

# Potentiale for optimering af biogasopgradering

EUDP-j.nr. 64018-0512

Projektrapport  
November 2020

RAPPORT

## Kolofon

Titel:	Potentiale for optimering af biogasopgradering
Rapportkategori:	Projektrapport
Forfatter:	Anette Münther Hansen og Thomas Hernø
Dato for udgivelse:	1. december 2020
Copyright:	Projektets resultater kan frit citeres med kildeangivelse
ISBN-nr.:	978-87-7795-430-6
Sagsnummer:	746-84
Sagsnavn:	Energi- og omkostningsoptimering af bionaturgasproduktion
URL:	<a href="https://www.dgc.dk/publikationer/soeg">https://www.dgc.dk/publikationer/soeg</a>
Arkivering:	h\746\84 Optimering bionaturgas

## Indholdsfortegnelse

1. Indledning .....	4
2. Konklusion.....	5
3. Økonomisk betydning af optimeringsforslag .....	7
4. Aminskrubberanlæg.....	11
4.1. Varmeforbrug.....	12
4.2. Elforbrug.....	13
4.3. Valg af varmekilde.....	13
4.4. Svovlrensning.....	14
4.5. Nedetid.....	15
4.6. Metantab.....	15
5. Vandskrubberanlæg .....	16
5.1. Energiforbrug .....	17
5.2. Svovlrensning.....	18
5.3. Nedetid.....	19
5.4. Metantab.....	19
6. Membranlæg .....	21
6.1. Energiforbrug .....	22
6.2. Svovlrensning.....	23
6.3. Nedetid.....	24
6.4. Metantab.....	24
7. Andre generelle bemærkninger.....	25
Referencer .....	26
Bilag: Nøgledata for danske opgraderingsanlæg .....	27

## 1. Indledning

Selvom udgifterne til opgradering af biogas udgør en mindre del af den samlede udgift til produktion af opgraderet biogas, så er udgiften stadig ikke uvæsentlig. Der vil derfor i denne rapport blive set på muligheder for at forbedre driftsøkonomien ved opgradering af biogas.

Når der skal ses på optimering af opgraderingsprocessen, er det nødvendigt at se på de forskellige teknologier hver for sig, da udfordringerne og optimeringsmulighederne er teknologiafhængige. Forbedringer i forhold til klima vil kun blive diskuteret separat i forhold til nedbringelse af metantab.

Der antages i en vis grad forhåndskundskab til opgraderingsprocesser og svovlrensingsprocesser, da det ligger uden for denne rapports område at gå i dybden med forklaring af dette. Der henvises til [1] og [2] for nærmere forklaring af processerne. Ved reference i denne rapport til fjernelse af svovl med ”jern”, menes der fældning med en jernforbindelse såsom jernklorid, jernsulfat eller tilsvarende under biogasproduktionen.

Denne rapport er udarbejdet i projektet ”Energi- og Omkostningsoptimering af Bionaturgasproduktion”, EUDP jr. 64018-0512. De deltagende parter er Dansk Gasteknisk Center a/s (DGC) (projektleder), PlanEnergi, Aarhus Universitet, Biogas Danmark, 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, 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 6 – Biogasopgradering, Optimering og er udarbejdet af Anette Münther Hansen og Thomas Hernø, DGC.

Projektets offentliggjorte resultater kan frit citeres med kildeangivelse.

## 2. Konklusion

På baggrund af de største udgiftsposter for de forskellige opgraderingsteknologier er forskellige idéer til forbedringer blevet overvejet. Beregninger på det økonomiske potentiale ved de forskellige forbedringsmuligheder viser, at de største forbedringsmuligheder ligger i optimalt valg af svovlrensningsteknologi, investering i høj varmegenindvinding på amin- og membranlæg, investering i høj opetid og bedre beskyttelse af membranerne. De bedste optimeringstiltag for hver opgraderingsteknologi er vist i tabel 1.

Tabel 1 Optimeringstiltag opgraderingsanlæg. Negative (-) tal er en bestarelse

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

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

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

Membrananlæg har metantab på ca. 0,5 %. For membranolæg, der generelt er mindre end vandskrubberanlæg, er omkostningen ca. 8 øre per Nm<sup>3</sup> metan for at reducere metantabet til samme niveau som fx aminanlæg.

### 3. Økonomisk betydning af optimeringsforslag

Alle økonomiske overvejelser tager udgangspunkt i opgraderingsaanlæg, der fjerner CO<sub>2</sub> fra biogas, så det opfylder krav til injektion i gasnettet som opgraderet biogas.

I dette projekt ses på en række modelanlæg i forskellige størrelser og med forskellige kapaciteter. Valget af modelanlæg afspejler de biogasanlæg med opgradering og netinjektion, der er opstillet i Danmark. Optimeringstiltag for opgraderingsanlæg er beregnet for de samme teknologier og størrelser. Tabel 2 viser de valgte teknologier og anlægsstørrelser.

Tabel 2 Oversigt over opgraderingsteknologier og anlægsstørrelser, der regnes på.

Opgraderings- teknologi	Anlæg 1 - Mindre		Anlæg 2 - Mellemstort		Anlæg 3 - Stort		Anlæg 4 - Meget stort	
	Opgr. biogas	500 Nm <sup>3</sup> /h	Opgr. biogas	1.500 Nm <sup>3</sup> /h	Opgr. biogas	3.000 Nm <sup>3</sup> /h	Opgr. biogas	6.000 Nm <sup>3</sup> /h
Aminskrubber		○		○		○		○
Vandskrubber				○		○		
Membran		○						

Alle anlæg har 98 % opetid (dette garanteres af de leverandører, som DGC har talt med). Der antages 60 % metan og 2.000 ppm H<sub>2</sub>S i biogassen og 98 % metan i den opgraderede biogas. CAPEX-bidrag er beregnet med 10 % rente og 20 års tilbagebetaling. Elpris er sat til 0,48 kr./kWh inkl. distribution m.v. og let procesafgift, naturgaspris til 1,7 kr./Nm<sup>3</sup> inkl. distribution og let procesafgift, og salgspris for opgraderet biogas inkl. tilskud til 6 kr./Nm<sup>3</sup>. Bemanding er beregnet på baggrund af en estimeret timeløn på 400 kr. inkl. pension m.m. Metantab er sat til hhv. 1 % for vandskrubberanlæg, 0,5 % for membran anlæg og 0,05 % for aminanlæg som målt af DGC i [3]. Svovlrensningssudgifter er estimeret ud fra [1], og indkøbs- og driftsudgifter er baseret på tal fra leverandører, som anvendt i [5].

På baggrund af en række økonomiske betragtninger (beskrevet i de efterfølgende afsnit) er der blevet regnet på de økonomiske konsekvenser af de forskellige forbedringstiltag.

Tabel 3 viser effekten af alle de tiltag, der er vurderet, samt estimerede ændringer i CAPEX og OPEX angivet for anlæg med forskellige opgraderingsteknologier og forskellige kapaciteter.

Tabel 3 Optimeringstiltag for forskellige opgraderingsteknologier

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

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

1) Estimeret ekstra varmevekslere og ekstra rørledning.

2) Anslået merpris for mere energieffektivt aminvæske

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

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

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

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

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

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

1) Anslået merpris for forbedret membran.

2) Oplyst merpris fra Puregas Solutions.

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

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

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

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

1) Estimeret ekstraudgift til flere kritiske reservedele på lager.

