

Rapport

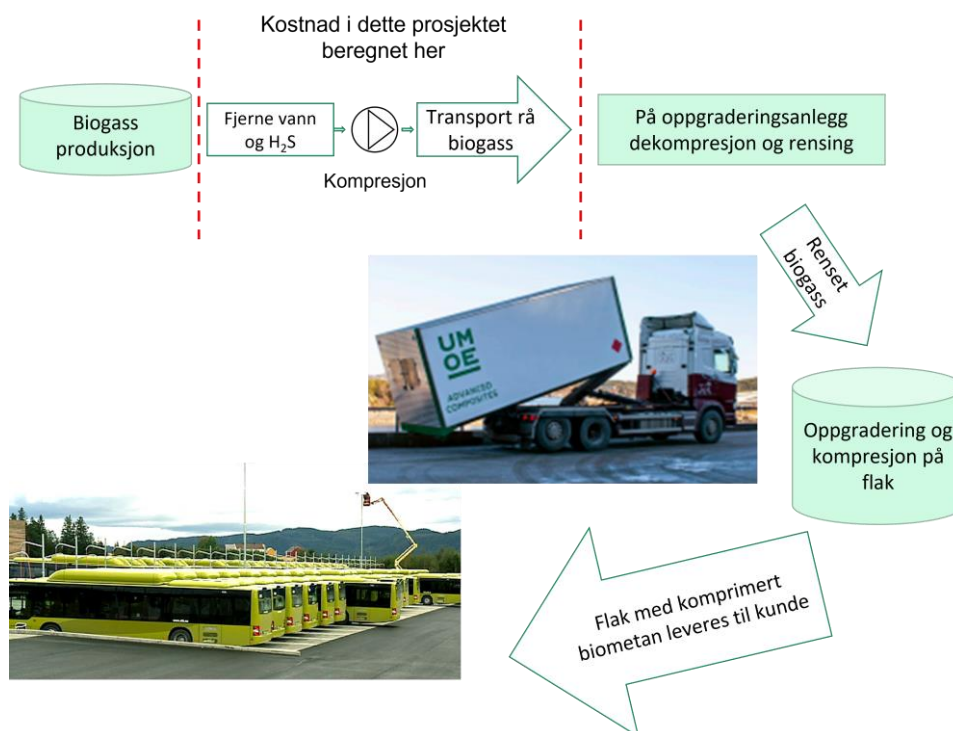
Kostnadsanalyse av komprimering og transport av rå biogass

Forfatter(e)

Michel Iver Tveitan Mælum

Jon Hovland

Nils H. Eldrup



Rapport

Kostnadsanalyse av komprimering og transport av rå biogass

EMNEORD:
EmneordVERSJON
2DATO
2022-02-04**FORFATTER(E)**Michel Iver Tveitan Mælum
Jon Hovland
Nils H. Eldrup**OPPDRAGSGIVER(E)**

Trøndelag fylkeskommune v/ Mære landbruksskole

OPPDRAGSGIVERS REF.

Tove Jystad

PROSJEKTNR

102024063

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

21

SAMMENDRAG**Overskrift sammendrag**

Rapporten dokumenterer kostnadsestimering av et system for behandling, komprimering og transport av rå biogass hos lokale produsenter til videre oppgradering ved et sentralt anlegg for oppgradering og produksjon av biometan til drivstoffkvalitet. Det er antatt tre lokale produksjonssteder for komprimert, rå biogass. Et anlegg ved Åndalsnes, et anlegg i Hellandsjøen (Svanem biogass AS) og det siste anlegget er tenkt plassert ved Mære Landbruksskole. Det er beregnet en produksjonskostnad for levert komprimert biogass på henholdsvis 1,39 NOK/kWh, 1,02 NOK/kWh og 0,67 NOK/kWh. Den viktigste kostnadsdrivende faktoren er relatert til transport av gass på gassflak som er montert på lastebil. Kjøretid til oppgraderingssted bør ikke overstige 30 min. Et kostnadsreducerende tiltak kan være å transportere flere containere pr lastebil. Da kan Åndalsnes oppnå en produksjonskostnad på 1,01 NOK/kWh og Svanem på 0,86 NOK/kWh. Dette er for høye kostnader og konseptet vurderes ulønnsomt pr i dag. Ulike offentlige støtteordninger er ikke vurdert, men vil gi større sannsynlighet for et lønnsomt konsept.

UTARBEIDET AV

Michel Mælum

SIGNATUR

KONTROLLERT AV

Anette Mathisen

SIGNATUR

GODKJENT AV

Karsten Rabe

SIGNATUR

RAPPORTNR

ISBN

GRADERING

GRADERING DENNE SIDE

Dokumentet har gjennomgått SINTEFs godkjenningsprosedyre og er sikret digitalt

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBEKRIVELSE
0	2021-10-08	For intern kvalitetskontroll
1	2021-10-21	Til kunde for kommentering, gradert fortrolig. Kan gjøres åpen dersom kunden ønsker.
2	2021-02-04	Åpen versjon

