmegennemgangstal er baseret på materialerne samt tilhørende materialetykkelse som varmen skal transporteres igennem.

Både høje og lave tanke er opdelt i fraktioner som hver har forskelligt varmetab. En illustration af de enkelte fraktioner ses på Figur 1.



Figur 1: Varmetransport igennem høje- og lave tanke. Der ses i alt 4 varmestrømme i høje ståltanke, og 5 i nedgravede betontanke

Ifølge Figur 1 er der i alt 4 varmetabsstrømme for høje tanke og 5 varmetabsstrømme for lave tanke.

I Tabel 6 er præsenteret varmetabet for de opstillede modelanlæg både i form af høje- og lave tanke for sammenligning. Den enkelte delstrøm's bidrag til varmetabet er også præsenteret.

Tabel 6: Varmetabsberegninger for høje og lave tanke for de præsenterede modelanlæg

Beregninger					
Høje tanke					
	Anlæg 1-M (HRT = 70)	Anlæg 2-A (HRT = 35)	Anlæg 3-A (HRT = 35)	Anlæg 4a-A (HRT = 35)	Anlæg 4b-A (HRT = 65)
<b>Varmetab (kW)</b>					
Gennem tag	9,7	15,6	30,2	56,5	66,4
Gennem freeboard	1,2	2,0	3,7	7,0	8,3
Gennem tankvæg	38,3	61,2	118,1	241,6	284,2
Gennem bund	9,8	15,8	30,6	57,2	67,4
<b>Totalt varmetab (kW)</b>	<b>59,0</b>	<b>94,6</b>	<b>182,6</b>	<b>362,3</b>	<b>426,3</b>
Totalt forbrug (kWh/år)	516.840	828.696	1.599.576	3.173.748	3.734.388
<b>Årlig udgift<sup>1</sup> (kr./år)</b>	<b>89.775 kr.</b>	<b>143.944 kr.</b>	<b>277.846 kr.</b>	<b>551.280 kr.</b>	<b>648.663 kr.</b>
Lave tanke					
<b>Varmetab (kW)</b>					
Gennem tankoverdækning	110,0	169,6	339,2	678,4	805,6
Gennem freeboard	2,7	5,5	11,0	22,0	26,1
Gennem tankvæg over jorden	25,7	35,7	71,4	142,7	169,5
Gennem tank væg under jorden	9,6	13,9	27,8	55,6	66,0
Gennem bund	55,1	85,9	171,7	343,5	407,9
<b>Totalt energitab (kW)</b>	<b>203,1</b>	<b>310,6</b>	<b>621,1</b>	<b>1.242,2</b>	<b>1.475,1</b>
Totalt forbrug (kWh/år)	1.779.156	2.720.856	5.440.836	10.881.672	12.921.876
<b>Årlig udgift<sup>1</sup> (kr./år)</b>	<b>309.039 kr.</b>	<b>472.613 kr.</b>	<b>945.073 kr.</b>	<b>1.890.146 kr.</b>	<b>2.244.530 kr.</b>

<sup>1</sup>Anvendt pris på fossil gas er forudsat til 0,1737 kr./kWh.

Varmetabet i en lav tank er altså betydeligt større end i en høj tank grundet tankoverdækningen samt den mindre mængde isolering der anvendes til tankvæggen og bunden. En lav tank har også et større overfladeareal pga. diameter/højde forholdet. Som tidligere nævnt, opnås det laveste overfladeareal ved et diameter-/højdeforhold på 1:1. Derudover vil tankoverdækningen have et større overfladeareal end et cylindrisk tag som er tilfældet for låget på en høj tank, fordi overdækningen betegnes som en oblat sfære.

I beregningerne er ikke medregnet den ventilerings som udføres i en betontank til opretholdelse af trykket under tankoverdækningen, vha. af en gas blæser, mellem de to lag på tankoverdækning. Ventileringen har en kølende effekt, hvorfor varmetabet muligvis kan være højere. En leverandør har oplyst, at varmetabet på en 7.500 m<sup>3</sup> isoleret betontank er ca. 75 kW. Det er dog ikke oplyst fra leverandøren hvor meget isolering der anvendes til bund og tankvæg, og om tankoverdækningen er af samme type som ovenstående.

Ovenstående beregninger inkluderer ikke opvarmning af den indfødte biomasse, men er baseret udelukkende på varmetabet fra reaktoren. Opvarmning af den indgående biomasse kræver, grundet det høje tørstofindhold, en høj andel af varme. Forudsættes en fortank/lager temperatur på 15 °C, kræver dette en årlig opvarmning af 133.557 tons materiale (størrelse på modelanlæg 1M) på 5,2 mio. kWh med ca. 13 % tørstof. Ved opvarmning med fossil gas svarer dette til 0,84 mio. kr. årligt. Meget af varmen genvindes typisk via varmeveksling, hvor fx den varme afgassede gylle opvarmer den kolde friske biomasse inden tilførsel til reaktoren. Varmeveksling på biogasanlæg er beskrevet i AP7.

Alternativt anvendes spildvarmen fra Amin-opgradering også gennem varmeveksling. Varmeveksling med delstrømmen fra et Amin-opgraderingsanlæg kan i de fleste tilfælde forsyne hele biogasanlæggets procesvarme inkl. varmetab fra tanke og opvarmningsbehovet til biomasse-indfødning til proces. Amin-opgraderingen kræver en høj temperatur hvortil der anvendes betydelige mængder varme, der frembringes ved brug af fossil gas.

For anlæg med membranopgradering vil der typisk være installerede varmepumper til at anvende spildvarmen fra kompressorerne. En teknologileverandør har oplyst at ca. 55 % af energiforbruget (i form af el) kan udvindes som varme og anvendes til procesvarme.

## Elforbrug til omrøring

### Høje ståltanke

Høje tanke er ofte installeret med centeromrører som sikrer en komplet omrøring i tanken. Denne type omrører er god til tankdimensioner som har samme diameter som højde ( $D/H = 1$ ). Der kan benyttes andre eksterne systemer for øget omrøring, fx recirkulering via rørføring udenfor tanken (fx GasMix). GasMix recirkulerer og "skyder" biomasse ind i tanken via dyser med højt tryk. Det sikrer en god og kraftig omrøring, hvis den installerede centeromrører, ikke kan levere den ønskede omrøring.

En høj ståltank af 9.500 m<sup>3</sup>, installeret med en 22 kW centeromrører og forventes ved gennemsnitlig viskositet at have en belastning på 80 %. Elforbruget forventes derfor ca.:

$$22 \text{ kW} \cdot \frac{1 \text{ kWh}}{3600 \text{ kW}} \cdot \frac{24 \text{ timer}}{\text{dag}} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{time}} \cdot 0,8 = 422,4 \frac{\text{kWh}}{\text{dag}}$$

$$422,4 \frac{\text{kWh}}{\text{dag}} \cdot 365 \frac{\text{dag}}{\text{år}} = 154.176 \frac{\text{kWh}}{\text{år}} \text{ pr. tank}$$

Dette svarer til 16,2 kWh/m<sup>3</sup> pr. år.

Ved modelanlæg 1M med en reaktorkapacitet på 25.547 m<sup>3</sup> svarer dette til et strømforbrug på 413.861 kWh/år, hvilket svarer til en udgift på 200.309 kr./år ved en strømpris på 0,484 kr./kWh. Det skal nævnes, at dette er udelukkende til omrøring.

Et andet anlæg har ståltanke på 3.250 m<sup>3</sup> installeret med en centeromrører á 15 kW samt 2 stk. recirkulationspumper á 18,5 kW pr. stk. Den installerede effekt er altså 52 kW. Begge recirkulerings systemer kører nødvendigvis heller ikke samtidigt. Det forventes at effekten er en smule større end ovenstående, da tanken er mindre.

Ovenstående er blot et udtryk for, at der findes mange løsninger til omrøring på markedet, og afhænger af hvor stor en omrøring der er påkrævet på anlægget. Kravet afhænger også af mængden og typen af biomasse, hvor anlæg med mere fast biomasse vil kræve en større omrører-kapacitet. Omrøring kan også kombineres



med recirkulering via pumper, hvor der evt. kan installeres en neddeling af det biologiske materiale i udstykningen. Materialet trykspules tilbage i tanken og fungerer derved som yderligere omrøring.

### Lave betontanke

Ud fra tilbud fra leverandører er følgende beskrivelse og forventning til elforbruget på en lav tank beskrevet:

I en tank på 8.000 m<sup>3</sup> er der installeret 132 kW (i form af 6 neddykkede propelomrører á 22 kW pr. stk.) som har 12 doser/pulser pr. dag af 30 min. Det vurderes, at belastningen på omrørerne vil være 90 %. Det årlige strømforbrug er derfor:

$$132 \text{ kW} \cdot \frac{1 \text{ kWh}}{3600 \text{ kW}} \cdot 6 \frac{\text{timer}}{\text{dag}} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{time}} \cdot 0,9 = 713 \frac{\text{kWh}}{\text{dag}}$$

$$713 \frac{\text{kWh}}{\text{dag}} \cdot 365 \frac{\text{dag}}{\text{år}} = 260.245 \frac{\text{kWh}}{\text{år}} \text{ pr. tank}$$

Dette svarer til 32,5 kWh/m<sup>3</sup> pr. år.

Ved modelanlæg 1M med en reaktorkapacitet på 25.805 m<sup>3</sup> svarer dette til et strømforbrug på 838.663 kWh/år, hvilket resulterer i en udgift på 405.913 kr./år ved en strømpris på 0,484 kr./kWh. Igen er denne udgift udelukkende til omrøring.

En ny reaktor på ca. 5.600 m<sup>3</sup> fra samme producent er installeret med 4 stk. neddykkede propelomrører, hver á 15 kW. Her forventes en 100 % belastning, samt 12 doser/pulser pr. dag af 30 min. Dette giver et årligt forbrug på 131.000 kWh pr. år pr. tank eller ca. 24 kWh/m<sup>3</sup> pr. år.

Den installerede effekt og det reelle forbrug er ofte ikke ens. Mange anlæg finder, gennem erfaring, ud af at det er muligt at reducere effekten til omrøring, samtidig med at der fortsat kan opnås fin cirkulation i tanken.

Det er også muligt at recirkulere materiale i tanken for at opnå komplet omrøring, via pumper. Pumperne, som anvendes til omrøring, har ofte en større motor end andre pumper som transporterer materiale mellem tankene. Pumperne til omrøring har et elforbrug på ca. 25-35 kW, hvor pumper til at transportere materiale mellem tankene har et forbrug på 10-20 kW på store anlæg. Antallet af pumper til omrøring afhænger af tankens størrelse. Et biogasanlæg har oplyst, at der anvendes 2 x30 kW chopperpumper til omrøring af en 2.500 m<sup>3</sup> tank. Ved 12 doser/pulser af 30 min. pr. dag svarer dette til et forbrug på 131.400 kWh/år eller 52,5 kWh/m<sup>3</sup> pr år.

Ved anvendelse af pumper til omrøring, skal man være opmærksom på bundfald, for at pumperne ikke stopper til, da pumperne suger ud i bunden og recirkulere materialet i toppen. Det tyder på at omrøring ved brug af pumper har en højere omkostning, samt der kan opstå procesproblemer pga. tilstoppede pumper.

Neddykkede propel omrører er placeret i selve tanken, og derfor vil en varmegenerering fra motoren bidrage til opvarmning af tanken. Hvis det forudsættes, at der er et el-tab på 3 % i motoren pga. varmeudvikling, vil der i en betontank svarende til ovenstående blive generet ca. 1,0 kW varme pr. omrører. Ved 6 omrører pr. tank svarer dette til 18 kW på anlæg 1-M, eller ca. 9 % af det samlede varmetab fra reaktortankene, der muligvis kan fratrækkes. Vi gør opmærksom på at denne forudsætning er ikke medtaget i beregning.