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



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

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

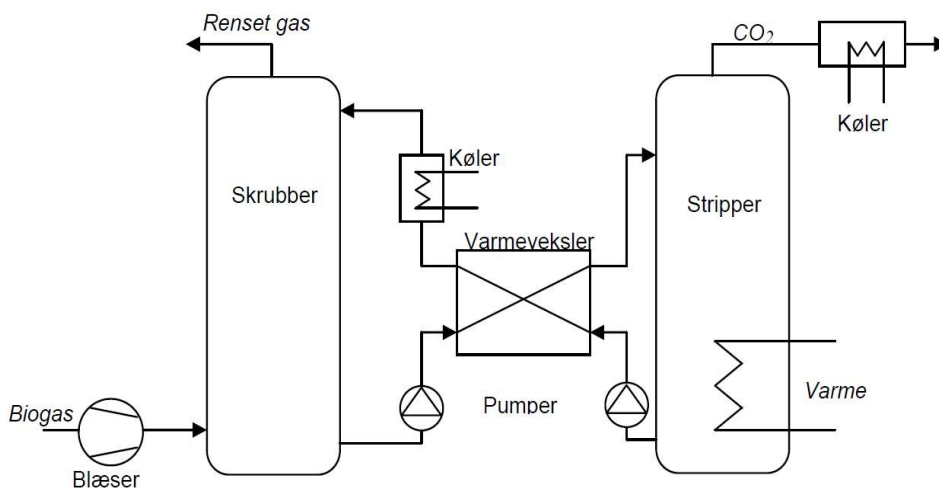
Som det ses af beregningen for sænket metantab for vandkrubber (ved brug af askefiltre til at ændre procesbetingelser og reducere metantab fra vandkrubberprocessen), er askefilterteknologien en meget dyr). Dette skyldes især den høje udgift til løbende asketransport. De ekstra udgifter til aske anlæg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

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

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

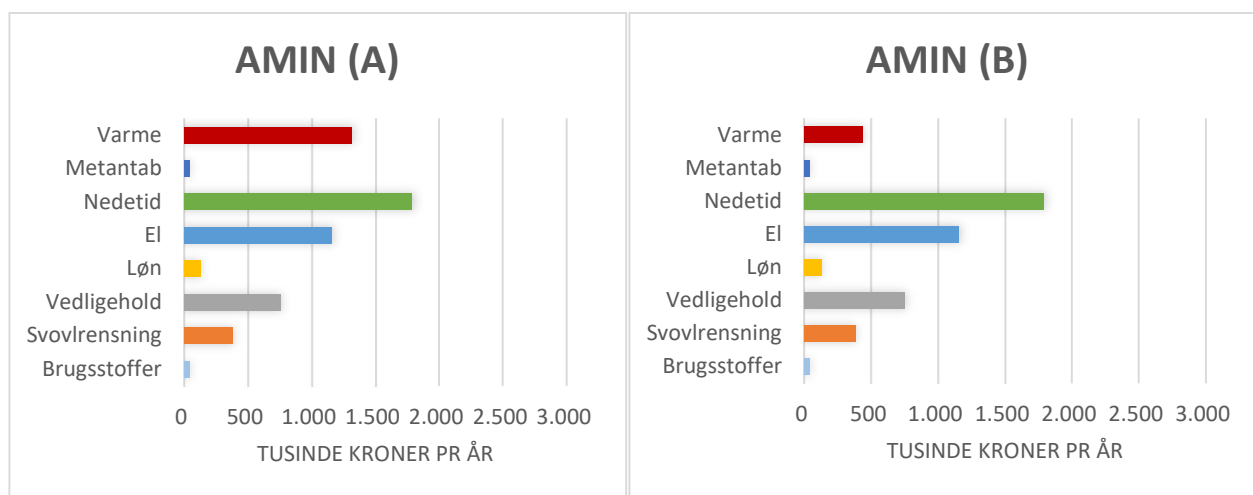
## 4. Aminskrubberanlæg

Aminskrubberprocessen synes at være den mest solgte på markedet i øjeblikket (se Bilag: Nøgledata for danske opgraderingsanlæg). Processen bruger en amin til at absorbere  $\text{CO}_2$  og  $\text{H}_2\text{S}$ , hvorefter aminen regenereres vha. opvarmning.



Figur 1 Skitse af opbygningen af et normalt aminskrubberanlæg.

Hvis man ser på fordelingen af driftsudgifter for aminprocessen (tal taget fra data bag [5]), kan man se, at det især er udgifter til el og varme, som vejer tungt i budgettet, selvom vedligehold også udgør en signifikant post. Desuden vil en forøgelse af opetiden til et niveau over garantiværdien kunne bidrage til en forbedring af driftsøkonomien.



Figur 2 Fordeling af udgifter/tab/fortjeneste for aminskrubberanlæg, som producerer  $1.500 \text{ Nm}^3/\text{h}$  opgraderet biogas, gennemsnit for to leverandører og to slags brændsler (halm og naturgas), A: 40 % varmegenindvinding, B: 80 % varmegenindvinding.

#### 4.1. Varmeforbrug

Varmen til regenerering af aminen produceres typisk ved afbrænding af enten naturgas eller en form for biomasse. Det er dette ekstensive forbrug af varme, som er den største akilleshæl ved aminskrubberprocessen; Hvis ikke denne varme kan genbruges, er processen langt dyrere end de konkurrerende teknologier. Derfor har producenter af aminskrubberprocessen også allerede foretaget flere initiativer på dette område:

- Intern varmeveksler til genbrug af varme i processen.
- Eksternt varmegenbrug, hvor overskudsvarme i nogen grad genbruges til biogasproduktionen eller andet varmebehov på anlægget.
- Billigst mulige varmekilder.
- Optimering af amin til lavest muligt energiforbrug<sup>1</sup>

På denne baggrund kan det overordnede varmeforbrug sænkes kraftigt og processen blive konkurrencedygtig med de øvrige opgraderingsteknologier. Økonomien af anlægget afhænger derfor kraftigt af det enkelte anlægs muligheder for at kunne genbruge varme samt adgang til en billig energikilde. Bedste kilde til at sænke prisen for opgradering med aminskrubber er derfor at sikre forbedret mulighed for varmegenindvinding. Dette både i forhold til:

- 1) Hvor det enkelte anlæg kan bruge varmen.
- 2) Øget udnyttelse af overskudsvarme fra processen – fx lavtemperaturvand til lokal opvarmning og/eller opgraderet til højtemperaturvand med varmepumpe (el eller gas).

Normalt genbruger aminanlæg mindst 40 % af den tilførte varme, og flere genbruger op til eller mere end 80 % af den tilførte varme. DGC ligger ikke inde med statistik for, hvor stor en andel der i gennemsnit bliver genbrugt, og kan derfor ikke sige noget klart om størrelsesordenen for dette potentiale. Muligheder for øget varmeintegration vil blive behandlet i projektets arbejdsplan AP 7 Energiintegration af biogasproduktion og -opgradering.

Design af optimal/forbedret amin til lavest muligt energiforbrug må antages at være noget, som leverandørerne allerede naturligt har fokus på. Der har ikke i dette projekts omfang været tid til at gå i dybden med undersøgelse af dette.

---

<sup>1</sup> Optimering af amin for at sænke varmeforbruget medfører dog også dårligere H<sub>2</sub>S-absorption, således at det skal fjernes inden opgradering fremfor efter. Derfor er dette ikke nødvendigvis en økonomisk fordel.