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	4
2	Resultater	4
2.1	Leveringsomfang og forutsetninger.....	4
2.1.1	Transportkostnader	6
2.1.2	Forutsetninger for økonomiske beregninger	7
2.2	Kostnadsestimering.....	8
2.2.1	Svanem	9
2.2.2	Åndalsnes.....	11
2.2.3	Mære	12
2.2.4	Konkurrerende drivstoffregime.....	15
2.3	Kostnadsbesparende tiltak og støtteordninger	19
2.3.1	Statlige finansierte støtteordninger	19
2.3.2	Svenske støtteordninger i dag	19
2.3.3	Andre konseptendringer.....	19
3	Konklusjon	20
4	Referanser	21

1 Innledning

Dette prosjektet har som bakgrunn spørsmålet om hva som er den beste bruken av biogass. Slik som myndighetenes støttepolitikk er i Norge, er bruk av oppgradert biogass (biometan) til kjøretøy vanligvis den mest lønnsomme anvendelsen. Men, dette gjelder store biogassanlegg med nok gass til at kostnaden til oppgradering per kubikkmeter biogass holdes lav. Kostnaden for oppgradering vil avhenge av valg av teknologi og lokale faktorer, men generelt ser det ut til at med under 100 normalkubikkmeter (Nm³) biogass per time blir kostnaden for høy.

Biogass med 65 % metan har et energiinnhold på 6,5 kWh/Nm³. Hvis det er et anlegg som produserer 100 Nm³/t og har driftstid på 8000 timer i året blir energien i gassen 5,2 GWh per år. Som eksempel kan det nevnes at for å kunne produsere så mye gass måtte man ha møkk fra godt over 1000 melkekyr dersom det var eneste råstoff.

Et gårdsanlegg for oppgradering av biogass til metan koster for mye i den skala som er typisk for et gårdsanlegg eller fellesanlegg for et mindre antall gårder. Man må derfor se på alternativ bruk av gassen. Typiske anvendelser av biogass uten oppgradering er til varme eller kraft-varme anlegg, det vil si produksjon av strøm og varme. I Norge er det ikke noe tilskudd for å levere strøm produsert ved hjelp av biogass inn på nettet, så det betyr at man får betalt den til enhver tid gjeldende spotpris. Det vil i perioder være mindre enn driftskostnaden. Kraft-varme anlegg er derfor mest aktuelt når man kan bruke mesteparten av produsert elektrisitet og varme selv. Man sparer nettleie på egenprodusert strøm og til annen varmekilde.

Den økonomisk mest gunstige utnyttelsen av biogass er oppgradering til biometan med kjøretøykvalitet. Biogass har verken CO₂ avgift eller veibruksavgift slik som diesel og bensin har. Dermed er det et økonomisk insitamant for å bruke biogass til kjøretøy fremfor andre alternativ.

Det er tidligere avklart at det er teknisk mulig å komprimere biogass til over 230 bar uten at det dannes væskeformig CO₂, som ellers ville vært et problem i stempelkompressorer. Forutsetningen er at man unngår for lav temperatur, se [1].

Spørsmålet som skal løses i dette prosjektet er derfor:

Hva koster det å transportere biogass komprimert på gass-sylindrer fra et lite biogassanlegg som ikke har anlegg for oppgradering, til et større biogassanlegg som har oppgradering til biometan.

2 Resultater

Prosjektet har definert et leveranseomfang som danner bakgrunnen for de teknisk-økonomiske beregningene, som har blitt utført. Beregningene er utført i henhold til metode utviklet ved SINTEF Tel-Tek i Porsgrunn [2]. Denne har tidligere vært anvendt i en rekke industrielle prosjekter spesielt innenfor konseptutvikling og teknologisammenligning.