Strømforsbruget på omrøring afhænger af flere parametre, som gør det udfordrende at sammenligne forskellige anlæg og typer. Disse parametre inkluderer størrelsen på tank, typen af omrører, placering af omrører, viskositet i tanken, typer af anvendte biomasser mm. Ovenstående beskrivelse er baseret på installerede og forudsagte værdier fra producenter. Der anvendes til de mulige tiltag et forudsat elforbrug på 16,2 kWh/m<sup>3</sup> for ståltanke og 32,5 kWh/m<sup>3</sup> for betontanke.

### 3.3 Optimering af varmeforbrug

Varmeforbruget kan optimeres ved enten at sænke behovet for varme (fx ved at isolere bedre) eller genanvende spildvarmen i biogasprocessen. Reaktortanke bør designes i byggefasen ud fra anlæggets andre konfigurationer (herunder typen af opgraderingsanlæg), samt om evt. overskudsvarme kan sælges til fx en by. Det er ikke fordelagtigt, hvis der haves spildvarme, som hverken kan anvendes som procesvarme eller sælges. Langt de fleste anlæg anvender i dag spildvarmen fra opgraderingsanlæg, gældende for både membran- og aminopgradering, til procesvarme i reaktortanke, substrattanke, biofiltre eller andet. Er der yderligere spildvarme som ikke kan anvendes eller sælges, skal denne køles væk, som i Amin-opgraderingsanlæg vil øge omkostningen til vand, da der køles i et køletårn. Mulighederne for varmegenvind er beskrevet i AP7.

#### Optimering af isoleringstykkelser

Det er svært at sænke varmebehovet for høje tanke ift. de præsenterede forudsætninger. Isolering på 200 mm er meget, og der kan muligvis spares CAPEX på isolering på anlæg, hvor man vil kunne anvende evt. spildvarmen som procesvarme. Potentialet afhænger af det enkelte anlæg, og om der er muligheder for at afsætte spildvarmen til andre formål. I tilfælde af, at varmen ikke kan afsættes, vil det blive en omkostning at afsætte varmen, hvorfor det er bedre og billigere at anvende den selv. Dette skal dog overvejes i anlægsfasen, hvor mængden af isolering i tanken skal fastlægges. Mængden af spildvarme afhænger af typen af opgraderingsanlæg, hvis gassen opgraderes.

Tanke kan muligvis konstrueres med en mindre mængde isolering på bestemte dele af tanken fx tankvæggen eller i bunden. Igen vil situationen afhænge af om der er spildvarme til rådighed.

Modelanlæg 1M for høje tanke har et varmetab på 63,8 kW og ved at isolere med 150 mm hele vejen rundt, i stedet for 200 mm, stiger varmetabet til 84,8 kW (en stigning på 33 %), til gengæld spares 50 mm isolering på et overfladeareal på 7.449 m<sup>2</sup>. Prisforskellen på disse A-batts fra ROCKWOOL er 13 kr./m<sup>2</sup>. Det giver en engangsbetalt besparelse på 96.837 kr. Et øget varmeforbrug på 21 kW vil årligt svare til 183.960 kWh, eller 31.954 kr. Et Amin-opgraderingsanlæg af størrelsen på modelanlæg 1M har et varmeforbrug på ca. 600 kW, hvor det er muligt at genanvende store dele af spildvarmen via varmeveksling i både en højtemperatur kredsløb (opvarmning af processtanke), og en lav temperaturkredsløb (opvarmning af biofilter, substrattanke og mandskabsbygning). Varmeveksling af denne type er meget udbredt blandt Amin-opgraderingsanlæg.

Vedr. membran-anlæg kan dele af spildvarmen også genanvendes via varmepumper grundet den varme der generes i gaskompressorerne når biogassen sættes under tryk i opgraderingsanlægget. Gassen opnår et tryk på ca. 5-6 bars overtryk men afhænger af installation. En leverandør har oplyst at ca. 53 % af energitilførslen kan genvindes som varme via en varmepumpe når kompressoren kører med fuld effekt. Denne varme kan derefter anvendes som procesvarme til anlægget. Der er tale om ca. 190 kW varmegenvind for et anlæg med en størrelse på ca. 1100 Nm<sup>3</sup> biogas/time.

#### Optimale tankdimensioner til reduktion af overfladeareal

Høje tanke bør dimensioneres i diameter/højde forhold på ca. 1:1 for at minimere overfladearealet. Et diameter-/højdeforhold på 2:1 vil øge overfladearealet med ca. 3 % ift. et forhold på 1:1, for det samme tankvolumen. Et forhold på 5:1 vil øge overfladearealet med ca. 40 %. Det gælder for begge typer tanke, da tankenes base bygges som cylindere. Varmetabet er direkte proportionelt med overfladearealet, og hvis forholdet sænkes vil der kunne spares et varmetab. Høje tanke er i forvejen konstrueret på denne måde, da det er muligt at bygge i stål i disse dimensioner. Ift. lave tanke gør fysiske forhold i beton, at tankene skal konstrueres med en større diameter end højde for at være stabile. Det vurderes derfor, at gevinsten ved optimal design af tanke er minimal, da det i forvejen overvejes under konstruktionen af tanke.

### Alternativt materialevalg til tankoverdækning i lave tanke

I lave tanke er især tankoverdækningen en af grundene til det høje varmetab. Det skyldes, at overdækningen typisk er lavet i 2 lag syntetisk membran på ca. 3 mm tykkelse pr. lag. På trods af, at materialet har lav varmeledning, gør tykkelsen, at isoleringsevnen er minimal. Der er oftest et lag luft mellem de 2 lag syntetisk membran, hvor der blæses atmosfæriske luft ind for at opretholde et konstant tryk under tankoverdækning. Den atmosfæriske luft doseres kontinuert og har dermed en kølende effekt som giver et større varmetab end hvis luften ikke blev udskiftet. Luften skal desuden også udskiftes kontinuert af sikkerhedsmæssige årsager for at sikre, at koncentration af brandfarlig gas ikke overstiger det tilladte i luftlaget, da der vil være en smule diffusion igennem membranen. Diffusionen er meget langsom, og er derfor ikke en udfordring på biogasanlæg.

Af alternative materialer findes der overdækninger med 3 lag syntetisk membran i stedet for 2. Denne konstruktion sænker varmetabet betydeligt, da den atmosfæriske luft udskiftes minimalt, grundet et ekstra membranlag som sikrer, at biogas ikke diffunderer igennem membranen og ind i luftlaget. Denne type overdækning er blevet verificeret af et italiensk universitet (University of Torino, 2018) til et varmetab svarende til ca. 50 % af det samlede varmetab. Ved anvendelse af denne type overdækning vil en reduktion på 50 % af varmetabet for modelanlæg 1M svare til ca. 101,5 kW. Dette er en årlig besparelse på ca. 889.578 kWh eller ca. 154.520 kr. Overdækningen koster i alt ca. 595.000 kr. hvilket er en merinvestering på ca. 120.000 kr. sammenlignet med en traditionel 2-lags tankoverdækning. Ved modelanlæg 1M skal der anvendes 3 nye overdækninger grundet samme antal af betontanke, svarende til en øget udgift på 360.000 kr. Tilbagebetalingstiden ved at anvende de mere isolerende overdækninger vil være ca. 2,4 år. Igen forudsætter dette, at der ikke kan anvendes spildvarme.

En besparelse på 150.000 kr. for modelanlæg 1M svarer til 3,6 øre/Nm<sup>3</sup> metan.

## 3.4 Optimering af elforbrug

Ved optimering af elforbruget for applikationer, hvor momentbehovet falder kvadratisk, bl.a. ventilator og pumper vil det altid være fordelagtigt at vurdere, om hastigheden kan reduceres, hvorved en reduktion i hastighed vil medføre en stor reduktion i momentbehov og derved en reduktion i effektoptag.

Der er foretaget undersøgelser og beregninger på et biogasfællesanlæg, der svarer til modelanlæg 1 i biomasse kapacitet. Her undersøges der nærmere om mulighederne for energioptimering af motordrift ved at konvertere fra direkte motorstarter til frekvensomformer for herefter at reducere effekten til 85 % eller 90 % af maximal ydelse. Der er i undersøgelserne taget udgangspunkt i neddykkede propelomrør, der sidder i råvarelagertanke som vel nok må betegnes som den mest udfordrende mixeropgave på et biogasanlæg.

Overstående forsøg er udført på et enkelt anlæg, og derved kan det være vanskeligt at vurdere om forsøget vil have samme effekt, hvis det udføres på andre anlæg, da kravet til omrøring, som tidligere nævnt, er afhængig af flere parametre.

Udformningen af anlægget kan være anderledes i forhold til det anlæg, der er blevet testet på, hvorved en reduktion i hastigheden kan forårsage en utilstrækkelig omrøring og derved vil reduktionen i hastighed medføre at anlægget ikke driftes optimalt. Første prioritet vil altid være komplet omrøring, hvorefter elforbruget skal forsøges reduceres samtidig med at den komplette omrøring opnås.

Sammensætningen af biomassen vil også have indflydelse på, hvor stort behov der er for omrøring, derved kan der være en mulig effektreduktion, ved at der er mulighed for at tilpasse hastigheden efter biomasse-sammensætningen. Dette kræver dog stor drift kendskab til det enkelte anlæg, da effekten af reduceret hastighed først vil være målbar efter en længere driftsperiode.

Direkte motorstarter



vs.

frekvensomformer



Data fra anlæg under reduceret drift						
	Hastighed (%)	Øjeblikksforbrug (kW)	Gennemsnit sidste time (kWh)	Total inkl. tab i frq. på 2 % (kWh)	Ca. forbrug/døgn (kWh)	Ca. forbrug/år (kWh)
PS01-MI01	85	8,21	8,0	8,16	195,840	71.481,60
PS01-MI02	85	7,79	5,1	5,202	124,848	45.569,52
PS02-MI01	90	9,37	9,6	9,792	235,008	85.777,92
PS02-MI02	90	9,86	9,8	9,996	239,904	87.564,96
PS02-MI03	90	9,46	8,4	8,568	205,632	75.055,68
Data fra anlæg med 100 % drift						
PS01-MI01	100	12,59	12,90		309,60	113.004
PS01-MI02	100	12,40	8,00		192,00	70.080
PS02-MI01	100	14,23	13,10		314,40	114.756
PS02-MI02	100	13,39	13,30		319,20	116.508
PS02-MI03	100	12,65	12,20		292,90	106.872

Besparelse ved reduceret drift/omdrejninger					
	Differens/år (kWh)		Differens (%)		Besparelse i kr.
PS01-MI01	41.522		37		20.097
PS01-MI02	24.510		35		11.863
PS02-MI01	28.943		25		14.008
PS02-MI02	28.943		25		14.008
PS02-MI03	31.816		30		15.399
<b>Total</b>	<b>155.770</b>				<b>75.393</b>
Anlægsudgifter på komponenter pr. motorstarter baseret på 15 kW gylleomrører					
Investering	Relæ	Relæ m. strømvovervågning	Softstarter standard	Softstarter m. strømvovervågning	Frekvensomformer
Hardware (kr.)	2.000	3.000	4.500	4.500	12.000
Styre (kr.)	1.500	2.000	1.500	2.000	
Termistor (kr.)	1.000	1.000	1.000	1.000	
Total (kr.)	4.500	6.000	7.000	7.500	12.000
Simpel tilbagebetalingstid ift. konfiguration					
Total for 5 motorstartere (kr.)	22.500	30.000	35.000	37.500	60.000
Differens i forhold til frekvensomformer (kr.)	-37.500	-30.000	-25.000	-22.500	0
Simpel Tilbagebetalingstid (år)	0,41	0,33	0,28	0,24	

Pris pr. kWh er forudsat til 0,484 kr./kWh uden afgifter og moms.