## 4.2. Elforbrug

Aminskrubberens elforbrug ligger ret lavt og langt under de andre opgraderingsteknologier. Elforbruget må forventes primært at skyldes el til kompressoren for at sikre tilstrækkeligt tryk til at injicere opgraderet biogas i gassystemet. Det er derfor usandsynligt, at der kan skæres betydeligt på denne post, selvom mindre forbedringer muligvis kan opnås med forbedret udstyr o.l.

## 4.3. Valg af varmekilde

Med varmeudgiften som den største post på regnskabet for aminskrubberanlæg er valg af en billig varmekilde vigtig for driftsøkonomien. Den mest almindelige varmekilde i Danmark er enten afbrænding af naturgas eller en form for biomasse – fx halm, flis eller olivenkød. I forbindelse med en forespørgsel hos syv aminskrubberanlæg har fire angivet at bruge naturgas, mens de resterende tre bruger biomasse. Der synes altså ikke at være en klar præference.

Driftsøkonomisk set har biomasse i lange perioder været et væsentligt billigere brændsel, når der ses på kr. per energienhed. I dag koster halm og naturgas næsten det samme per energienhed. Til gengæld er udstyr og håndtering væsentligt simplere og billigere ved brug af naturgas som brændsel.

Naturgaskedler er [6]:

- Relativt billige.
- Kræver minimal bemanning (brændsel indføres automatisk).
- Meget lidt vedligehold.

Til sammenligning er biomassekedler [6]:

- Væsentligt dyrere.
- Må forventes at kræve en vis grad af manuel håndtering til at indføre biomassen (med mindre der investeres i automatisk indfødnings).
- Kræver mere vedligehold/eftersyn pga. den mere ”beskidte” røggas, som kan være korroderende, give belægninger og forurene mere (fx øget NO<sub>x</sub>, VOC, svovl og skadelige partikler). Dette vil dog være mere udtalt ved billige biomasser som halm, end for dyrere biomasser som træ.
- Varmeleverancen kan være svingende ved fx kedler, der fyres med halmballer. Det kan medføre øget mulighed for udsving i kvaliteten for opgraderet biogas, så leverance til gassystemet stoppes. Det giver indtægtstab og udgifter evt. til personale.
- Desuden kan kedler til fx halm ikke reguleres lige så nemt op og ned i kapacitet, hvis der er problemer med biogasproduktionen. Det medfører et behov for et system til varmeakkumulering, hvis ikke der skal risikeres spildvarme.

En helt tredje form for varmekilde, som normalt ikke benyttes, er afbrænding af biogas. Dette ville normalt kunne foregå i en billig gaskedel eller gasmotor. Biogas er til stede i rigelige mængder under produktion af opgraderet biogas, og det *burde* give økonomisk bedre mening at bruge end naturgas, da ledet med opgradering af biogassen spares væk. Økonomisk skal der dog tages hensyn til, at tilskuddet er et andet for biogas til varmeproduktion frem for som opgraderet biogas, og det skal afvejes mod, at der gives afgiftsfritagelse på fossil gas til procesenergi, men det burde stadig være en konkurrencedygtig varmekilde. Brug af biogas til varmeproduktion må dog forventes at være en lidt mindre stabil varmekilde, da et driftsnedbrud af biogasanlægget også vil stoppe varmeproduktionen. Dette kan dog klares ved at have en billig, ekstra kedel stående som reserve, der forsynes fra gassystemet.

Ses der på de rent miljømæssige konsekvenser af de forskellige typer brændsel, er halm et CO<sub>2</sub>-neutralt brændsel, mens gas fra gassystemet er et delvis fossilt brændsel. Et aminanlæg med et varmebehov på 1,5 MW og 40 % varmegenindvinding vil således udlede cirka 1.400 ton CO<sub>2</sub> årligt ved brug af naturgas, mens brug af halm vil blive anset som CO<sub>2</sub>-neutralt. Til gengæld vil halmkedlen emitte større mængder af andre miljøskadelige gasser såsom NO<sub>x</sub> (≈8 \* mere), SO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O (≈3 \* mere), metan (≈4 \* mere) og fine partikler [6]. Tilsvarende gælder for andre typer biomasser. Den mest *klimavenlige* varmekilde er derfor brug af biomasse, men de miljømæssige konsekvenser af øvrige emissioner bør også tænkes ind i de mere komplekse overvejelser for og imod.

#### 4.4. Svovlrensning

Aminskrubberanlæg har – ligesom vandskrubberanlæg – den fordel, at H<sub>2</sub>S vaskes ud sammen med CO<sub>2</sub>'en. Det betyder, at hvis materialerne til opgraderingsanlægget vælges efter at kunne klare tilstedeværelsen af svovl, kan man vente med at rense svovlen væk til **efter** opgraderingen, altså på CO<sub>2</sub>-afkastet. Det betyder et væsentligt mindre gasflow, som skal behandles, hvilket har indflydelse på prisen for visse svovlrensningsteknologier.

For de ældre anlæg i Danmark har det været lidt mere blandet, hvad man har valgt af svovlrensningsløsning. Nogle har brugt biologisk rensning<sup>2</sup> før opgraderingsanlægget, andre efter. Nogle bruger ilt og/eller en form for jernforbindelse til at rense en del af svovlen væk under biogasproduktionen. Nogle bruger kulfilter enten på indgangen eller CO<sub>2</sub>-afkastet.

---

<sup>2</sup> Ved biologisk rensning benyttes bakterielt materiale til at omdanne H<sub>2</sub>S'en til svovl eller svovlsyre, som kan fjernes fra biogas-/opgraderet biogasstrømmen.

Den billigste måde at fjerne svovl på er jf. [1] udelukkende at bruge biologisk rensning af afkastet – evt. med brug af lidt ilt under biogasproduktionen. Nogle af disse ældre anlæg har derfor med stor sandsynlighed højere svovlrensningssudgifter, end de ville have haft ved brug af en billigere teknologi. Ses der på de anlæg, der er bygget i 2017 eller senere, ser de alle ud til at blive bygget med biologisk rensning af afkastet.

#### **4.5. Nedetid**

DGC har ikke klare data for det normale omfang af nedetid for aminskrubberanlæg. De to aminskrubberanlæg, DGC har talt med, har haft 97-98 % oppetid, men begge leverandører, som DGC har talt med, garanterer 98 % oppetid på nye anlæg. Den høje oppetid sikres især gennem redundans, hvor anlægget forsynes med to kompressorer. Dette øger CAPEX, men bør give bedre overordnet anlægsøkonomi pga. øget indtjening på salg af opgraderet biogas.