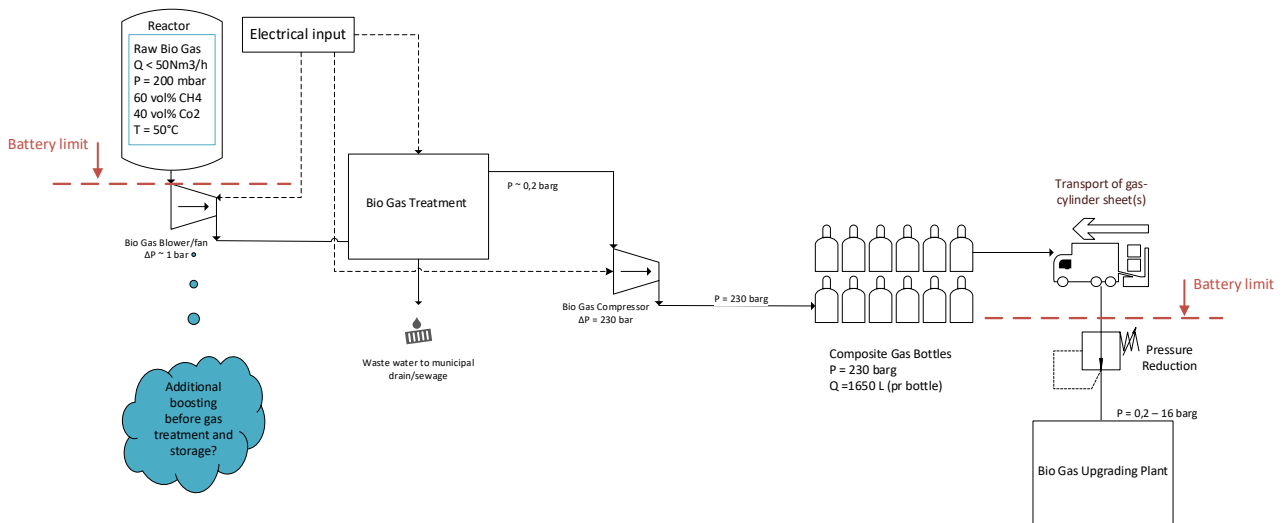
2.1 Leveringsomfang og forutsetninger

Leveranseomfanget er illustrert i Figur 1. Det forutsettes at oppstrøms biogassproduksjon leverer en stabil volumetrisk strømningsrate til blåser (blower) som er plassert til venstre i Figur 1. Egenskapene til den produserte, rå biogassen som entrer den definerte prosessgrensen, Battery Limit, er vist i Tabell 1.

Tabell 1: Rå biogass egenskaper

Parameter	Enhet	Verdi
Volumetrisk strømningsrate biogass	Nm ³ /h	50
Innløpstrykk blower (battery limit)	mbar	200
Andel metan i biogass	vol%	60
Andel karbondioksid i biogass	vol%	40
Innløpstemperatur blower (battery limit)	°C	50

Definering av hvilke komponenter som skal inkluderes i analysene baseres på å inkludere hovedkomponentene som er nødvendige for at den rå biogassen skal kunne leveres komprimert på gassflasker/flak til mottaksanlegg for videre oppgradering til drivstoffkvalitet, hvis ønskelig. Biogass blåser er inkludert i omfangsanalysen fordi det er nødvendig med trykk nok til å drive gassen gjennom et rensetrinn for å fjerne sure komponenter (eksempelvis hydrogensulfid) og fuktighet. En fler-steps høytrykkskompressor komprimerer gassen til ca 230 bar fordelt på 9 gassflasker pr flak. Hvert flak med gassflasker kan transporteres i konteinerformat på lastebil for transport til mottakssted for komprimert, rå gass, se Figur 2.



Figur 1: Leveranseomfang



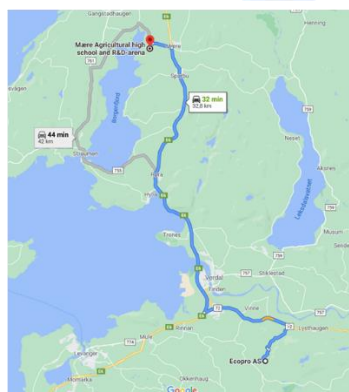
Figur 2: Konteinerbasert gassflak (ref. www.uac.no)

2.1.1 Transportkostnader

De tre produksjonsstedene for komprimert, rå biogass og mottakssted hos Ecopro er avbildet i Figur 3. Transportkostnadene er basert på avstander hentet fra Google Maps og en antatt gjennomsnittshastighet for lastebil på 60 km/t.

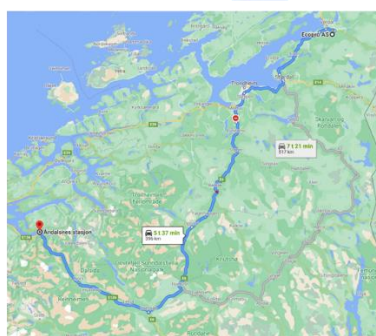
Mære case 32,8 km / 0,54h

Truck: 60 km/h -> 0,55h



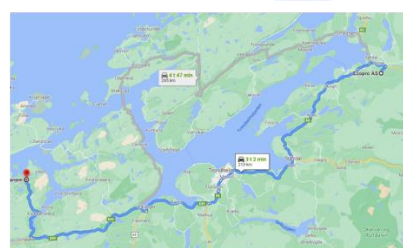
Åndalsnes case 396 km / 5,57h

Truck: 60 km/h -> 6,6h



Svanem case 212 km / 3h

Truck: 60 km/h -> 3,5h



Figur 3: Transportavstand fra produksjonssted til mottak av komprimert rå biogass (Google Maps)

Det er antatt tre ulike transportkonfigurasjoner med tilhørende kostnad som vist i Figur 4.

Kostnadsestimatene for de tre ulike produksjonsstedene er basert på at man kjøper inn to gassflak og transporterer ett av dem til mottakssted for gass. Det vil si at ett gassflak transporteres pr lastebil.

Sensitivitetsanalyser viser at når transportavstanden øker er det fordelaktig å kunne kjøre to eller tre gassflak pr lastebil. For å kjøre to eller tre flak pr lastebiltur kreves det en henger i tillegg med tilhørende kostnad som vist i Figur 4.

Transport

Case 1 – 1300 NOK/h
Purchase of 2 sheets



Case 2 – 1500 NOK/h
Purchase of 3 sheets



Case 3 – 1800 NOK/h
Purchase of 4 sheets



(Courtesy of Umoe Advanced Composites)

Figur 4: Transportkonfigurasjoner og kostnader (www.uac.no)

2.1.2 Forutsetninger for økonomiske beregninger

For å beregne produksjonskostnadene er det opprettet en forutsetningsliste. Disse forutsetningene og mellomberegninger benyttes som inngangsparametere i beregningsmodell.