Af undersøgelsen fremgår det, at der kan under de givne omstændigheder opnås en besparelse på mellem 25 %-37 % på udgiften til el-indkøb ved at konvertere fra direkte motorstarter til frekvens styret drift. Den meget korte tilbagebetalingstid på mellem 3-5 måneder understreger ligeledes besparelspotentialet på ovenstående anlæg.

Besparelspotentialet kan herefter sættes ind i modelanlæggene i forhold til deres motorbehov, muligheder og relevans for konvertering til frekvensstyring med reduceret ydelse.

Hvis reduktion til 85 % drift er muligt, samtidig med, at mixeropgaven kan løftes ved dette niveau, kan der spares ca. 37% på el-udgiften til omrøring.

Nedenfor er vist udgiften og besparelsen ved nedsat drift for de givne modelanlæg. Det forudsættes at frekvensomformere koster 1.000 kr./kW. Nedenstående beregninger er baseret på de udførte forsøg på biogasfællesanlægget.

Table 7: Investeringer og besparelse ved optimering af elforbrug

	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
<b>Høje ståltanke</b>					
El-udgift til omrøring ved 100% drift (kr./år)	200.309	314.628	628.503	1.276.443	1.501.701
El-udgift ved 37% besparelse (kr./år)	126.195	198.216	395.957	804.159	946.072
Besparelse pr. år (kr./år)	74.114	116.412	232.546	472.284	555.629
Påkrævet investering (kr.)	66.000	110.000	198.000	374.000	440.000
Simpel tilbagebetalingstid (år)	0,89	0,94	0,85	0,79	0,79
<b>Omkostningsændring (kr./Nm<sup>3</sup> metan)</b>	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
<b>Lave betontanke</b>					
El-udgift til omrøring ved 100% drift (kr./år)	405.913	632.535	1.265.085	2.530.171	3.004.572
El-udgift ved 37% besparelse (kr./år)	255.725	398.497	797.004	1.594.008	1.892.880
Besparelse pr. år (kr./år)	150.188	234.038	468.081	936.163	1.111.692
Påkrævet investering (kr.)	396.000	528.000	1.056.000	2.112.000	2.508.000
Simpel tilbagebetalingstid (år)	2,64	2,25	2,25	2,25	2,25
<b>Omkostningsændring (kr./Nm<sup>3</sup> metan)</b>	-0,04	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02

## Fordele

Som tidligere nævnt foreligger der et stort potentiale for reduktion i effektoptag ved rigtig placering og brug af frekvensomformer.

Udover energibesparelsen ved at anvende frekvensomformer til motordrift, kan omkostninger til vedligehold muligvis også reduceres da opstart med frekvensomformer er mere skånsomt. Start/stop eller rampe-tid kan justeres efter behov og derved vil udstyr ikke blive så hårdt belastet under start/stop. Denne funktion har stor betydning for drift og vedligehold af biomasse omrører på et biogasanlæg.

Frekvensomformere kan levere mange driftsdata herunder energimåling, som kan opsamles og indgå i evalueringssystemer til bl.a. BAT, herunder energioptimering og overvågning til beskyttelse imod overbelastning.

Der vil være mulighed for at ændre hastigheden efter behov under omrøring etc., hvorved man kan opnå en reduktion i elforbruget, hvis hastigheden kan reduceres. Det vil altid være førsteprioritet, at tanken er tilstrækkeligt omrørt, hvorefter der kan optimeres på omrøringshastigheden imens tanken omrøres tilstrækkeligt.

Dansk Energi har opgjort at, hvis alt motordrevet udstyr blev omdannet til frekvensstyring, vil der kunne opnås en samlet besparelse på elforbruget på ca. 15 % i hele industrien. Det samlede årlige elforbrug på et meget stort biogasanlæg (produktion på 6000 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/time) kan være op til 11 mio. kWh svarende til en elregning på ca. 5 mio. kr. Dette er inkl. forbehandlingssystemer, opgraderingsanlæg, pumper, omrøring mm. En 15 % reduktion af elforbruget svarer til en besparelse på 0,75 mio. kr. om året.

### Ulemper

Ved montering af frekvensomformer vil man introducere elektromagnetisk kompatibilitet (EMC) som kan forstyrre andre apparater/instrumenter, hvorved ombygning fra direkte motorstarter til frekvensomformer kan medføre at instrumenter kan måle forkert, hvis montering af frekvensomformer ikke er udført korrekt. Derfor er det vigtigt, at der benyttes firmaer som har kendskab til, hvordan frekvensomformer monteres således de ikke skaber EMC på andre instrumenter.

Frekvensomformerer udvikler varme som skal bortkøles, da manglede bort køling af frekvensomformerer vil medføre forringet levetid. Frekvensomformererne kan være luftkølet, hvor bort køling af overskudsvarme sker med ventilator eller der kan benyttes væskekølet frekvensomformer, hvis der er et kølemedie til rådighed.

Der er i denne beregning estimeret et samlet tab fra frekvensomformer på 2 % af den installerede effekt. Varmeudviklingen fra frekvensomformererne vil blive afgivet til omgivelserne, og hvis installationen er i et lukket rum, må der forventes en udgift til bort køling enten ved ventilation eller ved hjælp af aircondition.

Ved placering af frekvensomformer bør der tages højde for, hvilket miljø den placeres i, da placering i korrosive miljøer vil have negativ indvirkning på levetiden af frekvensomformerer.

Det kræver specialistviden at opsætte og fejlsøge på frekvensomformere, og man bør derfor kontakte en specialiseret leverandør hvis der skal skiftes til frekvensomformere.

## 3.5 Overblik over sammenligning af høje ståltanke og lave betontanke

I nedenstående Tabel 8 er vist en sammenligning på forbruget af reaktorer på biogasanlæg. Der er sammenlignet høje ståltanke og lave betontanke.

Tabel 8: Sammenligning mellem høje og lave tanke baseret på CAPEX og OPEX

Forudsætninger					
	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Gasproduktion (Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /time)	500	1500	3000	6000	6000
Biomassetilførsel (ton/dag)	364	1143	2290	4580	2943
Opholdstid (dage)	70	35	35	35	65
Høje ståltanke (inkl. udstyr)					
	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
<b>CAPEX (kun tanke)</b>	1000 kr./m <sup>3</sup>	900 kr./m <sup>3</sup>	900 kr./m <sup>3</sup>	900 kr./m <sup>3</sup>	900 kr./m <sup>3</sup>
Projekteret tankvolumen (m <sup>3</sup> )	25.548	40.127	80.158	162.795	191.524
Gaslager på lagertank 3 timer (kr.) <sup>1</sup>	400.000	1.250.000	2.500.000	4.950.000	4.950.000
I alt (kr.)	25.948.000	37.364.300	74.642.200	151.465.500	177.321.600
Ydelse ved 10 % rentesats <sup>2</sup> (kr./år)	3.000.858	4.241.972	8.473.796	17.209.656	20.246.703
<b>OPEX (kun tanke)</b>					
Varmetab (kr. / år)	89.775	143.944	277.846	551.280	648.663
Elforbrug til omrøring (kr./år)	200.309	314.628	628.503	1.276.443	1.501.701
Vedligehold, 1 % af CAPEX (kr./år)	255.480	361.143	721.422	1.465.155	1.723.716
<b>Total årlig omkostning inkl. ydelse (kr./år)</b>	<b>3.550.422</b>	<b>5.074.142</b>	<b>10.126.567</b>	<b>20.552.034</b>	<b>24.170.283</b>
Lave betontanke (inkl. udstyr)					
	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
<b>CAPEX (kun tanke)</b>	775 kr./m <sup>3</sup>	700 kr./m <sup>3</sup>	700 kr./m <sup>3</sup>	700 kr./m <sup>3</sup>	700 kr./m <sup>3</sup>
Projekteret tankvolumen (m <sup>3</sup> )	25.805	40.212	80.425	160.850	191.009
I alt (kr.)	19.998.875	28.148.400	56.297.500	112.595.000	133.706.300
Ydelse ved 10 % rentesats <sup>1</sup> (kr./år)	2.349.060	3.306.300	6.612.683	13.225.366	15.705.092
<b>OPEX (kun tanke)</b>					
Varmetab (kr./år)	309.039	472.613	945.073	1.890.146	2.244.530
Elforbrug til omrøring (kr./år)	405.913	632.535	1.265.085	2.530.171	3.004.572
Vedligehold, 3,5 % af CAPEX (kr./år)	699.961	985.194	1.970.413	3.940.825	4.679.721



<b>Total årlig omkostning inkl. ydelse (kr./år)</b>	<b>3.763.973</b>	<b>5.396.642</b>	<b>10.793.254</b>	<b>21.586.508</b>	<b>25.633.915</b>
---	------------------	------------------	-------------------	-------------------	-------------------

<sup>1</sup>Lagertank er ikke prissat, kun gaslageret der etableres under overdækning

<sup>2</sup>Teknisk levetid er forudsat til 20 år.

Det ses i ovenstående Tabel 8, at varmetabet og elforbruget er væsentligt større i lave tanke, dog er investeringen i høje tanke betydeligt større end lave tanke. I ovenstående beregning er udelukkende brugt varme og elforbrug på tankene og omrøring på biogasanlæg, og ikke på det samlede anlæg. Ovenstående sammenligning er baseret på oplyste priser og mange forudsætninger, og afvigelser fra forudsætninger vil derfor have indflydelse på beregningerne. Der vil ligeledes være tiltag som kan reducere fx OPEX i lave tanke ved bedre isolering, anvendelse af andre materialer, samt skift fra direkte motorstarter til frekvensomformere hvormed motorer til omrøring kan anvendes mere effektivt.

For høje tanke er investeringen høj, hvorimod OPEX er relativt lav. Kan ydelsen delvist dækkes af en rentesats som er lavere end de forudsatte 10 % vil høje tanke være mere favorable.

Størrelsen på vedligeholdet er baseret på delkomponenter som skal serviceres og skiftes. For høje tanke som anvender centeromrører, er vedligeholdet forholdsvis lille, da det udelukkende er smørelse og justering som udgør vedligeholdet. Dertil kommer et lille vedligehold i form af tæring på reaktortankens tag efter flere år. På lave betontanke forekommer en stor omkostning til vedligehold af neddykkede propelomrører. Alene servicering og vedligehold er hver 1-2 år, og der forventes at skulle betales ca. 25.000-30.000 kr. pr. servicering pr. omrører. Dertil skal tankoverdækningen minimum skiftes 1 gang i løbet af tankens 20-årige levetid. Denne omkostning udgør ca. 300.000-500.000 kr. pr. tankoverdækning.

### 3.6 Reduktion af metantab på biogasanlæg

Metantab på biogasanlæg forekommer hvis der opstår utætheder eller skader på komponenter. Metantab forekommer også, når lagertanke ikke er installeret med hverken gastæt overdækning eller en del af gasopsamlingsystemet. Derudover har type af opgraderingsteknologi en stor indflydelse på metantabet. Moderne biogasanlæg har generelt et meget lavt metantab (<1 %), hvis anlægget drives optimalt med stor egenkontrol på komponenter.

Biogas Danmark har på biogasanlæg tilbudt et frivilligt måleprogram fokuseret på metantab. Der blev i 2019 opgjort et gennemsnitligt tab på anlæg på ca. 1,1 % af den samlede gasproduktion. Datagrundlaget var flere biogasanlæg af forskellig type med en samlet produktion på i alt 150 mio. Nm<sup>3</sup> metan. Biogas Danmark har et mål om at metantabet på biogasanlæg skal reduceres til <1 %. Biogasanlæggene i Danmark er derfor forholdsvis tæt på den ønskede grænse.

DGC lavede i 2016, som del af Biogas Taskforce, en rapport over metantabet på i alt 10 biogasanlæg. Der blev heri gennemgået hvilke komponenter der er særligt udsatte ift. metantab. Rapporten pointerede især 4 steder, hvor metantab forekommer hyppigt. Det gælder tryk- og sikkerhedsventiler, for- og efterlagertanke uden gasopsamling og gastæt overdækning, mixertanke og opgraderingsanlæg. Det tabte metan er et direkte tab i gassalg, som forudsættes at være ca. 6 kr. pr. Nm<sup>3</sup> metan. Derudover bliver klimagevinsten også reduceret, hvis der er læk på anlægget.