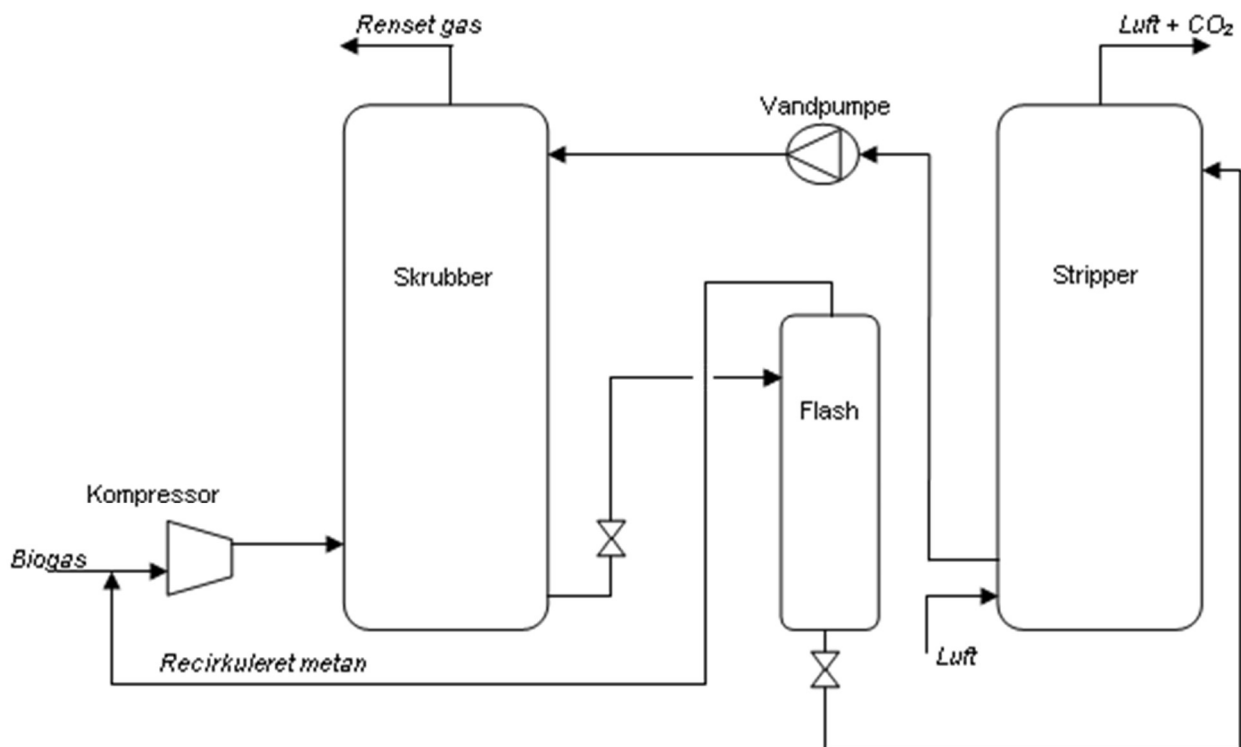
#### **4.6. Metantab**

Metantabet for aminskrubberprocessen er meget lavt (0,05 %) sammenlignet med de andre opgraderingsteknologier [3]. Forbedringer her vil derfor kun have en lille effekt på den overordnede økonomi.

Det samme gælder, hvis der tænkes i klimabelastning, hvor et metantab på 0,05 % for et anlæg på 1.500 Nm<sup>3</sup>/h opgraderet biogas udleder metan svarende til 110 ton CO<sub>2</sub>-ækvivalenter om året. Til sammenligning fortrænger den producerede opgraderede biogas fra samme anlæg svarende til godt 230.000 ton CO<sub>2</sub>-ækvivalenter om året. Installation af et anlæg til termisk oxidation (RTO) vil kunne omdanne det meste af det tabte metan til CO<sub>2</sub> og dermed sænke klimaeffekten til cirka 10 ton CO<sub>2</sub> om året.

## 5. Vandskrubberanlæg

Vandskrubberprocessen var den første opgraderingsteknologi på markedet i Danmark, og de fleste danske anlæg er produceret af det svenske firma Malmberg. Processen virker, ved at  $\text{CO}_2$  og  $\text{H}_2\text{S}$  absorberes i vand under tryk (normalt omkring 6 bar). Vandet regenereres herefter ved at sænke trykket og boble luft igennem. Brugen af luft i stripperen medfører en lille tilførsel af  $\text{O}_2$  til den opgraderede biogas. Dette gør vandskrubberanlæg mere følsomme over for  $\text{O}_2$  tilført andre steder i processen (fra utætheder eller tilført i forbindelse med svovlfjernelse), når kravet om maks. 0,5 %  $\text{O}_2$  i den opgraderede biogas skal overholdes.



Figur 3 Skitse af opbygningen af et normalt vandskrubberanlæg.

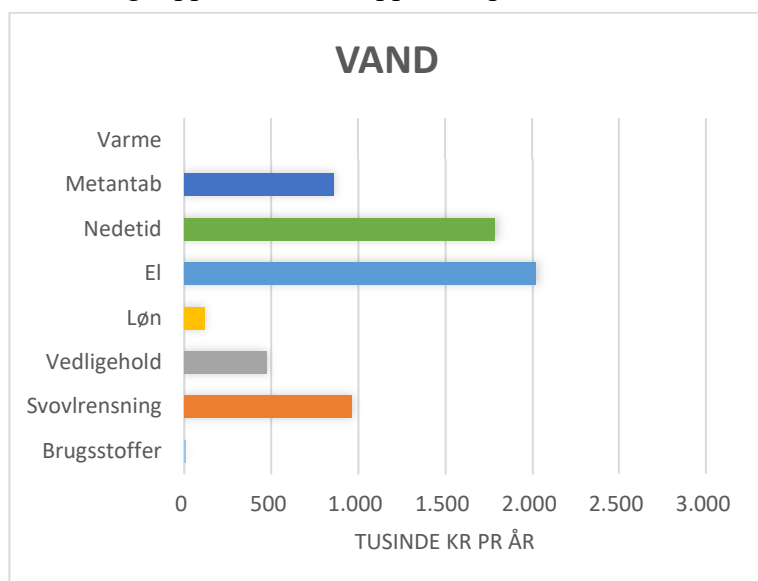
Ses der på fordeling af driftsudgifter og tabt fortjeneste (Figur 4 nedenfor), kan man se, at især svovlrensning og elforbrug er de store udgifter, mens også metantabet udgør en betydelig post [5]. Svovlrensningen vist her er beregnet til brug af jern under biogasproduktionen samt kulfilter (enten før eller efter opgradering), da dette er en af de mest brugte svovlrensningsmetoder for danske vandskrubberanlæg.

Oppetiden er her sat til de 98 %, som Malmberg garanterer for nye anlæg. DGC har i 2018 besøgt fire anlæg, og her ligger gennemsnittet betydeligt lavere ( $\approx 96$  %). Dette tal behøver dog ikke være



repræsentativt for vandskrubberanlæg generelt og kan også have skyldtes andre forhold ved anlægget (utætheder, forkert drift m.m.), som vandskrubberanlægget ikke kan holdes ansvarligt for.

Malmberg rapporterer selv opetid på >98 % for størstedelen af deres anlæg.



Figur 4 Fordeling af udgifter/tabt/fortjeneste for vandskrubberanlæg som producerer 1.500 Nm<sup>3</sup>/h opgraderet biogas. Svovlrensning er sat til jern og kulfilter inden opgradering, men der er stor variation mellem de danske anlæg.

## 5.1. Energiforbrug

Selvom energiforbruget til vandskrubberen er relativt lavt sammenlignet med de andre teknologier, udgør elforbruget stadig en anseelig del af de samlede driftsudgifter. Der synes dog ikke at være nogle oplagte optimeringsmuligheder.