Tabell 2: Forutsetninger for beregninger

Parameter	Verdi	Enhet
Electricity cost	0,5	NOK/kWh
Hourly transport rate	1300	NOK/h
Biogas export pressure	230	barg
Biogas flow rate - production	50	Nm ³ /h
Biogas pressure - production	0,2	barg
Inlet temperature - production	20	DegC
Gas bottle size (water volume)	1,65	m ³
Gas volume pr sheet	14850	L
Gas bottle sheet size	9	bottles
Gas bottle filling ratio	0,9	-
No of sheets pr truck load	1	
No of sheets for initial purchase	2	Sheet
Operational hours	8000	h/year
Plant uptime	91	%
Operational hours	24	t/day
Maintenance	4 %	of CAPEX

Truck on/off loading time	1 h
Energy density Biogas	6,5 kWh/Nm ³
Energy density diesel	10,7 kWh/L
LP compressor Power	2 kW
HP compressor Power	16,6 kW
Waste Water treatment (pump++)	3,5 kW
Volume flow raw biogas (theoretical)	1200,0 Nm ³ /day
Gas volume pr sheet	14,9 m ³
Biogas production rate -Real compr	0,2 m ³ /h
Biogas production rate -Real compr	5,2 m ³ /day
Required transport frequency	130,1 trips/year
Required transport frequency	10,7 trips/month
Required transport frequency	2,5 trips/week
Number of gas cylinders pr day	3,5
Number of gas cylinders pr week	24,6
Required sheet change	2,6 day

Tabell 3: Avkastningskrav

Krav til avkastning	
Rente	7,5 %
Antall år	25
Byggetid	1 år
Driftstid	24 år

Andre forutsetninger er:

- Ecopro kan som mottaker av rå komprimert biogass ta imot større mengder biogass som leveres på gassflak og Ecogas har ledig kapasitet i oppgraderingsanlegget
- Kostnader knyttet til driftspersonell på produksjonssted eller mottaksanlegg er ikke inkludert
- Ventetid for lastebil mellom hver kjøretur er ikke tatt hensyn til
- Eventuelle støtteordninger for bygging eller drift er ikke vurdert
- Kun utstyr som er nødvendig for å komprimere og transportere biogass til mottaksanlegg er inkludert. Selve produksjonsprosessen for biogass er ikke tatt hensyn til i kostnadsberegningene
- Forutsetningen for å frakte tre biogassflak pr transport er at dette er tillatt i Norge og at veistandarden tillater slik transport på strekningene angitt i Figur 3. Per i dag er det begrenset med hvilke veier hvor dette er tillatt. Timepris for frakt av gassflak er diskutert med prosjektdeltager Roar Svanem som også driver et transportfirma, Svanem Transport AS.

2.2 Kostnadsestimering

Det er utført kostnadsestimering for de tre aktuelle problemstillingene som er omtalt i kap 2. CAPEX kostnader for gassflasker/flak er hentet fra samtaler med Umoe Advanced Composites som produserer og selger produktet. Energikostnader er hovedsakelig knyttet til drift av blåser, kompressor og pumper. Vedlikeholdskostnader er normalt antatt å være 4% av investeringskostnadene, Tabell 2. Det er inkludert

endringer (kontrollsystem, veier, oppstillings- og snuplasser og evt. ekstra vann eller strømforsyning) på eksisterende infrastruktur som følge av utvidelsen av prosessanlegget til å omfatte rensing, komprimering og transport av rå biogass. Det er innhentet pris for høytrykkskompressoren fra databasen i Aspen In-plant Cost Estimator v11 [3]. Prisen som fremkom her, er i størrelsesorden lik den antatte pris på NOK 3 000 000 for høytrykkskompressoren. Denne antagelsen er også i samsvar med [4]. Det forventes et tilbud direkte fra kompressorleverandør for å verifisere denne investeringskostnaden.

De tre produksjonsstedene vil ha identisk investeringskostnad da anleggene er antatt å ha samme størrelse og være plassert i samme region. Energi- og vedlikeholdskostnadene vil også være identisk. På grunn av ulike transportavstand til mottaksanlegg vil transportkostnadene være forskjellige, det vil si at driftskostnader er antatt ulike og investeringskostnader er antatt like for anleggene.

Mære har kortest transportavstand og det har blitt undersøkt hva et alternativt gasslager vil koste. Et bufferlager med ballongløsning på 400 m³ gir ca. 8 timers lagerkapasitet sammenlignet med et ekstra flak med komprimert gass som gir 2,6 dager. Ved å fjerne et gassflak og legge til kostnad på NOK 600 000.- for en gassballong (ca. pris ref. Tore Fløan ved Ecopro) reduseres kostnad for levert biogass fra 0,67 NOK/kWh til ca. 0,62 NOK/kWh. Høytrykkskompressoren blir nødvendigvis litt større for å ta unna bufferlageret i tillegg til de 50 Nm³/h som til enhver tid skal produseres. Selv med denne løsningen som bare vil være aktuell for Mære vil det ikke bidra i vesentlig grad til å endre kostnadsbildet for konseptet.