Lagertanke uden gastæt overdækning og gasopsamling er, som udgangspunkt, steder hvor tabet af biogas er størst, med forbehold for forskellige systemer. Dette forhold gælder både for fortanken, hvor frisk gylle opbevares inden tilførsel, samt efterlagertanken hvor afgasset gylle opbevares inden afhentning. Årsagen til metantabet skyldes, at flere anlæg ikke har etableret gasopsamling på hverken fortank eller efterlagertank. Ifølge Biogas Taskforce rapporten fra DGC i 2016 stod metantabet fra fortanken for op til 61 % af det samlede metantab på diverse anlæg. Til sammenligning stod tryk- og sikkerhedsventiler for ca. 14 %. Dette er dog, hvis der ikke tages højde for opgraderingsanlægget.

Det høje tab fra fortanken skyldes, at metanproduktionen fra gylle starter allerede ved opbevaring da metanbakterierne er en del af tarmfloraen i husdyr, og derfor udskilles med gyllen. Den biologiske proces øges drastisk ved en temperatur over 13 °C og især om sommeren, hvor fortanken bliver opvarmet af solen kan gylletemperaturen nå 20-25 °C. Det gør, at der produceres betydelige mængder metan inden gassen opsamles i gassystemet. Især svinegylle er kendt for at være let-omsætteligt pga. den kortere opholdstid i maven ift. køer, og tabet af tørstof fra svinegylle er derfor større end for kvæggylle. Jo mere frisk gyllen er når den kommer ind på biogasanlægget, jo større er metanpotentialet i gyllen. Har gyllen på noget tidspunkt været varmere end 13 °C kan man forvente et mindre potentiale ift. frisk rågylle.

I efterlagertanken produceres store mængder metan, da temperaturen på den afgassede gylle typisk er forholdsvist høj (ca. 30-45 °C for termofile anlæg), selvom der ikke benyttes opvarmning i tanken. Den ofte korte opholdstid i efterlagertanken gør, at materialet holdes varmt. Et anlæg med ca. 7 % tørstof i den afgassede gylle, har oplyst at der udvindes mellem 100-400 Nm<sup>3</sup> metan pr. dag i en efterlagertank, som har 13 dages opholdstid. Biogasanlægget har både gasopsamling og flowmåler på efterlagertanken, for at kunne se hvor meget der vindes. Anlægget har i alt ca. 80 dages opholdstid og behandler ca. 125.000 tons/år med et metanindhold på ca. 52 Nm<sup>3</sup> metan/ton. Anlægget bruger meget tungt-omsætteligt biomasse og producerer ca. 6 mio. Nm<sup>3</sup> metan årligt. Mængden af gas der udvindes i efterlagertanken understreger vigtigheden enten at etablere gasopsamling, eller køle materialet fx ved varmeveksling eller med en varmepumpe (Se AP7).

Hvis det forudsættes at biogasanlæg har et metantab på 1 %, og kan reducere dette ved etablering af nye investeringer eller med hyppigere egenkontrol er der vist en oversigt på besparelse i Tabel 9.

Tabel 9: Konsekvenser for reduceret, eller øget metantab på diverse modelanlæg. En gevinst/udgift på 0,03 kr./Nm<sup>3</sup> metan er forventeligt pr. 0,5 % reduktion/forøgelse af metantab.

	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Metanproduktion (Nm <sup>3</sup> /år)	4.300.000	12.900.000	25.800.000	51.600.000	51.600.000
Forudsat metantab (%)	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Tabt metan (Nm <sup>3</sup> /år)	43.000	129.000	258.000	516.000	516.000
<b>Besparelse</b>					
Reduktion af metantab ved reduktion fra 1% til 0,5% (Nm <sup>3</sup> /år)	-21.500	-64.500	-129.000	-258.000	-258.000
Besparelse ved reduktion af metantab fra 1 % til 0,5 % (kr.)	-129.000	-387.000	-774.000	-1.548.000	-1.548.000
<b>Omkostningsændring (kr./Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>)</b>	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
<b>Fordyrelse</b>					
Forøgelse at tabt metan ved forøgelse af metantab fra 1 % til 1,5 % (kr.)	21.500	64.500	129.000	258.000	258.000

Fordyrelse ved forøgelse af metantab fra 1 % til 1,5 % (kr.)	129.000	387.000	774.000	1.548.000	1.548.000
<b>Omkostningsændring (kr./Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>)</b>	+0,03	+0,03	+0,03	+0,03	+0,03

Mulige tiltag der kan udføres for at reducere metantabet, ellers sørge for at metantabet fastholdes lavt, og dermed øge salget af opgraderet biogas, eller undgå et tab, er opsummeret nedenfor:

- Etablering af gastæt overdækning samt gasopsamling på fortank (200.000-500.000 kr. afhængig af type)
- Etablering af gastæt overdækning samt gasopsamling på efterlagertank (200.000-500.000 kr. afhængig af type)
- Hyppig egenkontrol og lækagesøgning af mixertanke, tankoverdækning, overdækningslemme, sikkerhedsventiler, skumfælder og andre komponenter.
- Kort opholdstid i fortanke/mixertanke eller alternativ køling med VP (se AP7)
- Valg af opgraderingsanlæg med lavt metantab (se AP6)

Ovenstående tiltag kræver dog væsentlige investeringer, som der skal tages højde for inden implementering. Den mulige gevinst afhænger også af anlæggets konfiguration, og om anlægget allerede har implementeret tiltagene. Et anlæg med gasopsamling på både for- og efterlagertank, gastætte ventiler og andet udstyr, ingen mixertanke samt et Amin-opgraderingsanlæg, vil typisk resultere i et meget lavt metantab (<1 %). Nyere anlæg tager også oftest højde for metantabet i designfasen, som giver både en økonomisk, men også klimamæssig gevinst.

Ved beslutning om overdækning med gasopsamling på lagertanke kræver det typisk en ny vurdering og beregning af det samlede gasoplæg i forhold til risikobekendtgørelsen.

### 3.7 Forøgelse af metanprocent i biogassen ved selektive biomasseinput

Der er undersøgt muligheder for at øge metanindholdet i biogassen. Et øget metanindhold vil reducere omkostningerne til opgradering pga. en lavere mængde CO<sub>2</sub>. Nedenfor er undersøgt hvor meget 1% øget metanindhold vil reducere omkostninger på opgradering. Der er beskrevet hvilke faktorer som har indflydelse på metanprocenten fx type af biomasse, forbehandling, længere opholdstid, procestemperatur osv.

#### Opgradering af biogas

##### *Membran-opgraderingsanlæg*

For et modelanlæg som 1M, koster det, ifølge en producent, ca. 0,25 kWh el for at opgradere 1 Nm<sup>3</sup> biogas med et metan indhold på 54% (svarende til ca. 1 kg CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> biogas). Med en produktion på 7.552.108 Nm<sup>3</sup> biogas med 57,5% metan (svarende til i alt 6.262 tons CO<sub>2</sub>), svarer dette til et årligt opgraderingselforbrug på 1.565.500 kWh ved brug af membranlæg. Membranlæg bruger el til kompressorer, og det årlige forbrug er derfor ca. 757.704 kr./år ved en elpris på 0,484 kr./kWh.

Hvis metanindholdet øges til 58,5 % (1 %-point højere) med samme mængde metan produceret, vil mængden af CO<sub>2</sub> reduceres fra 6.262 tons til 6.008 tons. 6.008 tons CO<sub>2</sub> svarer til et årligt elforbrug på 1.502.079 kWh,

altså en besparelse på i alt 63.426 kWh/år eller 30.698 kr./år på selve opgraderingen ved en elpris på 0,484 kr./kWh. Besparelsen svarer til 0,7 øre/Nm<sup>3</sup> metan. Altså vil besparelsen ved at hæve metanprocenten med 1% på selve opgraderingen være ca. 0,7 øre pr. Nm<sup>3</sup> metan. Denne besparelse inkluderer ikke besparelse på vedligeholdet af membraner og kompressorer. Det forventes, at med lavere CO<sub>2</sub> indhold der skal processeres, vil vedligeholdet på membranerne, kompressorer og andre komponenter også reduceres. Membrananlæg er en forholdsvis ny teknologi, og vedligeholdet på de enkelte anlæg er fortsat usikkert.

Det skal desuden nævnes, at membrananlæg ikke kræver en høj procestemperatur, hvorfor varmemeforbruget er begrænset. Membrananlægs kompressorer udvikler varme som normalt opsamles via en varmeveksler eller varmepumpe.

Der foreligger en forholdsvis stor investering i selve membranen. En membran er oplyst fra en leverandør til ca. 130.000 kr. stykket, hvor et opgraderingsanlæg til en kapacitet på ca. 2500 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> pr. time kræver 39 membraner. For modelanlæg 1M vil der derfor skulle kræves ca. 8 membraner til en værdi af ca. 1 mio. kr. Et funktionelt membrananlæg af størrelse med modelanlæg 1M er oplyst til at koste i omegnen af 15 mio. kr. inkl. alt. Omkostningen til et aminanlæg af samme størrelse er ca. det samme. Membranopgraderingen har desuden et tab på ca. 0,5% af det producerede metan. Dette vil svare til 21.500 Nm<sup>3</sup> metan eller 129.000 kr. om året for modelanlæg 1M. Tabet skyldes membranens selektivitet ift. passage, hvor CO<sub>2</sub> frasorteres pga. større permeabilitet i membranen da det er et mere polært molekyle.

#### *Amin-opgraderingsanlæg*

Ved aminanlæg foreskriver en producent en garanti på strømforbrug til 0,1 kWh/Nm<sup>3</sup> biogas. Dertil kommer et varmemeforbrug på ca. 1 kWh/kg CO<sub>2</sub> da aminanlæg typisk opererer ved procestemperatur på ca. 145 °C. Der er yderligere et dagligt vandforbrug på godt 30 m<sup>3</sup> vand for et anlæg som producerer 6 mio. Nm<sup>3</sup> metan om året.

Ved en reduktion af mængden af CO<sub>2</sub> fra 6.262 tons til 6.008 tons (svarende til 254 tons CO<sub>2</sub>), som var tilfældet for membrananlægget af samme størrelse (modelanlæg 1M), reduceres mængden af biogas fra 7.552.108 Nm<sup>3</sup> til 7.423.012 Nm<sup>3</sup>. Der er altså 129.096 Nm<sup>3</sup> mindre biogas der skal behandles, eller 254 tons CO<sub>2</sub>. Den samlede energibesparelse på strøm er derfor 12.910 kWh og 254.000 kWh for varme. Det giver en besparelse på hhv. 6.248 kr./år og 44.120 kr./år for strøm og varme, hvis metanprocenten kan hæves med 1%. Den samlede besparelse er derfor 50.368 kr./år. Laves samme beregning for modelanlæg 2A, 3A og 4A- fås i stedet en mængde mindre biogas der skal behandles på hhv. 373.327 og 750.769 Nm<sup>3</sup> og 1.501.538 biogas, altså en besparelse på hhv. 145.650 kr./år, 292.800 kr./år og 585.600 kr./år. Dette svarer til en besparelse på ca. 0,012 kr./Nm<sup>3</sup> for begge anlæg.

Der henvises til AP6 for yderligere tiltag til optimering på opgraderingsanlæg.

#### **Typen af biomasse**

Den valgte biomasse er klart den største faktor som har indflydelse på det procentmæssige metanindhold i biogas (Gylle 65 % CH<sub>4</sub>, halm max 55 %, græs max 55 %, fedtholdig biomasse 60-70 %). En oversigt over udvalgte biomasser er vist nedenfor i Tabel 10.