Den mest energikrævende del af processen må antages at være kompressoren, som komprimerer den samlede biogas + gas-fra-flash til 6 bar, inden gassen ledes ind i skrubberen, samt køling af procesvandet. Trykket her kan næppe sænkes yderligere (der blev oprindeligt brugt højere tryk, men det er netop sænket af energihensyn), da den færdige opgraderede biogas stadig skal have højt nok tryk til at kunne injiceres i gassystemet. Desuden vil et lavere tryk gøre CO<sub>2</sub>-rensningen dårligere, hvilket vil give problemer med kvaliteten af den opgraderede biogas.

En mulighed kunne være at ændre trykket i flash-beholderen, således at en mindre mængde gas recirkuleres. Det vil betyde et mindre flow gennem kompressoren, og dermed både lavere CAPEX og OPEX. Dette vil dog også betyde, at en mindre andel af den metan, som er blevet absorberet i vandet, vil blive recirkuleret. I stedet vil denne metan blive frigivet i stripperen i form af et højere metantab. Selv hvis man ser bort fra det klimamæssige problem med dette (det kunne fx løses med en Regenerative Thermal Oxidizer (RTO), altså at metanen oxideres til CO<sub>2</sub> ved høj temperatur), så vil

de sparede omkostninger til kompressoren næppe kunne opveje den tabte fortjeneste pga. øget metantab.

En anden mulighed for at sænke det samlede energiforbrug for processen kunne være muligheden for øget varmegenindvinding. Dette kunne enten være ved genindvinding af lavtemperaturvarme fra den lune biogas inden opgradering (fx til lokal opvarmning) eller fra overskudsvarme fra kompressoren. Førstnævnte er dog tvivlsomt pga. den lave temperatur. Sidstnævnte er også tvivlsomt, da overskudsvarmen fra kompression til kun 6 bar (fra atmosfærisk tryk) næppe vil give tilstrækkeligt økonomisk overskud sammenlignet med de ekstra investeringer til kompressoren.

Alt i alt synes der ikke at være nogle oplagte muligheder for at sænke energiforbruget.

## 5.2. Svovlrensning

Ses der på de forskellige vandkrubberanlæg i Danmark, så er der en vis variation i valget af svovlrensningsteknologi [7]:

*Tabel 4 Oversigt over svovlrensningsteknologier på vandkrubberanlæg.*

Anlægsnavn	Idriftsat	Kapacitet Nm <sup>3</sup> opgraderet biogas / time	Svovlrensning
Fredericia Spildevand	2011	200	Termisk forbrænding (RTO) til CO <sub>2</sub> afkast
GFE Krogenskær	2014	900	Jern under biogasproduktionen
Horsens Bioenergi	2014	1.000	Jern under biogasproduktion + biologisk filter inden opgradering
LBT Agro	2014	800	Biologisk filter inden opgradering
Rønnovsholm	2014	500	Jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
Bionaturgas Holsted 1	2015	1.700	Biologisk filter inden opgradering
Nature Energy Vaarst	2015	1.150	Jern under biogasproduktion + kulfilter til CO <sub>2</sub> afkast
Linkogas 1	2016	1.200	Biologisk filter inden opgradering + RTO
Nature Energy Midtfyn	2016	1.500	Biologisk filter med ekstern regenerering inden opgradering
Nature Energy Nordfyn	2016	1.100	Biologisk filter med ekstern regenerering inden opgradering
Limfjordens biogas	2019	1.600	Jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
Linkogas 2	2019	1.200	Biologisk filter inden opgradering + RTO

De fleste anlæg renser dog svovlen væk, inden biogassen opgraderes, hvilket også er den normale anbefaling/standard fra Malmberg ud fra et sikkerheds-/korrosionsmæssigt perspektiv. Dette gøres med enten biologisk rensning eller et kulfilter – evt. med brug af jern under biogasproduktionen. Tidligere har der været en del problemer med brug af biologisk rensning på en række vandskrubber-anlæg.

Det skyldtes, at den ekstra, tilførte  $O_2$  til det biologiske filter i kombination med andre  $O_2$ -kilder i systemet gav problemer med at holde sig under grænsen på 0,5 % i den færdige opgraderede biogas. Som resultat var disse vandskrubberanlæg nødt til at skifte til en anden svovlrensningsløsning – oftest aktivt kul. Dette problem synes dog at være løst nu, hvor flere af disse anlæg er skiftet tilbage til biologisk rensning i en modificeret form, hvor  $O_2$  tilføres på en måde, hvor den ikke kommer i kontakt med biogassen.

Hvis man ser på, hvilken svovlrensnings teknologi som er billigst jf. [1], er biologisk rensning - enten før eller efter opgradering - den billigste teknologi. Biologisk rensning af afkastet er normalt den billigste løsning af de to, men kræver, at vandskrubberanlægget er designet materialemæssigt til at kunne håndtere det sure miljø, som  $H_2S$ 'en vil medføre. Brug af jern og aktivt kul, som nogle anlæg benytter, er billigt i investering, men har høje driftsomkostninger til løbende indkøb af aktivt kul og jern. For disse anlæg vil en omlægning til biologisk rensning kunne medføre en bedre driftsøkonomi.

### 5.3. Nedetid

Som nævnt garanterer leverandøren (Malmberg) 98 % opetid på deres vandskrubberanlæg, hvilket er på linje med de andre opgraderingsanlægsleverandører, DGC har været i kontakt med. Malmberg er dog først lige skiftet til dette, og ud af de fire vandskrubberanlæg, som DGC har snakket med, har vandskrubberanlæggene ligget lavere i opetid ( $\approx 96$  %) [4]. Den lave opetid har bl.a. skyldtes nedbrud af udstyr (fx pumper), for meget  $O_2$  i den opgraderede biogas og nedlukning af anlægget for at fjerne fouling (skyldtes VOC i biogassen) fra fyldlegemerne. Årsagen til disse problemer kan være blevet udbedret for nye anlæg fra leverandøren, men hvis ikke, er dette et kritisk punkt at sætte ind på for at forbedre driftsøkonomien. Det kan medføre højere CAPEX til redundans af udstyr, VOC-filtre o.l., men det vil med stor sandsynlighed forbedre den overordnede driftsøkonomi.

### 5.4. Metantab

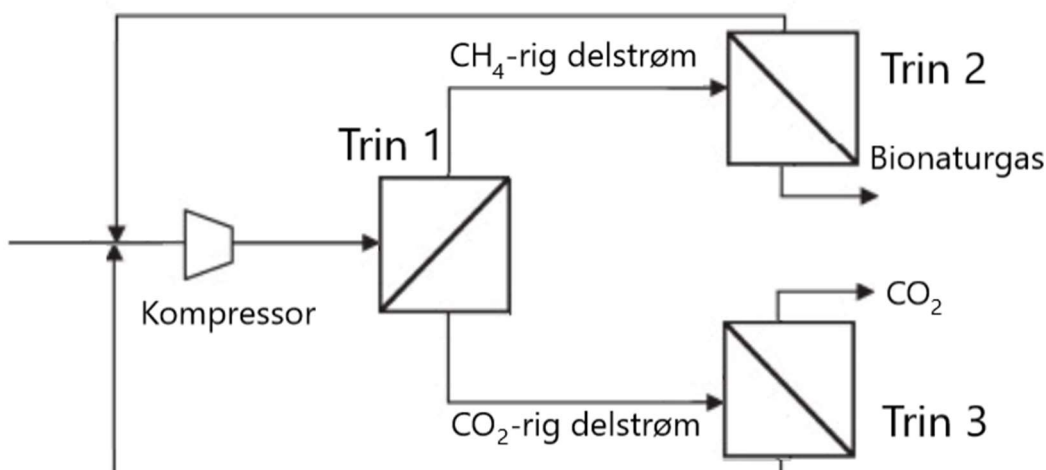
Ligesom  $CO_2$  og  $H_2S$  absorberes i vandet, bliver en lille – men betydelig – del af metanen desværre også absorberet og udledt sammen med  $CO_2$ -afkastet. Det medfører, at vandskrubberprocessen har et relativt højt metantab (cirka 1 %) sammenlignet med de andre opgraderingsteknologier [3].