2.2.1 Svanem

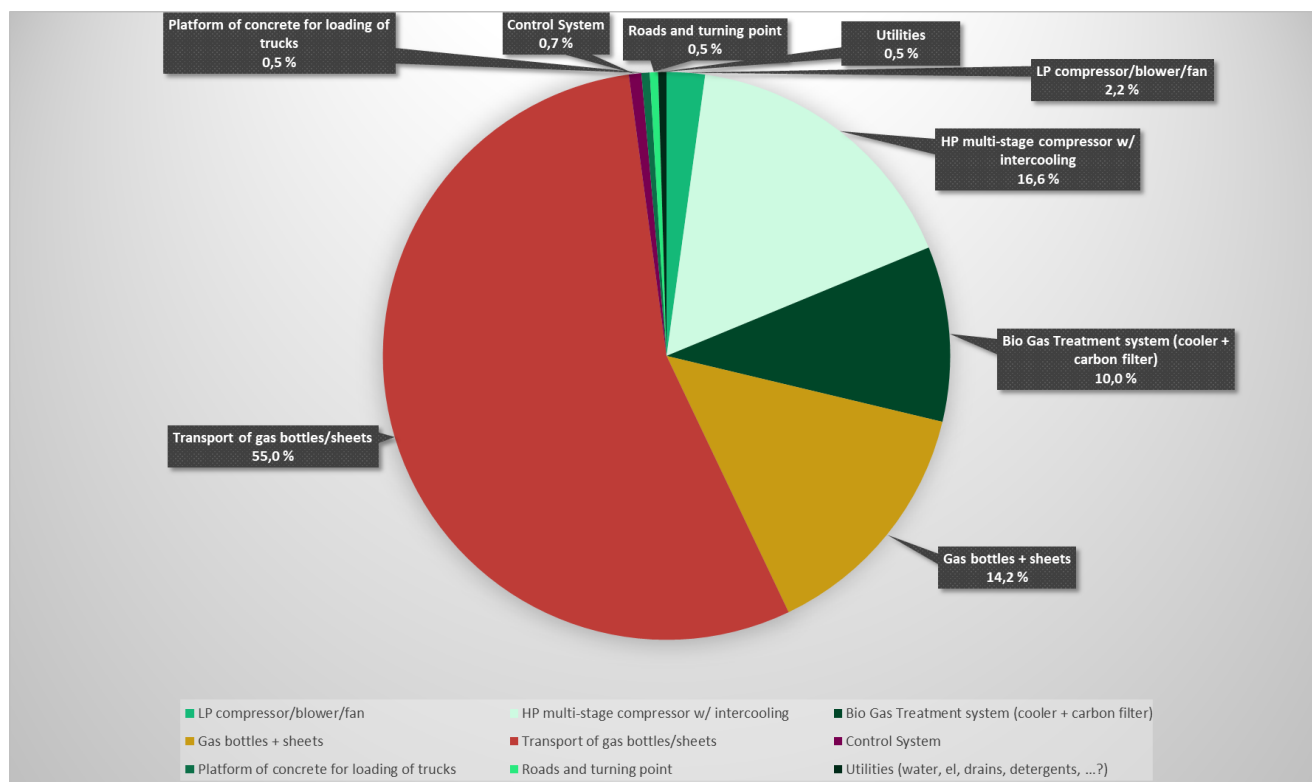
Basert på avkastningskrav oppgitt som forutsetning i Tabell 3 er det beregnet en årlig kostnad på ca. NOK 2 770 000. Dette gir en produksjonskostnad for rå, komprimert biogass på 1,07 NOK/kWh.

Figur 5 viser fordeling av de årlige kostnadene og man ser at transport av gassflasker/flak utgjør over 50 % av de årlige kostnadene. Det er antatt at pris for gassflasker/flak er nøyaktig noe som betyr at totalt 70 % av kostnadene for dette anlegget kan antas å være sikre estimater.