Tabel 10: Metanindhold i forskellige biomasser

Biomasse	Metanprocent ved udrådning (%)	Kilde
Gylle	65 %	AP2
Dybstrøelse	55 %	AP2
Fjerkrægødning	65 %	AP2
Majsensilage	52 %	AP2
Hvedehalm	51 %	AP2
Ensileret frøgræshalm	54 %	AP2
Roer	52 %	AP2
Roetop	54 %	AP2
Græsensilage	54 %	AP2
Mejeriaffald	52 %	AP2
Slagteriaffald	65 %	AP2
Kildesorteret organisk dagrenovation	60 %	AP2
Glycerin	70 %	AP2
Roe/soja melasse	50 %	AP2
Rester fra biodiesel	73 %	AP2

Metan indholdet i biomasse afhænger af biomassens sammensætning af makromolekyler, hvor meget fedtholdig biomasse (fx rester fra biodieselproduktion) resulterer i højt metanindhold. I nedenstående Tabel 11 ses det gennemsnitlige teoretiske gasudbytte i metan, med tilhørende metan indhold, ud fra makromolekyler (kulhydrat, protein og fedt).

Tabel 11: Biogas og metanudbytte for makromolekyler

Makromolekyle	Biogas udbytte (Nm <sup>3</sup> Biogas/ton VS)	Metan udbytte (Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /ton VS)	Metan indhold (%)
Kulhydrat	830	415	50,0
Protein	793	504	63,6
Fedt	1444	1014	70,2

Bemærk at der er tale om gennemsnitlige værdier. Ovenstående makromolekyler kan være meget forskellige i form og udbytte.

For at hæve metanprocenten via biomassesammensætningen skal der altså tilføres mere proteinrig eller fedtholdig biomasse. Proteiner nedbrydes i mindre grad i biogasanlæg (50-60 %), hvorimod størstedelen af fedt nedbrydes. Metanprocenten kan øges ved at udskifte nogle af de faste biomassetyper som græs og halm med industriaffald (KOD, slagteriaffald og glycerin). Biomasse som glycerin er kendt for let omsættelighed, et højt gaspotentiale samt nem håndtering da det er flydende. Glycerin er til gengæld meget dyr, og prisen fluktuerer da tilgængeligheden afhænger af andre industrier fordi størstedelen af glycerinen stammer fra biodiesel produktion hvor det er et restprodukt. Det skal yderligere nævnes at affaldsbiomasse med meget fedt har en høj organisk belastning, og man skal derfor være opmærksom på anlæggets pH idet der dannes fede syrer hurtigere end de kan omsættes til metan. Nedbrydningen kan danne meget skum, som driftslederen skal holde øje med i tankene. Hvis bufferkapaciteten ikke opretholdes, vil pH falde, hvilket vil have indflydelse på bakteriekulturens evne til at producere metan. pH skal være ca. 8 i et optimalt biogasanlæg.

Der er i AP2 præsenteret en biomasseprofil for hvert modelanlæg. Denne ses i Tabel 12.

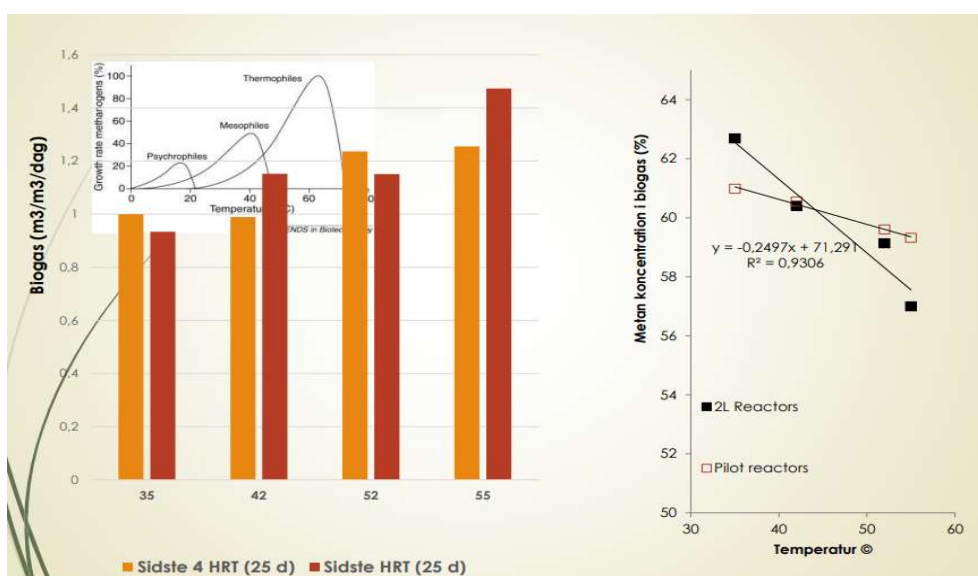
Tabel 12: Biomassesammensætning for modelanlæg præsenteret i AP2 og besparelse ved forøgelse af metan procent

Biomassesammensætning	Anlæg 1-M	Anlæg 2-A	Anlæg 3-A	Anlæg 4a-A	Anlæg 4b-A
Gylle (%)	77	74	74	74	64,6
Fast biomasse (%)	10	10	10	10	10,4
Andet biomasse (%)	13	8	8	8	15
Industri (%)	0	8	8	8	10
Forventet metanprocent (%)	57,5	58,4	58,4	58,4	58,5
Besparelse på opgradering ved at hæve metanindhold med 1 %-point. (kr./Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> )	-0,007	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012

Den begrænsede besparelse på opgraderingen gør, at muligheder for at hæve metanprocenten ved at ændre biomassesammensætningen er begrænsede, da biomasse med højere metanindhold typisk også er dyrere (gylle undtaget). Opgraderingsanlæggene forbedres også kontinuerligt fra producenterne og det bliver derfor billigere at opgradere biogas, men det gør også, at besparelspotentialet ved at hæve metanprocenten bliver mindre i fremtiden.

Biomassesammensætningen har i sig selv en betydelig udgift i den samlede produktionspris pga. indkøbet af biomasse. For modelanlæg 1M, 2A og 3A er udgiften til biomasse hhv. 2,22 kr./Nm<sup>3</sup>, 2,08 kr./Nm<sup>3</sup> og 2,08 kr./Nm<sup>3</sup>, som betegnes som en billig biomassesammensætning.

## Procestemperatur



Figur 2: Sammenhængen mellem temperatur, produktivitet og metanindhold i biogas. På højre side ses, at en øget temperatur resulterer i en lavere metanprocent. Data fra AU Foulum, Nomigas projekt.

Temperaturen har ifølge Nomigas projektet også en indflydelse for metanprocenten i biogasanlæg, se Figur 2. Det ses her, at metanindholdet i biogas falder med stigende temperatur. En stigning i procestemperatur fra 40 °C til 52 °C resulterer i et fald på ca. 1 % metan. Projektet har ikke oplyst årsagen, men det er velkendt at mere tungt-nedbrydelige biomasse omsættes i større grad under termofil udrådning end mesofil. Disse biomasser består oftest af lignocellulose (et organisk netværk af cellulose, hemicellulose og lignin), hvilket kun er delvist nedbrydeligt. Temperaturen er med til delvist at løsne netværket og dermed gøre mere cellulose og hemicellulose tilgængeligt for bakterier, som dermed omsætter komponenterne til biogas. Lignin omsættes kun i meget lille grad under biogasproduktion.

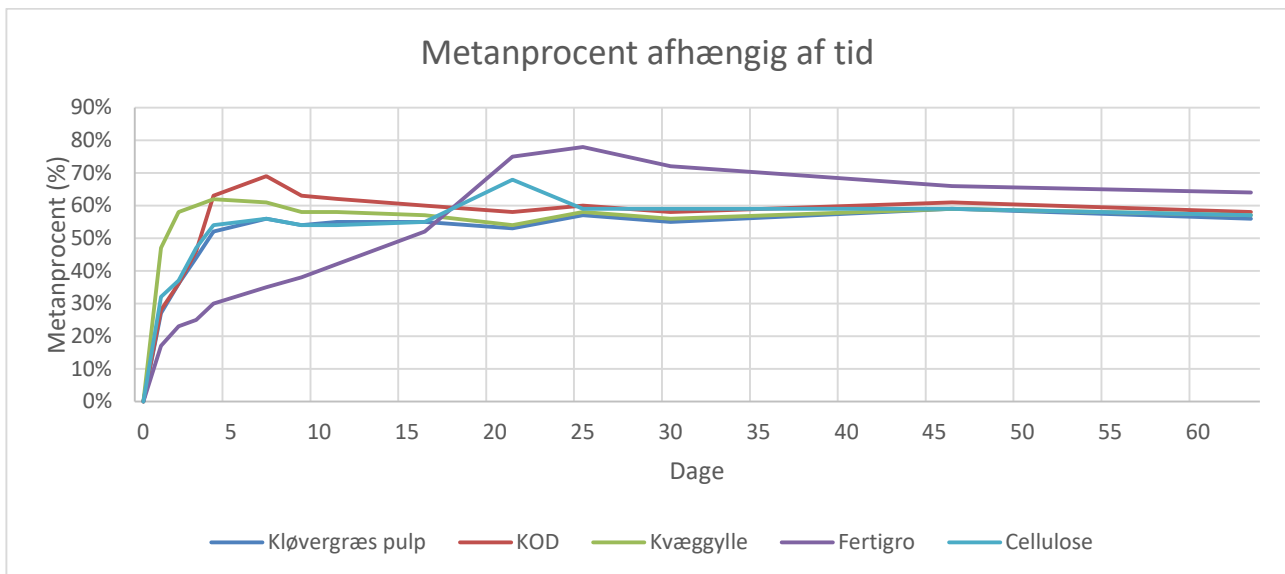
Halm nedbrydes især i større grad under termofil drift ift. mesofil drift. Ud fra ovenstående Tabel 10 ses det, at nedbrydning af halm resulterer i et metan indhold på 51 %. Det skyldes, at halm i høj grad består af kulhydrat med lavt indhold af protein og fedt (Se Tabel 11 for sammenhæng mellem makromolekyler og metanudbytte). Halm har dog højt tørstof og glødetab som i sidste ende betyder et højt metan potentiale pr. ton. For biogasanlæg som opgraderer biogassen til opgraderet biogas er metan indholdet i biogassen relevant ift. besparelser på opgraderingsanlægget. Det blev tidligere beskrevet at besparelsen på at hæve metan procenten med 1 % var 0,7, 1,1 og 1,1 øre/Nm<sup>3</sup> for hhv. modelanlæg 1M, 2A og 3A. Pga. den begrænsede besparelse på opgraderingen, kan det altså være fordelagtigt at benytte en højere procestemperatur, hvis der anvendes mange tungt opløselige biomasse for at opnå en større udrådning. Termofil drift har vist, at op imod 15 % mere halm bliver nedbrudt ved termofil drift ift. mesofil, også ved lang procestid (FIB nr. 60, 2017). Nedbrydning af halm afhænger dog af det enkelte anlæg, og det er derfor svært at generalisere.

## Opholdstid

Kort opholdstid er ofte sammenhængende med lavere metanprocent end lang opholdstid. Det gælder dog oftest kun for de første par dage under nedbrydning af ny biomasse, da det er mono- og disakkarider, samt let tilgængelige stoffer som nedbrydes først. I Tabel 13 og Figur 3 er vist metanprocenten over tid under udrådningforsøg for forskellige typer af biomasse. Biomasse inkluderer kulhydratholdig (kløvergræs pulp og cellulose), fedtholdig (Fertigro), samt blandet biomasse (KOD).

Tabel 13: Resultat af metanprocent fra udrådningforsøg på forskellige biomasser. Metanprocenten er bestemt med gaskromatografi og standardiseret til udelukkende at bestå af CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub>. Der tages forbehold for usikkerheder i data. Forsøg og data stammer fra en specialeafhandling ved AU Foulum i foråret 2019. Det skal nævnes, at biomasserne var tørrede inden udrådning, som kan have indflydelse på den overordnede metanprocent, dog bør udviklingen være OK.