Dette metantab kan mindskes ved at benytte fx koldere vand eller et lavere flow af vandet, men disse forhold vil også sænke absorptionen af CO<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>S og dermed give problemer med at sikre renheden af den opgraderede biogas. Dette kunne måske løses med et ekstra opgraderingstrin til at fjerne den sidste smule CO<sub>2</sub>. Nylige studier har fx vist, at træaske – grundet sit høje indhold af CaO – kan bruges til at absorbere CO<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>S. Brug af træaske til biogasopgradering er en ret dyr måde at opgradere på, men hvis der kun er tale om at rense den sidste smule væk, og metantabet til gengæld kan nedbringes betydeligt, kan det muligvis stadig give en økonomisk forbedring.

Hvis man opgiver den økonomiske gevinst ved sænket metantab (fordi det er for dyrt eller besværligt) og blot fokuserer på at nedbringe de negative klimakonsekvenser af metantabet, kan man relativt nemt gøre dette ved oxidation af metan til CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub> er stadig en drivhusgas, men da metan er 25 gange værre end CO<sub>2</sub>, vil en oxidation af metan til CO<sub>2</sub> stadig betyde en betydelig klimamæssig forbedring, svarende til et metantab på <0,05 %. Dette gøres allerede i dag på nogle vandkrubberanlæg, hvor metan i CO<sub>2</sub>-afkastet oxideres vha. termisk oxidation (RTO). Dette vil medføre lidt øgede investerings- og driftsomkostninger, men til gengæld undgås det u hensigtsmæssigt høje klimaaftryk. Samtidig vil en RTO også fjerne evt. VOC'er i afkastet, hvis disse skulle være til stede, og har dermed en ekstra miljø-/klimamæssig gevinst.

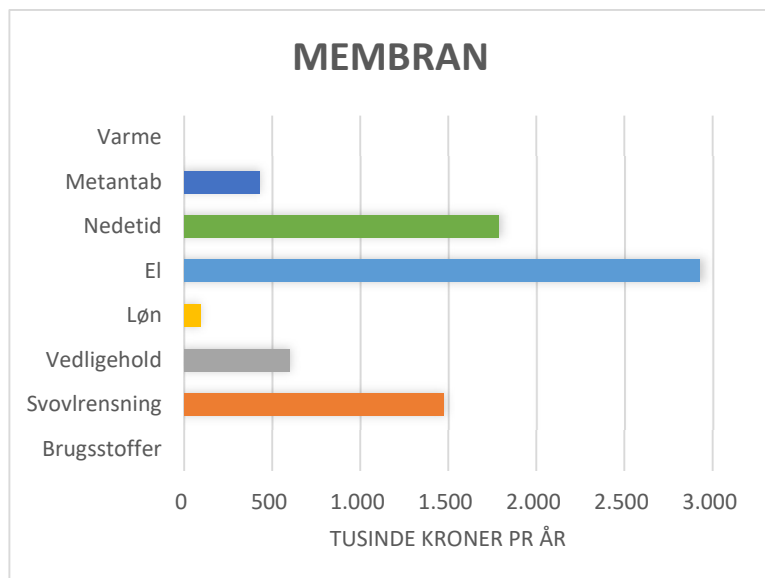
## 6. Membrananlæg

For membrananlæg foregår opgraderingen under højt tryk ved hjælp af en række membrantrin. Først skal gassen renses fuldstændig for VOC, svovl og støv, da det kan ødelægge membranerne. Herefter komprimeres biogassen og ledes igennem en række membraner, hvor gassen opkoncentreres til en ren metanstrøm og en ren CO<sub>2</sub>-strøm. Affaldsstrømme fra trin 2 og 3 sendes retur til før kompressoren.



Figur 5 Skitse af opbygningen af et normalt membrananlæg.

Driftsøkonomisk set er elforbruget til komprimering af biogassen den klart største udgift [5]. Svovlrensningen udgør dog også en betydelig post, og ligesom for de andre opgraderingsprocesser er der også et stort forbedringspotentiale ved at hæve opptiden til højere end de garanterede 98 %.



Figur 6 *Fordeling af udgifter/tabt/fortjeneste for membranlæg, som producerer 1.500 Nm<sup>3</sup>/h opgraderet biogas. Svovlrensning er sat til jern & O<sub>2</sub> under biogasproduktionen, efterfulgt af kulfilter inden opgradering, da dette benyttes af størstedelen af de danske membranlæg. Vedligeholdsudgiften antager, at biogassen renses efter leverandørens forskrifter. Bemærk, at diagrammet ikke kan sammenlignes med diagrammerne for de andre opgraderingsteknologier, da totaludgiften for de forskellige opgraderingstyper ikke er ens.*

## 6.1. Energiforbrug

Som nævnt ovenfor er energiforbruget til membranlæg den klart største udgift, og langt størstedelen af dette skyldes kompressoren. Membranlæg i Danmark kører normalt ved et tryk på 15-16 bar, hvilket er nødvendigt for at sikre tilstrækkelig separation over membranerne. Energiforbruget til kompression øges desuden af, at de to affaldsstrømme fra trin 2 og 3 (se Figur 5) recirkuleres og skal komprimeres igen. Denne recirkulation er nødvendig for at maksimere udbyttet og minimere metantabet, men recirkulationsstrømmene medfører også en direkte stigning i elforbruget. En minimering af recirkulationsstrømmene og/eller et lavere påkrævet tryk vil derfor medføre lavest muligt energiforbrug.

Endelig kan slid og forurening af membranerne føre til stigende energiforbrug over tid, og det er derfor vigtigt at beskytte membranerne bedst muligt mod dette. Dette vil blive diskuteret under afsnittet om nedetid nedenfor.

Når der tales om reduktion af både trykbehov og recirkulationsstrøm, ligger den primære forbedringsmulighed i valget og konfigurationen af membranerne. Dvs. både membranarealet, trykforhold mellem de forskellige membrantrin, antallet af trin og selve membranmaterialet (permabilitet, selektivitet og holdbarhed). I øjeblikket synes markedet at være enige om trykforhold og konfigurationen

vist i Figur 5 med tre trin, men det er usikkert, om der er enighed om membranmateriale. I forbindelse med besøg på seks forskellige membran anlæg var der således tale om membraner fra mange forskellige fabrikanter – selv inden for samme membran anlægslieferandør:

Tabel 5 Oversigt over anlægslieferandører og membranfabrikat for 6 besøgte membran anlæg [4].

Idriftsat	Anlægslieferandør	Membranfabrikant	Trin	Starttryk (bar)
2016	DMT	Evonik	3	15,5
2016	EnviTec	?	3	15
2016	Puregas	Air Liquide	3	15
2017	DMT	Lekit	3	16
2017	EnviTec	?	3	15
2017	EnviTec	Evonik	3	15

Mindst et af anlæggene havde også membranmoduler med andre dimensioner (flad og bred cylinder, frem for lang og smal). Hverken variation i fabrikant eller udformning af membranen siger dog noget klart om uenighed i branchen om best-solution, da de forskellige fabrikanter sagtens kan være af samme materiale og areal. Anlægssejerne kunne ikke oplyse anden information om membranerne end fabrikatet, og kontrolsystemet indeholdt i mange tilfælde ikke data for mellemtrinstryk og -temperaturer. Det kan derfor ikke siges klart, om der er et klart optimeringspotentiale her eller ej.