Tabell 4: Kostnadsoversikt Svanem

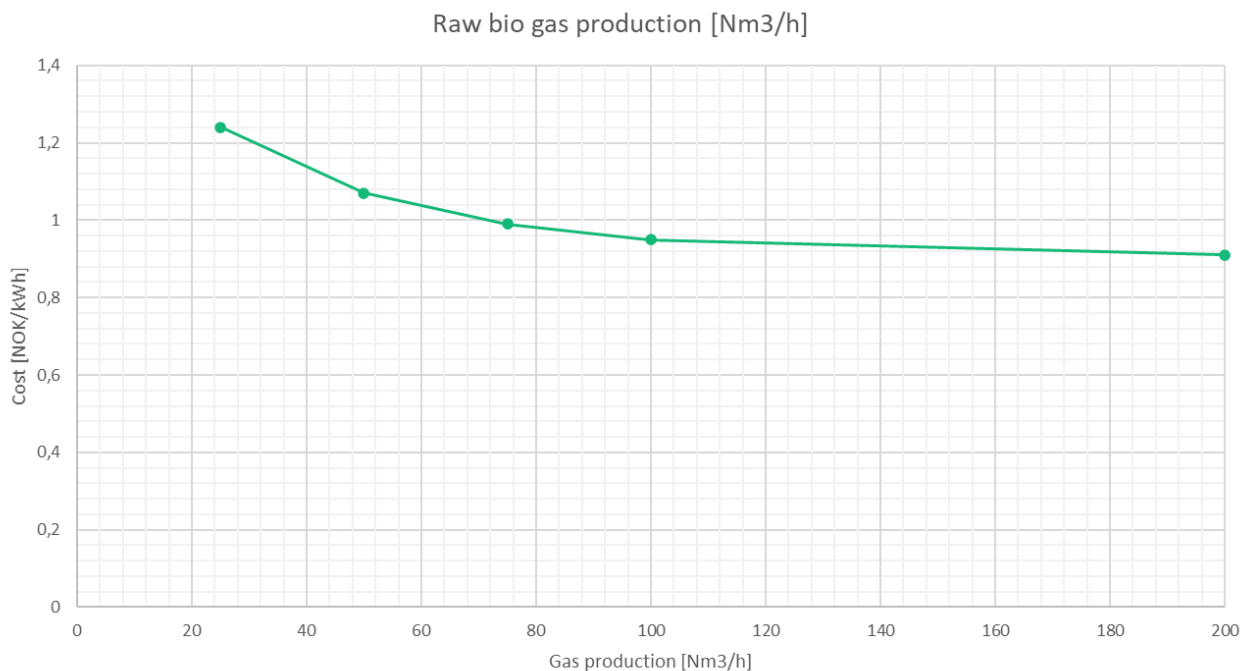
Case 1 - Svanem small scale bio gas production	CAPEX	CAPEX Pr Year	Energy cost	Truck transport	Maintenance	OPEX	Total yearly cost
Components within scope	[NOK]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]
LP compressor/blower/fan	400 000	36 420	8 000		16 000	24 000	60 420
HP multi-stage compressor w/ intercooling	3 000 000	273 150	66 400		120 000	186 400	459 550
Bio Gas Treatment system (cooler + carbon filter)	2 000 000	182 100	13 926		80 000	93 926	276 026
Gas bottles + sheets	3 000 000	273 150			120 000	120 000	393 150
Transport of gas bottles/sheets	-	-		1 522 471	-	1 522 471	1 522 471
Control System	150 000	13 658			6 000	6 000	19 658
Platform of concrete for loading of trucks	100 000	9 105			4 000	4 000	13 105
Roads and turning point	100 000	9 105			4 000	4 000	13 105
Utilities (water, el, drains, detergents, ...?)	100 000	9 105			4 000	4 000	13 105
SUM	8 850 000	805 793	88 326	1 522 471	354 000	1 964 797	2 770 590

Calculated cost (or sales price CBG)	6,93	NOK/Nm ³
Calculated cost	1,07	NOK/kWh



Figur 5: Fordeling av årlige kostnader - Svanem

Figur 6 viser en oversikt over hva endring i produsert volumetrisk mengde rå biogass har på spesifikk produksjonskostnad. Det er antatt "Economies of Scale" i beregningen. Ved å øke produksjonsvolumet til 200 Nm³/h oppnår anlegget på Svanem en produksjonskostnad på 0,9 NOK/kWh, ca. 10 % kostnadsreduksjon sammenlignet med normal produksjonsrate på 50 Nm³/h.



Figur 6: Varierende biogass produksjonsrate

2.2.2 Åndalsnes

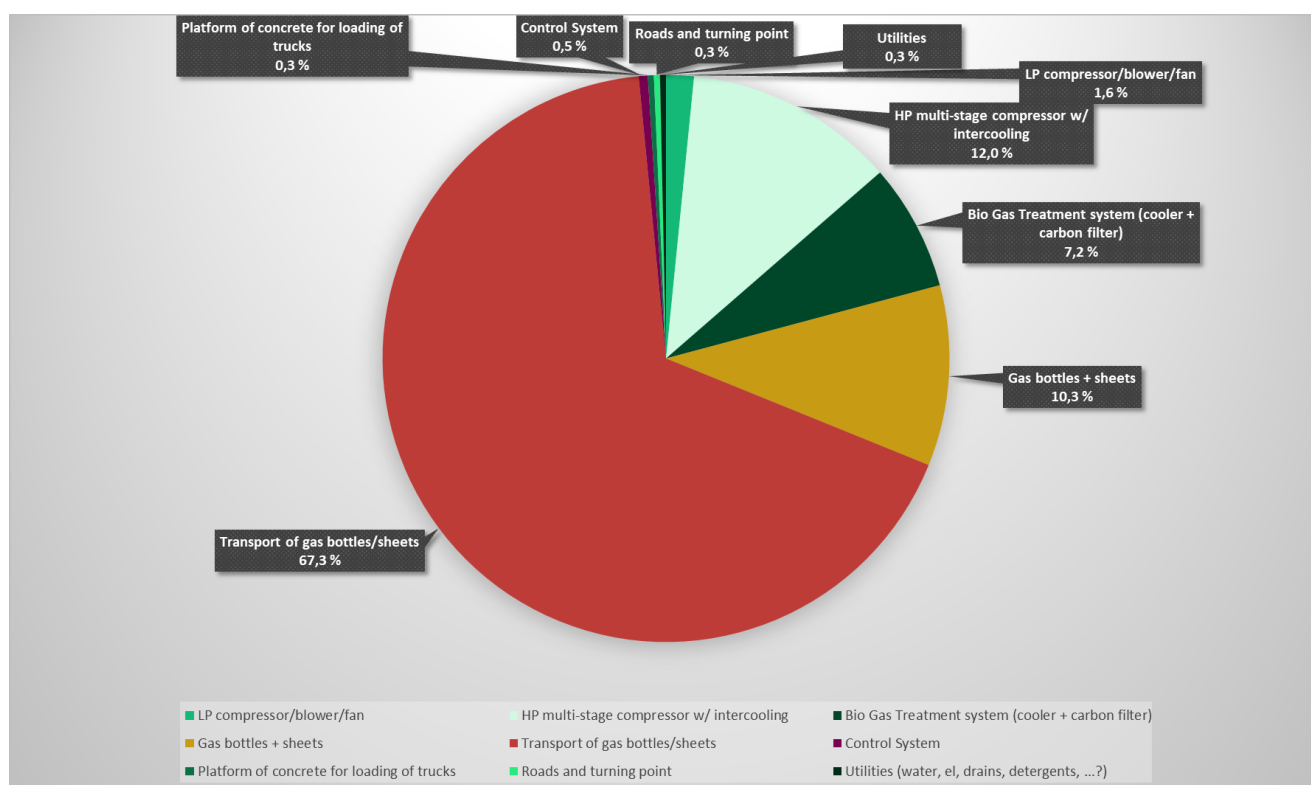
Basert på avkastningskrav oppgitt som forutsetning i Tabell 3 er det beregnet en årlig kostnad på NOK 3 819 000. Dette gir en produksjonskostnad for rå, komprimert biogass på 1,47 NOK/kWh.