Metanprocent (%)					
Tid	Kløvergræs pulp	KOD	Kvæggylle	Fertigro	Cellulose
Dag 1	27 %	28 %	47 %	17 %	32 %
Dag 2	36 %	36 %	58 %	23 %	37 %
Dag 3	44 %	46 %	60 %	25 %	47 %
Dag 4	52 %	63 %	62 %	30 %	54 %
Dag 7	56 %	69 %	61 %	35 %	56 %
Dag 9	54 %	63 %	58 %	38 %	54 %
Dag 11	55 %	62 %	58 %	42 %	54 %
Dag 16	55 %	60 %	57 %	52 %	55 %
Dag 21	53 %	58 %	54 %	75 %	68 %
Dag 25	57 %	60 %	58 %	78 %	59 %
Dag 30	55 %	58 %	56 %	72 %	59 %
Dag 37	NA	NA	NA	68 %	NA
Dag 46	59 %	61 %	59 %	66 %	59 %
Dag 63	56 %	58 %	57 %	64 %	57 %



Figur 3: Grafisk visualisering af Tabel 13. Ændring i metanprocent i indkøring skyldes, at podematerialet skal justeres til biomassen. Metanprocenten indstilles forholdsvis hurtigt efter størstedelen af biomassen er nedbrudt. Metanprocenten for Fertigro viser en reversibel inhiberet proces, som kan løses ved fortynding. Koncentrationen af substrat var i forsøget meget højt.

I ovenstående Figur 3 ses udviklingen i metanprocent over tid under et udrådningforsøg. Metanprocenten indstilles forholdsvis hurtigt efter tilvæning til materialet. Generelt opnår biomasserne en metanprocent omkring 58 %, bortset fra det fedtholdige Fertigro som forventes at have en højere metanprocent pga. det højere fedtindhold. Metanprocenten afhænger både af biomassen og resterne i podematerialet (observeret til ca. 60-65 %, ikke vist), det gør at de kulhydratholdige biomasser får en smule højere metanprocent end forventet.

For at kunne opnå lang opholdstid vil det kræve øget reaktorvolumen og investeringen bliver derfor større. Hvis der i forvejen er lang opholdstid på anlægget, og der anvendes let omsættelige biomasser, kan det overvejes om procestemperaturen skal være mesofil i stedet for termofil for at hæve metanprocenten som vist i Figur 2 og evt. sænke varmetforbruget. Dette afhænger også om der er spildvarme fra opgraderingsanlægget som ville kunne anvendes til opvarmning af reaktortanke. Hvis der haves spildvarme i overskud, er det oftest fordelagtigt at køre termofil drift da det også eliminerer patogener (E. Coli og Salmonella) i den afgassede gylle, samt sørger for hurtigere udrådning. Procestemperaturen er dog en samlet vurdering som også afhænger af fx den organiske belastning og kvælstofbelastningen i anlægget. Mesofil procestemperatur kan operere ved større organiske- og kvælstofbelastninger da udrådningen er langsommere, samt mindre ammonium vil være til stede som fri ammoniak pga. kemisk ligevægtsforskydning som er temperaturafhængig. Det skal dog siges at udrådning af tungt omsættelige biomasse forventes at blive mindre i mesofile anlæg, da det tidligere er påvist at især halm udrådnes i større grad i termofile anlæg.

## Forbehandling af biomasse

Forbehandling af den faste biomasse øger oftest gaspotentialet, nogle gange helt op til ca. 10 %, se AP4. Fast biomasse er typisk af lignocellulose (halm, dybstrøelse, græs mm.), som resulterer i metan procenter på ca. 50-55 %. Det forventes derfor, at den ekstra gas som bliver produceret pga. forbehandling, vil have et metanindhold på samme niveau. På grund af den forholdsvis lave besparelse/udgift der fås ved at hæve/sænke metanindholdet ift. opgraderingen er vurderingen, at det er en meget lille udgift ved at ændre metanindholdet.



det i biogassen ved forbehandling af biomasse. Den ekstra gas, der produceres, vil nemt kunne opveje omkostningen på drift af opgraderingsanlægget. Gevinsten ved forbehandling samt forskellige typer af forbehandlingsteknologier er gennemgået i AP4 – Biomasseforbehandling og optimering.

Ofte er forbehandling nødvendigt for at kunne tilføre den faste biomasse til anlægget, fx halm.

### 3.8 Afsætning og bortskaffelse af afgasset biomasse

Et optimalt scenarie for afsætningen af den afgassede biomasse ville være at kunne designe den gødningsprofil som modtageren ønsker. I dag transporteres den afgassede biomasse fra efterlagertanken til landmanden, som anvender denne som gødning. Den afgassede biomasse har en vis værdi for landmanden, da den indeholder næringsstoffer i form af NPK og andre mineraler.

Landmænd som modtager afgasset biomasse kan dog ikke anvende ubegrænsede mængder, grundet begrænsninger på N og P jf. Den Danske Regulering af Næringsstoffer i Landbruget. Da landbrug har forskellige behov og begrænsninger for tildeling af kvælstof og fosfor, vil det være fordelagtigt hvis næringsstofferne kan omfordeles eller designes, således de møder de individuelle behov.

Som forlængelse af ovenstående behov for separering og design, undersøges også lagdeling som en mulighed for at omfordele fosfor. Målsætningen med lagdeling er at begrænsningen i forhold til fosforloft og kvælstofloft opnås samtidig således der tilføres den bedste mulig næringsstofbalance til landbrugsjorden.

Muligheden for opgradering af en afgassede gylle til handelsgødning gennem procesanlæg er ikke undersøgt.

#### Lagdeling af afgasset gylle på biogasanlæg

Lagdeling af afgasset gylle undersøges fortsat for at kortlægge muligheder for at kunne designe gødningsprofilen afhængigt af behovet hos landmænd. Teknologisk Institut lavede i 2019 et studie på naturlig lagdeling ved sedimentation og ved skruepresse separering af fibre. Studiet konkluderer, at der kun er et beskedent potentiale. Efter 50 dages sedimentation blev det observeret at der var øget tørstof, øget total N og total P i bunden af siloen. P mængden i bunden blev observeret til 0,6 kg/ton, hvorimod toppen havde et indhold på 0,4 kg/ton. Det blev dog konkluderet at der skal anvendes lang tid før lagdelingen er effektiv, og at 11 dage er for kort tid da det kun giver en beskedent koncentrationsforskel.

Emnet undersøges fortsat af bl.a. Ribe Biogas, hvor storskala forsøg i 7.000 m<sup>3</sup> tanke er i gang. Her har man lykkedes med at opdele gyllen ved sedimentation, så fosforindholdet er ca. 0,7 kg P/ton i bunden, men 0,5 kg P/ton i midten. Forsøgene er fortsat i gang og det ønskes at sænke koncentrationen yderligere.

Andre anlæg forsøger at opdele biogasanlægget i separate linjer, hvor der kan tages højde for P-indholdet, og biomassesammensætningen kan justeres for at opnå et ønsket P-indhold i den afgassede biomasse.

Der er flere tiltag i gang som undersøger muligheden for at optimere næringsstofs fordelingen i den afgassede gylle. Bl.a. SMARAGD-projektet, støttet af GUDP, og ledt af SEGES har fokus på at optimere gødningsprofilen så den er skræddersyet til landmanden og hans behov. Projektet forventes afsluttet 31.12.2022.

Det er endnu for tidligt at konkludere om lagdeling er muligt på biogasanlæg med den ønskede virkning og hvor stor en gevinst der evt. vil være ved lagdeling. Men det er et område som er under udvikling.

## Ammoniakfordampning af afgasset gylle

Ammoniakfordampning øges som udgangspunkt efter afgasning af gylle. Det skyldes, at mængden af ammonium ( $\text{NH}_4^+$ ) øges under afgasningen af gylle pga. nedbrydning af proteiner i anlægget, samtidig med, at pH på den afgassede gylle stiger fra ca. 7,0 til 8,2 pga. det højere ammoniumindhold samt reduktion af fede syrer. Som udgangspunkt er ammoniak ikke et problem for selve biogasprocessen så længe ammoniumniveauet holdes under 3,3 kg/ton i en termofil reaktor med pH 8,2. Mesofile anlæg kan klare større kvælstof- og ammoniumbelastninger end termofile anlæg da udrådningen sker langsommere samt mindre fri ammoniak er til stede på den lavere temperatur. På anlægget er ammoniakemissioner ikke et problem, så længe lagertanke etableres med gastæt overdækning. Anlægget bliver betegnet som et lukket system, og den producerede ammoniak i tankene behandles med gassen via luftrensesystemerne på anlægget.

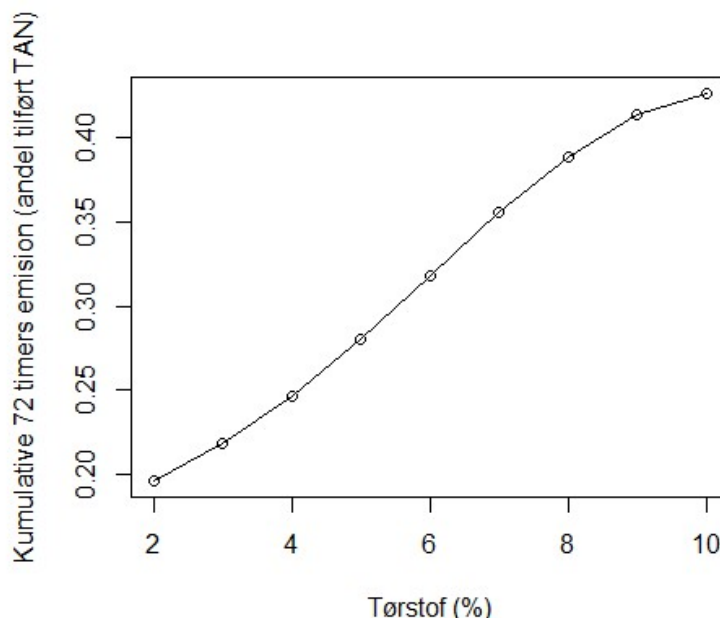
Den afgassede biomasse benyttes som gødning i landbruget og efter udbringning foregår den største ammoniakfordampning. Det øgede tørstofindhold i den afgassede biomasse, pga. indfødning af mere tørstof i biogasanlæg resulterer i en øget ammoniakfordampning i den afgassede gylle.

Ved brug af ALFAM2 modellen, udviklet af Aarhus Universitet<sup>1</sup>, er det forsøgt at forudsige indflydelsen af tørstofindholdet i den afgassede gylle og dens effekt på ammoniakemissioner. Modellen inkluderer andre parametre som vindhastighed, ammoniumkoncentration, mængden af gylle udspreddt, regnmængden, forsuring mm. Alle parametre er holdt konstant undtagen tørstofindholdet. Følgende forudsætninger er anvendt i modellen:

Tabel 14: Forudsætninger brugt i ALFAM2 model til beregning af tørstofs indflydelse på ammoniakfordampning fra afgasset gylle

Tid for for-dampning	Tørstof %	Udspreddt gylle	pH	Ammonium koncentration	Vindhastighed	Vindtemperatur	Regn
72 timer	2-10 %	30 ton/ha	8,2	3,3 kg/ton	3,0 m/s	15,0 °C	Ingen

Nedenfor ses ammoniakfordampning (andel af tilført ammonium) som funktion af tørstof hvis der ikke forsures.