## 6.2. Svovlrensning

Alle de otte membran anlæg, som DGC har talt med, har haft samme svovlrensningsløsning: En del svovl fjernes med jern og O<sub>2</sub> under biogasproduktionen, hvorefter resten fjernes med et kulfilter inden membran anlægget. Der er dog en vis variation i, hvor langt ned der renses under biogasproduktionen. Der blev i gennemsnit rensed ned til omkring 100 ppm, men tallet varierede mellem 15 og 350 ppm. Kulfilter er umiddelbart klart dyreste måde at fjerne svovl på jf. [1], men der er muligvis også en nedre grænse for, hvor langt ned der kan renses med jern og O<sub>2</sub>, før prisen på dette stiger. Der kan derfor muligvis være en optimeringsmulighed i at fastlægge en evt. optimal svovlværdi, som der skal renses til med jern/O<sub>2</sub> inden kulfilteret, for at opnå billigst mulig svovlrensning. En sådan optimering vil kunne give lavere driftsudgifter – både for nye og eksisterende anlæg.

Desuden er biologisk rensning af biogassen inden opgradering også en alternativ mulighed. Dette er en betydeligt billigere teknologi til at rense gassen med end brug af jern/O<sub>2</sub> og kulfilter. Til gengæld skulle den også være lidt mere ustabil pga. svingende flow fra biogasprocessen, og det kan derfor være nødvendigt med et kulfilter som sikkerhed efter den biologiske rensning. Dette burde dog stadig være en klar besparelse i forhold til brugen af jern/O<sub>2</sub> og kulfilter.

### 6.3. Nedetid

Ligesom for de øvrige opgraderingsteknologier er der et betydeligt potentiale for ekstra indtjening, hvis opetiden kan hæves til over de garanterede 98 %. DGC har snakket med seks membranlæg, og her ligger den gennemsnitlige opetid på omkring 98 % [4].

I forbindelse med besøg på førnævnte seks anlæg fremgik det, at den primære årsag til nedetid var, at svovl og/eller VOC pludselig ikke blev rensat tilstrækkeligt ud af biogassen. Dette problem opstår oftest, hvis biogasanlægget ændrer biomassesammensætning, hvor billigere biomasser kan medføre øget dannelse af H<sub>2</sub>S og/eller VOC. Begge vil medføre midlertidig lukning af anlægget, mens problemet udbedres, men vil også medføre irreversibel skade på membranerne og deraf følgende permanent nedsat kapacitet af opgraderingsanlægget. Kapaciteten kan kun genoprettes ved udskiftning af membranerne, hvilket oplyses at ligge i et prisleje omkring nogle millioner kroner [5].

Ifølge en membranlægsleverandør opstår disse problemer ofte, fordi anlægget designes til én slags biomasse, og anlægsejer trods anvisning i salgsmaterialet alligevel ikke tager hensyn til konsekvenserne ved skift i biomasse. Bedre oplysning om disse problemer – fx på brancheniveau – ville derfor være en nem og billig måde at sikre sig bedre anlægsøkonomi for membranlæg. Et ekstra sikkerheds-kulfilter til at fjerne evt. VOC og/eller en måler til at give alarm ved VOC i biogassen kunne også være en mulighed til at sikre membranerne bedre.

### 6.4. Metantab

Metantabet for membranlæg ligger på omkring 0,5 %, hvilket er lavere end for vandkrubberprocessen, men højere end for aminskrubberprocessen. Som det ses af lagkagediagrammet i Figur 6, er indtægtstabet heller ikke så stort sammenlignet med de store driftsudgifter.

Ikke desto mindre udgør metantabet dog stadig en betydelig klimabelastning. Et membranlæg, der producerer 500 m<sup>3</sup>/h opgraderet biogas, vil således udsende omkring 370 ton CO<sub>2</sub>-ækvivalenter hvert år. Andre trykforhold eller membrantyper kan måske sænke dette, men det må antages, at dette allerede er overvejet af membranlægsproducenterne og ikke er rentabelt pga. fx højere elforbrug eller utilstrækkelig opgraderet biogasrenhed.

Ønsker man blot at reducere klimaeffekten, er en mulig løsning at installere et anlæg til termisk oxidation, ligesom man bruger nogle steder til vandkrubberanlæg. Dette vil naturligvis medføre ekstraomkostninger, men det vil så være en afvejning af klimaeffekt kontra udgifter, samt evt. pres fra myndighederne.



## 7. Andre generelle bemærkninger

Følgende initiativer til andre forbedringsforslag, som dækker teknologierne bredere, kan overvejes:

- I forbindelse med DGC's besøg på 12 danske opgraderingsanlæg nævnte et par af membran-anlæggene frustration over ikke-skandinaviske servicefirmaer. Reaktionstiden er for langsom, sammenlignet med danske forventninger, når der er driftsproblemer, hvilket medførte unødigt lang nedetid for anlægget. Dette problem skyldes formentlig mangfoldigheden af membranleverandører hos de danske anlæg (mindst tre forskellige anlægsleverandører med mindst tre forskellige membranfabrikanter), hvoraf mange er udenlandske med Danmark som en lille kunde. Overordnet set og uanset teknologi er det dog vigtigt for alle opgraderingsanlæg at have en serviceaftale med vagttelefon og hurtig udrykning for at minimere nedetid og deraf følgende indkomstab.
- Opgradering af biogas er stadig en relativt ny teknologi – især på det danske marked – og mange af anlægsejerne er gårdejere, der ikke har noget dybdegående kendskab til processen forud for investeringen. Dette medvirker til, at flere af de driftsledere, DGC har talt med, efterlyser bedre vidensdeling mellem de forskellige anlæg [4]. Biogas Danmark afholder årlige kurser om biogasanlæg, og der findes muligvis også andre fora for vidensdeling i branchen, men de omtalte anlæg oplevede en mangel på kommunikation anlæggene imellem. En sådan vidensdeling ville formentlig ikke alene kunne føre til lidt bedre drift gennem optimering, men vil også hjælpe med at undgå gentagelse af fejl (som fx når dårlig biomasse og rensning ødelægger membran-anlæg) og facilitere fælles løsning af typiske problemer.