Figur 7 viser fordeling av de årlige kostnadene og man ser at transport av gassflasker/flak utgjør 65 % av de årlige kostnadene. Det er antatt at pris for gassflasker/flak er nøyaktig noe som betyr at totalt 77 % av kostnadene for dette anlegget kan antas å være sikre estimater.

Tabell 5: Kostnadsoversikt Åndalsnes

Case 1 - Åndalsnes small scale bio gas production	CAPEX	CAPEX Pr Year	Energy cost	Truck transport	Maintenance	OPEX	Total yearly cost
Components within scope	[NOK]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]
LP compressor/blower/fan	400 000	36 420	8 000		16 000	24 000	60 420
HP multi-stage compressor w/ intercooling	3 000 000	273 150	66 400		120 000	186 400	459 550
Bio Gas Treatment system (cooler + carbon filter)	2 000 000	182 100	13 926		80 000	93 926	276 026
Gas bottles + sheets	3 000 000	273 150			120 000	120 000	393 150
Transport of gas bottles/sheets	-	-		2 571 285	-	2 571 285	2 571 285
Control System	150 000	13 658			6 000	6 000	19 658
Platform of concrete for loading of trucks	100 000	9 105			4 000	4 000	13 105
Roads and turning point	100 000	9 105			4 000	4 000	13 105
Utilities (water, el, drains, detergents, ...?)	100 000	9 105			4 000	4 000	13 105
SUM	8 850 000	805 793	88 326	2 571 285	354 000	3 013 610	3 819 404