Figur 4: Ammoniakfordampning som funktion af tørstof i afgasset gylle uden forsuring. Ammoniakfordampning er %-andel af tilført TAN

<sup>1</sup> [www.Alfam.dk](http://www.Alfam.dk)

Resultatet af ovenstående forudsætninger ses i ovenstående Figur 4. Der er ved tørstofprocent på 6 % en ammoniakfordampning på ca. 31,8 % af det udsprede ammonium. Det ses, at ved at sænke tørstof fra fx 6 % til 5 % kan der opnås en reduktion i ammoniakfordampning fra 31,8 % til 28,1 % (reduktion på 13 % af den totale emission). Hvis den afgassede gylle reduceres fra fx 9 % til 6 %, som ses for separering af fibre med skruepresse, kan der opnås en reduktion fra 41,3 % til 31,8 % af det udsprede ammonium. Ammoniakfordampningen kan altså kraftigt reduceres ved at sænke tørstofindholdet i den afgassede gylle.

Alternativt skal pH i den afgassede gylle sænkes inden udspredding. Ud fra ovenstående model vil en tørstofprocent på 6 % og forsuring til pH 6,0 resultere i en ammoniakfordampning på ca. 0,70 % (ift. 41,3 % ved pH 8,2) af det udsprede ammonium. Forsuring har dermed lang større indflydelse end selve tørstoffet da reduktion af tørstof fra 6 % til 5% i forsuret afgasset gylle resulterer i en ammoniakfordampning fra 0,70 % til 0,66 %. Der forekommer dog en betydelig omkostning ved forsuring af afgasset gylle, da der ifølge DCE – Aarhus Universitet og SEGES skal ca. 3 gange så meget syre til at forsure 1 tons afgasset gylle ift. almindelig gylle. Den hyppigst anvendte syre til forsuring er koncentreret svovlsyre, da den er billigst, stærkt sur og fås i høj koncentration (op til 96 %). Prisen er ca. 1,85 kr./L, hvor 1L = 1,8 kg svovlsyre. Der skal bruges 6-10 kg svovlsyre pr. ton gylle afhængig af tørstofindholdet. Jo mere tørstof, jo mere syre skal anvendes. SEGES har udført forsøg ift. forsuring af afgasset gylle og viser at der skal anvendes ca. 15 kg svovlsyre pr. ton afgasset gylle, og der foreligger derfor en omkostning på ca. 1,9 mio. kr. til at forsure en mængde svarende til modelanlæg 1M (123.232 tons afgasset gylle til en omkostning på 15 kr./ton).

Der er endnu ikke en regulering for ammoniakfordampning på biogasanlæg, men det må formodes at emissionerne fra afgasset gylle skal reduceres i fremtiden inden anvendelse i landbruget. Det vil resultere i en stor omkostning for enten biogasanlægget eller landmanden afhængigt af hvem der betaler udgiften til forsuringen.

### *Reduktion af tørstof ved separering af fibre*

Separering ved brug af fortykker har ved Madsen Bioenergi vist, at tørstofindholdet kan sænkes fra 5,4 % til 3,7 %. Ligeledes har forsøg ved Rybjerg Biogas vist, at ved brug af en skruepresse kan tørstofindholdet sænkes fra 9,0 % til 6,1 %. Fibrene kan indgå i biogasprocessen igen (beskrevet i AP4) og rejktvandet anvendes som gødning med lavere tørstof end tilsvarende uden separering. Det må forventes, at separeringen vil have en positiv effekt på ammoniakfordampningen, men også reducere mængden af syre som skal til for at forsure afgasset gylle. Derudover omfordeles næringsstofferne også. Størstedelen af fosforen bør være separeret med den afgassede fiber, mens  $\text{NH}_4^+\text{-N}$  og kalium vil være at finde i rejktvandet, da disse ioner er hydrofile. Der er fortsat uenighed om separering af fibre, hvor især fordelingen af næringsstoffer (krav til udnyttelse af kvælstof) er udfordrende. Der er dog også fordele som nævnt fx øget gasudbytte fra fibre og mindre tørstof i den afgassede gylle.

### *Øget opholdstid til reduktion af tørstofindhold*

Et alternativ vil være at etablere en ekstra reaktortank for at udvinde mere gas, og dermed reducere tørstof. Ved 30 dages ekstra opholdstid på biomassesammensætningen for modelanlæg 1M, vil der ifølge udbytte-reguleringerne, kunne udvindes ca. 125.334  $\text{Nm}^3$  ekstra metan eller 218.352  $\text{Nm}^3$  biogas (forudsat en metanprocent på 57,5 %). Den afgassede og omsatte biomasse vil svare til ca. 275 tons tørstof om året, som resulterer i, at den afgassede biomasse i modelanlæg 1M reduceres fra 6,69 % til 6,47 %.

Den samlede tørstofreduktion ved længere opholdstid er altså begrænset ift. separering, men der opnås et ekstra metanudbytte på 125.334  $\text{Nm}^3$  metan om året. Det vil være en gevinst på 752.004 kr. om året. Der vil dog være en betydelig udgift til etablering af en ekstra reaktortank. For at øge opholdstiden med 30 dage

kræves en ekstra reaktortank på ca. 11.000 m<sup>3</sup>. For en betontank vil omkostningen være ca. 8.525.000 kr. hvis en pris på 775 kr./m<sup>3</sup> forudsættes. Den simple tilbagebetalingstid er derfor ca. 11 år ekskl. finansiering, hvis gassen kan afsættes til gasnettet med støtte til en pris på 6 kr./Nm<sup>3</sup> metan. Pga. at anlægget i forvejen har lang opholdstid, vil gevinsten ved at etablere en ekstra tank være minimal. Kan tanken finansieres på anden vis, vil de 752.004 kr. svarer til en reduktion i produktionspris på ca. 0,17 kr./Nm<sup>3</sup> metan. Ydelsen for reaktortanken vil være i omegnen 990.000 kr. ved en rentesats på 10 % og det årlige tab er derfor vurderet til at være ca. 0,05 kr./Nm<sup>3</sup> metan. For anlæg med kortere opholdstid vil der være en større gevinst da der opnås en større gasproduktion. Fx for de resterende modelanlæg med 35 dages opholdstid er gevinsten beregnet til 0,08 kr./Nm<sup>3</sup> metan efter den årlige finansiering er trukket fra til etablering af ekstra tank kapacitet (svarende til ovenstående beregning).

Ved etablering af ekstra kapacitet til 30 dages opholdstid opnås altså en reduktion i tørstof på ca. 0,2 %, det vil i så fald betyde en reduktion i ammoniakfordampning på ca. 2,4 % ift. de tidligere nævnte forudsætninger og model. Det er dermed også en begrænset effekt på ammoniakfordampningen ift. separering.

## 4 Resultater

### 4.1 Muligheder for at undgå driftsstop

Driftsstop vil i et vist omfang være uundgåeligt, og det handler derfor om at minimere driftsstop således opptiden på anlægget øges så meget som muligt og der begrænses hvor meget gas der skal affakles på anlægget. Driftsstop er yderligere skyld i, at personalet skal benytte tiden på problemet, og derfor kommer bagud med anden vedligehold på anlægget, som evt. kan føre til andre problemer og evt. andre driftsstop. I Afsnit 3.1 er vist et overblik over mange hyppige årsager til driftsstop, samt hvordan de kan minimeres. Den hyppigste årsag til flere driftsstop er manglende overvågning og egenkontrol. Mange servicer kan forholdsvis enkelt planlægges med anden service, hvis anlægget overvåges tilstrækkeligt og hvorved nedetiden kan reduceres. Vedligehold bør også planlægges med anden service (fx på BMR-målestation eller gaskedel), så yderligere driftsstop undgås. På store anlæg haves et hold af medarbejdere som står for vedligeholdelse, hvorved der er brug for koordinering.

Det vurderes, at ved effektiv planlægning kan opptiden på anlægget øges med ca. 1 %, hvis der ikke planlægges service og vedligehold i forvejen. Dette vil således være en besparelse på 0,06 kr./Nm<sup>3</sup>. Anlægget bør stræbe efter at opnå en opetid svarende til opgraderingsanlægget opetid.

### 4.2 Muligheder og tiltag til reduktion af energiforbrug på biogasanlæg

#### Varmeforbrug

Hvis der anvendes høje ståltanke, vil der være få muligheder for at sænke varmekonsumet i reaktortankene. Der vil altid kunne anvendes mere isolering til at sænke varmekonsumet, men dette afhænger også af, hvor meget varme der er til rådighed, eller om der anvendes spildvarme på anlægget som ikke kan afsættes. Hvis der haves spildvarme, der ikke kan afsættes, kan der etableres tanke med mindre isolering, hvorimod der kan opnås en gevinst ved at isolere bedre hvis spildvarmen kan sælges til anden side. Varmeforbruget i en høj tank er forholdsvis lav, og det vurderes, at ståltanke med 200 mm isolering eller mere ikke vil have store optimeringsmuligheder på varmetabet af reaktortankene.

I lave betontanke har, en tank med de valgte forudsætninger, et forholdsvis stort varmetab på ca. 50-75 kW pr. tank afhængig af størrelsen, hvor ca. 55 % af varmetabet er grundet dårlig isoleringsgrad gennem tankoverdækningen. Ved at optimere tankoverdækningen kan varmetabet i lave betontanke sænkes med op til ca. 50 %, hvor en besparelse på ca. 150.000 kr./år, for et anlæg som producerer 500 Nm<sup>3</sup> opgraderet biogas/time, opnås efter investeringen er betalt af. Den simple tilbagebetalingstid er ca. 2,4 år hvis der vælges at udskifte en eksisterende tankoverdækning med en optimeret tankoverdækning. Herefter opnås en besparelse på ca. 0,036 kr./Nm<sup>3</sup> opgraderet biogas.

Optimeringer ifm. med varmekonsum bør altid overvejes ift. anlæggets situation, og om varmen kan anvendes et andet sted i processen på anlægget, om varmen skal bortkøles, eller om varmen kan sælges. Yderligere varmetiltag på biogasanlæg og mulig varmegenvind er beskrevet i AP7.

## Elforbrug

Elforbruget kan forholdsvis nemt optimeres ved installering af frekvensomformere i stedet for direkte motorstartere. Frekvensomformere øger fleksibiliteten ift. styring af omrøring, hvor den optimale belastning kan indstilles alt efter anlæggets behov. Frekvensomformere kan også installeres på bl.a. pumper, som ikke er belyst i projektet, men som også vil resultere i en yderligere besparelse svarende til ca. 30 %, hvis frekvensen kan sænkes til 85 % drift.

Med en simpel tilbagebetalingstid på under 1 år for høje ståltanke, resulterer installering af frekvensomformere i en besparelse på ca. 75.000 kr./år for et modelanlæg som producerer ca. 500 Nm<sup>3</sup> opgraderet biogas/time udelukkende for omrøring af reaktortanke. Besparelsen resulterer i reduktion i produktionspris på ca. 0,02 kr./Nm<sup>3</sup> opgraderet biogas.

For lave betontanke, som har et større elforbrug til omrøring, kan der opnås en større besparelse på omrøring, dog også med en større påkrævet investering til frekvensomformere. Med en simpel tilbagebetalingstid på ca. 2,6 år resulterer installering af frekvensomformere i en besparelse på ca. 150.000 kr./år for et modelanlæg som producerer ca. 500 Nm<sup>3</sup> opgraderet biogas/time udelukkende for omrøring af reaktortanke. Besparelsen resulterer i reduktion i produktionspris på ca. 0,04 kr./Nm<sup>3</sup> opgraderet biogas.

Dansk Energi har lavet en opgørelse som viser, at hvis alt industriudstyr som benytter direkte motorstarter udskiftes med frekvensomformere og optimeres, vil der være en samlet besparelse på ca. 15 % i industrier som anvender eldrevne motorer. Et anlæg med aminopgradering, som producerer ca. 700 Nm<sup>3</sup> opgraderet biogas/time har oplyst en elregning på hele anlægget på ca. 950.000 kr. om året. Det vil være en besparelse på 142.500 kr. om året eller 0,02 kr./Nm<sup>3</sup> opgraderet biogas hvis installering af frekvensomformere kan implementeres på alle elmotorer.