## Referencer

- [1] ”[Svovlemissioner fra anvendelse af biogas](#)”, Dansk Gasteknisk Center & Miljøstyrelsen, 2015
- [2] ”[Biogas upgrading - technical review](#)”, Report 2016:275, Energiforsk, 2016
- [3] ”[Metantab ved opgradering](#)”, DGC-rapport R1802, 2018
- [4] ”*Erfaringsindsamling fra danske biogasopgraderingsanlæg*”, Dansk Gasteknisk Center, 2019
- [5] ”[Estimering af omkostninger til opgradering af biogas](#)”, Dansk Gasteknisk Center, 2018
- [6] ”[Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation](#)”, Energinet & Energistyrelsen, udgivet 2016, opdateret 2019.
- [7] Besøg og telefoniske samtaler med de enkelte opgraderingsanlæg i Danmark, 2018-2020

## Bilag: Nøgledata for danske opgraderingsanlæg

Idriftsatte opgraderingsanlæg pr. november 2020 (som oplyst af anlæggene) [7]:

Anlægsnavn	Anlægstype	Idriftsat	Opgraderings- teknologi	Kapacitet opgrad. biogas Nm <sup>3</sup> /time	Svovlrensning
Fredericia Spildevand A/S	Rensnings- anlæg	2011	Vandskrubber	200	Termisk forbrænding (RTO) til CO <sub>2</sub> afkast
GFE Krogenskær P/S	Gårdanlæg	2014	Vandskrubber	900	Jern under biogasproduktion
LBT agro K/S	Gårdanlæg	2014	Vandskrubber	800	Biologisk filter inden opgradering
Madsen bioenergi	Gårdanlæg	2014	Aminskrubber	600	Biologisk filter til CO <sub>2</sub> afkast
Rønnovsholm	Gårdanlæg	2014	Vandskrubber	500	Jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
Hemmet Bioenergi	Gårdanlæg	2015	Aminskrubber	800	Ilt og jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
NGF Nature Energy Vaarst A/S	Fællesanlæg	2015	Vandskrubber	1.150	Jern under biogasproduktion + kulfilter til CO <sub>2</sub> afkast
BB Biogas aps.	Gårdanlæg	2016	Aminskrubber	2.200	Ilt og jern under biogasproduktion + biologisk og kulfilter til CO <sub>2</sub> afkast
Frijsenborg Biogas	Gårdanlæg	2016	Membran	1.300	Ilt og jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
Grøngas Vraa A/S	Fællesanlæg	2016	Aminskrubber	1.600	Ilt og jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
Rybjerg Biogas P/S	Gårdanlæg	2016	Membran	500	Ilt og jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
Sønderjysk Biogas Bevtøft A/S	Fællesanlæg	2016	Aminskrubber	2.800	Biologisk filter inden opgradering
Zastrow Bioenergi aps.	Gårdanlæg	2016	Membran	400	Ilt og jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
Ausumgaard (AU Vindmøller I/S)	Gårdanlæg	2017	Membran	550	Ilt og jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
HOFOR - BIOFOS Spildevandscenter Avedøre	Rensnings- anlæg	2017	Aminskrubber	300	Kulfilter til CO <sub>2</sub> afkast
Grønhøj Biogas	Gårdanlæg	2017	Aminskrubber	800	Lidt ilt og jern under biogasproduktion + biologisk filter til CO <sub>2</sub> afkast
Lykkeslund Bioenergi	Gårdanlæg	2017	Membran	400	Ilt og jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
NGF Nature Energy Månsson A/S	Fællesanlæg	2017	Aminskrubber	900	Biologisk filter til CO <sub>2</sub> afkast
Sindal Biogas	Gårdanlæg	2017	Membran	950	Ilt og jern under biogasproduktion + vask og kulfilter inden opgradering
Vestjysk Biogas aps.	Gårdanlæg	2017	Membran	650	Ilt og jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
Iglsø Biogas	Gårdanlæg	2018	Aminskrubber	900	Lidt ilt under biogasproduktion + biologisk filter til CO <sub>2</sub> afkast
Kalundborg Bioenergi	Industrianlæg	2018	Aminskrubber	3.500	Jern under biogasproduktion + biologisk filter til CO <sub>2</sub> afkast
NGF Nature Energy Korskrø A/S	Fællesanlæg	2018	Aminskrubber	2.500	Biologisk filter til CO <sub>2</sub> afkast
Ribe Biogas	Fællesanlæg	2018	Aminskrubber	1.700	Biologisk filter til CO <sub>2</sub> afkast

Anlægsnavn	Anlægstype	Idriftsat	Opgraderings- teknologi	Kapacitet opgrad. biogas Nm <sup>3</sup> /time	Svovlrensning
Storde biogas	Gårdanlæg	2018	Aminskrubber	600	Ilt og lidt jern under biogasproduktion + biologisk filter til CO <sub>2</sub> afkast
Andekærgård biogas ApS	Gårdanlæg	2019	Membran	850	(ikke kendt)
GreenLab Skive Biogas ApS	Fællesanlæg	2019	Aminskrubber	2.400	(ikke kendt)
Limfjordens biogas	Fællesanlæg	2019	Vandskrubber	1.600	Jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
Naturbiogas Sode A/S	Gårdanlæg	2019	Aminskrubber	2.200	(ikke kendt)
Nature Energy Båndlev	Fællesanlæg	2019	Vandskrubber	2.000	(ikke kendt)
Outrup Biogas	Gårdanlæg	2019	Aminskrubber	1.000	(ikke kendt)
Ringsted biogas	Gårdanlæg	2019	Membran	500	Ilt og jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
Vinkel Bioenergi ApS	Fællesanlæg	2019	Aminskrubber	5.500	(ikke kendt)
Ølgod Biogas	Fællesanlæg	2019	Aminskrubber	800	(ikke kendt)
Solrød Biogas	Fællesanlæg	2019	Vandskrubber	2.000	(ikke kendt)
Biogas Taagholm P/S (Rødekro)	Gårdanlæg	2020	Aminskrubber	725	(ikke kendt)
Nature Energy Videbæk	Fællesanlæg	2020	Vandskrubber	2.600	(ikke kendt)
Flemløse (Glamsbjerg)	Fællesanlæg	2020	Membran	850	(ikke kendt)
Thorsø Biogas	Fællesanlæg	2020	Aminskrubber	1.800	(ikke kendt)
Vesthimmerland Biogas	Fællesanlæg	2020	Aminskrubber	4.000	(ikke kendt)
OL Gårdbiogas	Gårdanlæg	2020	Aminskrubber	600	(ikke kendt)
NE Glansager	Fællesanlæg	2020	Aminskrubber	2.500	(ikke kendt)
Horsens bioenergi	Fællesanlæg	2014 & 2016	Vandskrubber + Aminskrubber	2.800	Jern under biogasproduktion + biologisk filter inden opgradering (vandskrubber) / biologisk filter til CO <sub>2</sub> afkast (aminskrubber)
NGF Nature Energy Holsted	Fællesanlæg	2015 & 2019	Vandskrubber + Aminskrubber	3.400	Biologisk filter inden opgradering (vandskrubber) / biologisk filter til CO <sub>2</sub> afkast (aminskrubber)
Linkogas a.m.b.a.	Fællesanlæg	2016 & 2019	2 x Vandskrubber	2.400	Biologisk filter inden opgradering + Termisk forbrænding (RTO) til CO <sub>2</sub> afkast
Vrejlev Bioenergi	Gårdanlæg	2016 & 2019	2 x Membran	900	Ilt og jern under biogasproduktion + kulfilter inden opgradering
NGF Nature Energy Midtlyn A/S	Fællesanlæg	2016 & 2020	Vandskrubber + Aminskrubber	3.500	Biologisk filter inden opgradering, Vandskrubber installeret først med 1.500 Nm <sup>3</sup> , i 2020 yderligere 2.000 Nm <sup>3</sup>
NGF Nature Energy Nordfyn A/S	Fællesanlæg	2016 & 2020	Vandskrubber + Aminskrubber	3.100	Biologisk filter inden opgradering, Vandskrubber installeret først med 1.100 Nm <sup>3</sup> , i 2020 yderligere 2.000 Nm <sup>3</sup>