## 4.3 Muligheder og tiltag for reduktion af metantab på biogasanlæg

Ud fra tidligere observerede metantab på en række biogasanlæg, blev det konkluderet at især fortanke, efterlagertanke (såfremt de ikke er overdækket), mixertanke samt sikkerheds- og overtryksventiler er skyld i langt størstedelen af det samlede metantab på biogasanlæg. Indflydelsen af metantab på biogasanlæg vurderes at udgøre en udgift/indtægt på ca. 0,03 kr./Nm<sup>3</sup> metan pr. % tab. Hyppig egenkontrol af komponenter kan hjælpe med at sikre lavt metantab på biogasanlægget. Det samme er gældende for etablering af gasopsamling på både for- og efterlagertank.

## 4.4 Muligheder og tiltag for forøgelse af metanprocent i biogas

Ved at hæve metanprocenten opnås en besparelse på opgraderingsanlægget. Det er beregnet, at der pr. % ekstra metanprocent i biogassen vil være en besparelse på 30.698 kr. for membranlæg og 47.167 kr. for aminanlæg pga. behandling af mindre biogas og dermed mindre CO<sub>2</sub>. Typen af biomasse er hovedårsagen til den opnåede metanprocent, hvor protein og fedtholdig biomasse resulterer i høje metanprocenter. Biomasse med høj metanprocent er fx gylle, madaffald, rester fra biodiesel og glycerin. Markafgrøder med højt indhold af kulhydrat (cellulose) resulterer i lavere metanprocent. Dette gælder fx halm, græs og majs.

Metanprocenten bør indgå i en vurdering af biomasse, hvor der beregnes omkostningen til opgradering. Faktorer som er relevante ift. valg af biomasse vil derfor være pris (kr./ton), metanindhold ( $\text{Nm}^3 \text{CH}_4/\text{ton}$ ), metanprocent (%), behov for forbehandling samt andre faktorer som tørstof- og organisk tørstofindhold, NPK-indhold mm.

Andre faktorer som procestemperaturen, forbehandling og opholdstid kan have indflydelse på metanprocenten. Høj procestemperatur resulterer som udgangspunkt i lavere metanprocenten da mere fiber omsættes til gas. Forbehandling forventes også at reducere metanprocenten, men øge metanpotentialet af fast biomasse, som typisk har lavere metanprocenter, da de primært består af kulhydrat. Det vurderes, at opholdstid har minimal effekt på metanprocenten, men er mere afhængig af typen af biomasse. Det forventes dog, at øget opholdstid vil øge metan produktionen pr. tons biomasse, men ikke nødvendigvis metanprocenten.

Ved at hæve metanprocenten med 1 % forventes en besparelse på driftsomkostninger på opgraderingsanlægget på 0,007 kr./ $\text{Nm}^3$  for modelanlæg 1M, og 0,011 kr./ $\text{Nm}^3$  for modelanlæg 2A og 3A.

## 4.5 Muligheder og tiltag indenfor afsætning af afgasset gylle

Det er vigtigt for biogasanlægget at kunne afsætte den afgassede gylle efter produktion af biogas. Flere anlæg har taget konsekvensen og er begyndt at kigge på løsninger for at kunne tilbyde leverandører afgasset gylle med mindre fosfor for at fastholde leverancerne af gylle til anlægget. Løsninger som separering og lagdeling er udført i forsøg på at sænke mængden af fosfor fra den flydende gylle. Lagdeling undersøges fortsat som mulighed i fuldskala, samt der er projekter i gang med at undersøge muligheden for afgasset "designer" gylle til landmænd fra biogasanlæg.

Ammoniakfordampning er også et potentielt emne som kan berøre biogasanlæg. Afgasset gylle vil potentielt resultere i større ammoniakfordampning end traditionel gylle, grundet højere pH, højere tørstofindhold og større mængde ammonium. Den afgassede gylle har dog en større udnyttelsesgrad af næringsstoffer end alm. gylle N, P og K forekommer mere som mineraler end organisk bundet. Ammoniakemissionerne i landbruget skal reduceres, og tiltag som at sænke tørstof eller forsuring er muligt. Forsuring har den største effekt, dog er forsuring dyrt, da der skal anvendes store mængder kemikalier for at sænke pH i både gylle og afgasset gylle. En omkostning på op til 1,9 mio. kr. forventes for at forsure afgasset gylle for en mængde svarende til størrelsen på modelanlæg 1M.

Det vurderes ikke, at der pt. vil være besparelser på afsætningen af den afgassede gylle, dog vil tiltagene gavne landmændene eller anlæggene som har svært ved at afsætte den afgassede gylle.

## 5 Potentielle udviklingsområder i biogasproduktionen

### Opgradering af biogas via. Power-2-X

Det er nærmest uundgåeligt, at biogasanlæg i fremtiden vil spille en rolle til at skulle fungere som CO<sub>2</sub>-kilde til Power-2-X anlæg. Biogasanlæg har i dag et stort CO<sub>2</sub> "spild" fra de nuværende opgraderingsanlæg som ikke anvendes. Mange projekter er igangsat, som har vist positive resultater i laboratoriet og nu er i gang med at blive testet i pilot- og storskala. Produkterne er primært metan eller metanol fra Power-2-X anlæg. Men teknologierne er nye, og er derfor i udviklingsfase. Lemvig Biogas er med i flere projekter både på metanisering og metanol, som ledes af DTU. Også forskningscenter AU Foulum er i gang med at udvikle teknologi så biogassen kan anvendes til både kemisk- og biometanisering. Her fokuseres især på opgradering af biogas direkte fra produktion således der ikke behøves at anvendes en biogasopgradering ifa. Fx membranlæg eller aminskrubber.

Power-2-X med biogas vil kræve, at der kan produceres grøn brint i store mængder, til en konkurrencedygtig pris, som sammen med CO<sub>2</sub>'en i biogassen kan processeres til enten metan, metanol eller noget helt tredje. Grøn brint produceres ofte via. elektrolyseanlæg ved brug af strøm fra fx vindmøller, hvor vand spaltes i brint og ilt i en katalytisk proces. Ved hjælp af en kemisk katalysator eller bakterier fra biogasproduktionen, kan CO<sub>2</sub>'en og brinten anvendes til at producere metan eller metanol direkte. Det vil i sidste ende betyde, at et anlæg vil kunne producere mere metan selvom biogasproduktionen er den samme fordi CO<sub>2</sub>'en nu nyttiggøres. CO<sub>2</sub> udledningen fra selve biogasanlæg vil også sænkes da CO<sub>2</sub> omdannes til et anvendeligt produkt i stedet for at udledes.

Det er planlagt, at der skal bygges et fuld-skala Power-2-metanol anlæg i Greenlab Skive, hvor CO<sub>2</sub>'en udvindes fra Greenlab Skive Biogas. REIntegrate er teknologileverandør af Power-2-metanol anlægget.

### Afgasset "designer" gylle og omfordeling af næringsstoffer

Afgasset gylle har mange fordele ift. øget tilgængelighed af næringsstoffer, mindre udledning af drivhusgasser, færre lugtgener og større indhold af næringsstoffer pr. ton materiale. Men der er fortsat enkelte landbrug som har en udfordring med fosfor-loftet når der anvendes afgasset gylle, hvorved der må anvendes mindre gødning. Disse landbrug ønsker derfor at få afgasset gylle med et mindre fosforindhold så der ikke behøves at gødske med ekstra N og K gødning, men at afgasset gylle udelukkende kan anvendes, og handelsgødningen dermed spares. Det kræver dog, at næringsstofferne i den afgassede gylles kan omfordeles, så der opnås afgasset gylle med forskelligt indhold af N, P og K der passer til det enkelte landbrug.

Der er forsøgt flere tiltag som lagdeling og separering, eller at proceslinjer på biogasanlægget designes med biomasse som passer til enkelte bedrifter. Det er et område som fortsat er i udvikling, hvor GUDP også støtter et projekt under navnet SMARAGD, hvor SEGES er projektleder. Projektet forventes afsluttet i 2022.

### Reduktion af ammoniakudledning fra afgasset gylle

Der har i lang tid været fokus på ammoniakudledning fra stalde og hvordan gyllen kan forsuers, både biologisk og kemisk, samtidig med at den kan anvendes til biogas. Problemet er, at når gyllen har været igennem biogasanlæg, vil pH og ammoniumindholdet være steget, og der vil igen være behov for at reducere ammoniakudledningen når den afgassede gylle spredes på marken.



Der bør undersøges yderligere tiltag, som kan sænke ammoniakfordampning fra afgasset gylle, så der kan opnås en klimagevinst samtidig med, at afgasset gylle gøres mere attraktiv for landmændene. Forsuring og separering er blevet nævnt i denne rapport, men der mangler fortsat udvikling på området.

## Kildeliste

Bruno Sander Nielsen. 2019. Frivilligt måleprogram for metantab. Gasenergi nr.3.

Dansk Energi. 2015. Den Store Blå om Systemoptimering. 1. Udgave.

DCE – Nationalt Center for Miljø og Energi. 2018. Potentielle Miljøeffekter ved Anvendelse af Forsuret Gylle på Landbrugsjord. Aarhus Universitet. Videnskabelig rapport nr. 257.

Henrik B. Møller. 2019. Den nye generation biogas, Hvor er vi på vej hen? Råvaregrundlag og koncepter. Økonomiseminar 3. december i Vingsted.

Langerak, J., Lems, R., Giménez Domínguez P., Dirkse E.H.M. 2013. Biogas upgrading: Membrane separation takes over - The success story of Poundbury continues. DMT Environmental Technology.

Rynkowski Piotr. 2018. Heat loss analysis in the semi-buried anaerobic digester in Northeast Poland. E3S Web of Conferences. Vol. 44. Issue 00156. Eko-Dok 2018. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184400156>

Sasha D. Hafner, Andreas Pacholski, Shabtai Bittman, William Burchill, Wim Bussink, Martin Chantigny, Marco Carozzi, Sophie Générmont, Christoph Häni, Martin N. Hansenj, Jan Huijsmans, Derek Hunt, Thomas Kupper, Gary Lanigan, Benjamin Loubet, Tom Misselbrook, John J. Meisinger, Albrecht Neftel, Tavs Nyord, Simon V. Pedersen, Jörg Sintermann, Rodney B. Thompson, Bert Vermeulen, Annette V. Vestergaard, Polina Voylokov, John R. Williams and Sven G. Sommer. 2018. The ALFAM2 database on ammonia emission from field-applied manure: Description and illustrative analysis. Agricultural and Forest Meteorology. Vol. 258. Pp. 66-79. <https://doi.org/10.1016/j.agrformet.2017.11.027>

Sasha D. Hafner, Andreas Pacholski,, Shabtai Bittman, Marco Carozzi, Martin Chantigny, Sophie Genermont, Christoph Häni, Martin N. Hansen, Jan Huijsmans, Thomas Kupper, Tom Misselbrook, Albrecht Neftel, Tavs Nyord and Sven G. Sommer. 2019. Atmospheric Environment. Vol. 199. Pp. 474-484. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2018.11.034>

Søren Ugilt Larsen & Thorkild Qvist Frandsen. 2019. Afgasset gylle som startgødning for majs. Projekt 2018-2019 under Region Midtjyllands Bioøkonomiprogram.

Theodore L. Bergman, Adrienne S. Lavine, Frank P. Incropera and David P. DeWitt. 2011. Fundamentals of Heat and Mass Transfer. 7<sup>th</sup> Edition. Wiley. New Jersey, USA.

[Torben](#) Kvist. 2016. Pilotprojekt til et frivilligt måleprogram for metanudledning fra biogas- og opgraderingsanlæg. Energistyrelsens Biogas Taskforce 2016.

University of Torino. 2018. Evaluation of the Gasometric Coverage System “Cupola M3 Heat Shield” in Reducing Heat Losses from the Anaerobic Digesters. Materiale udleveret af LSH-Biotech.

Peter Jacob Jørgensen. 2009. Biogas – Grøn Energi. PlanEnergi og forsker for en dag. 2. udgave. 1. oplag.