Calculated cost (or sales price CBG)	9,55	NOK/Nm ³
Calculated cost	1,47	NOK/kWh



Figur 7: Fordeling av årlige kostnader - Åndalsnes

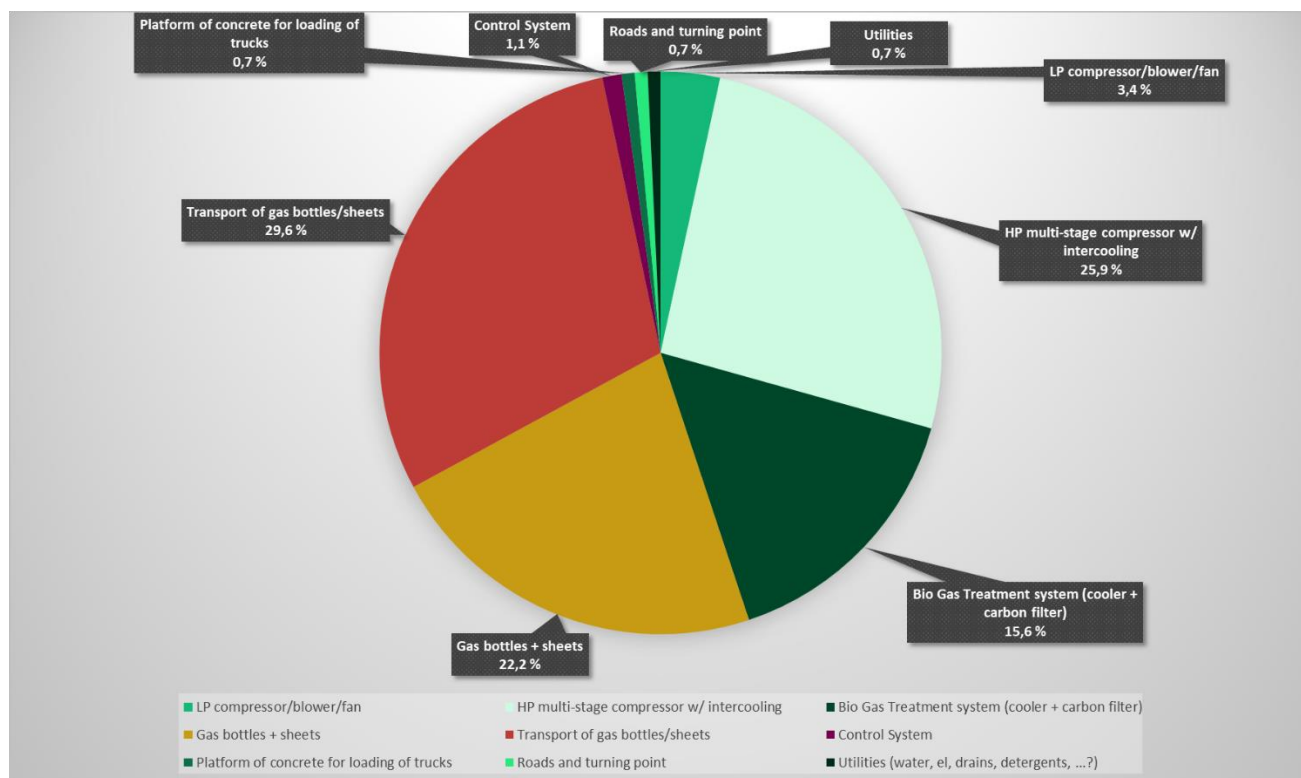
2.2.3 Mære

Basert på avkastningskrav oppgitt som forutsetning i Tabell 3 er det beregnet en årlig kostnad på NOK 1 772 000. Dette gir en produksjonskostnad for rå, komprimert biogass på 0,68 NOK/kWh. Figur 8 viser fordeling av de årlige kostnadene og man ser at transport av gassflasker/flak utgjør i dette tilfellet 30 % av de årlige kostnadene. Det er antatt at pris for gassflasker/flak er nøyaktig noe som betyr at totalt ca. 50 % av kostnadene for dette anlegget kan antas å være sikre estimater.

Tabell 6: Kostnadsoversikt Mære

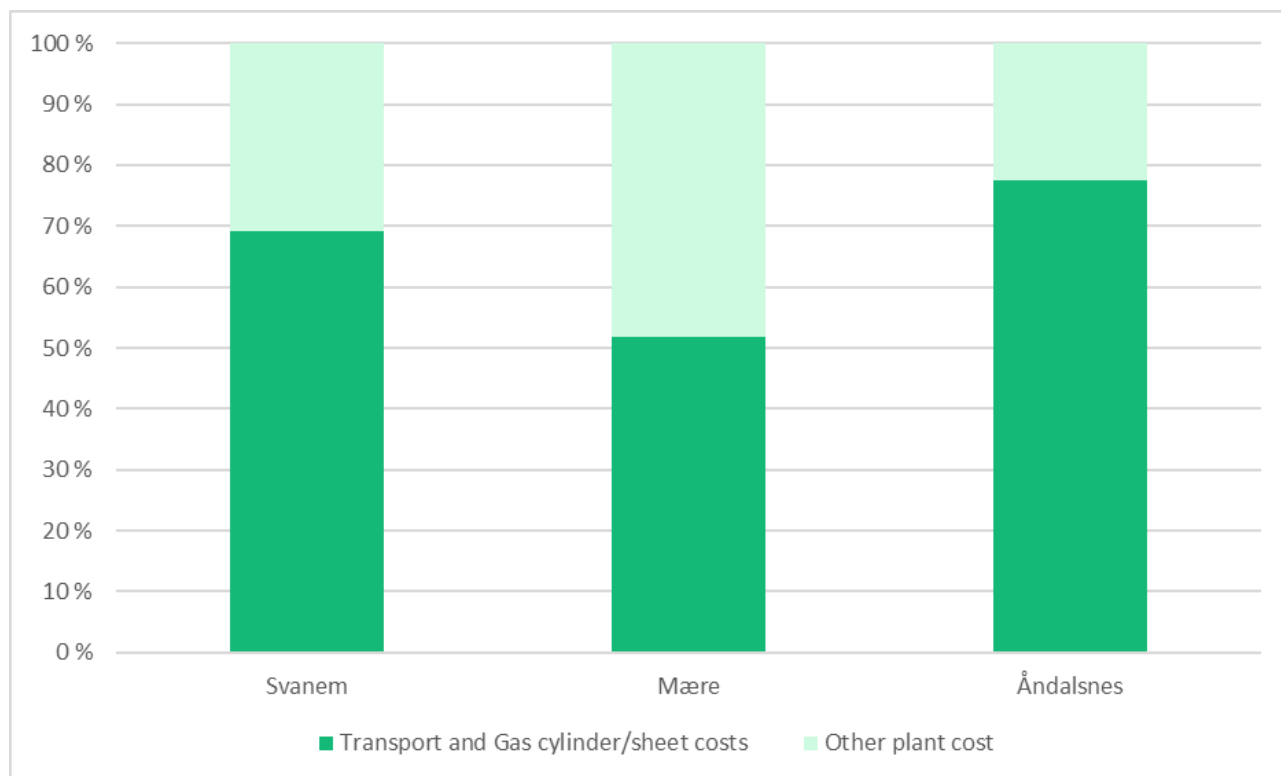
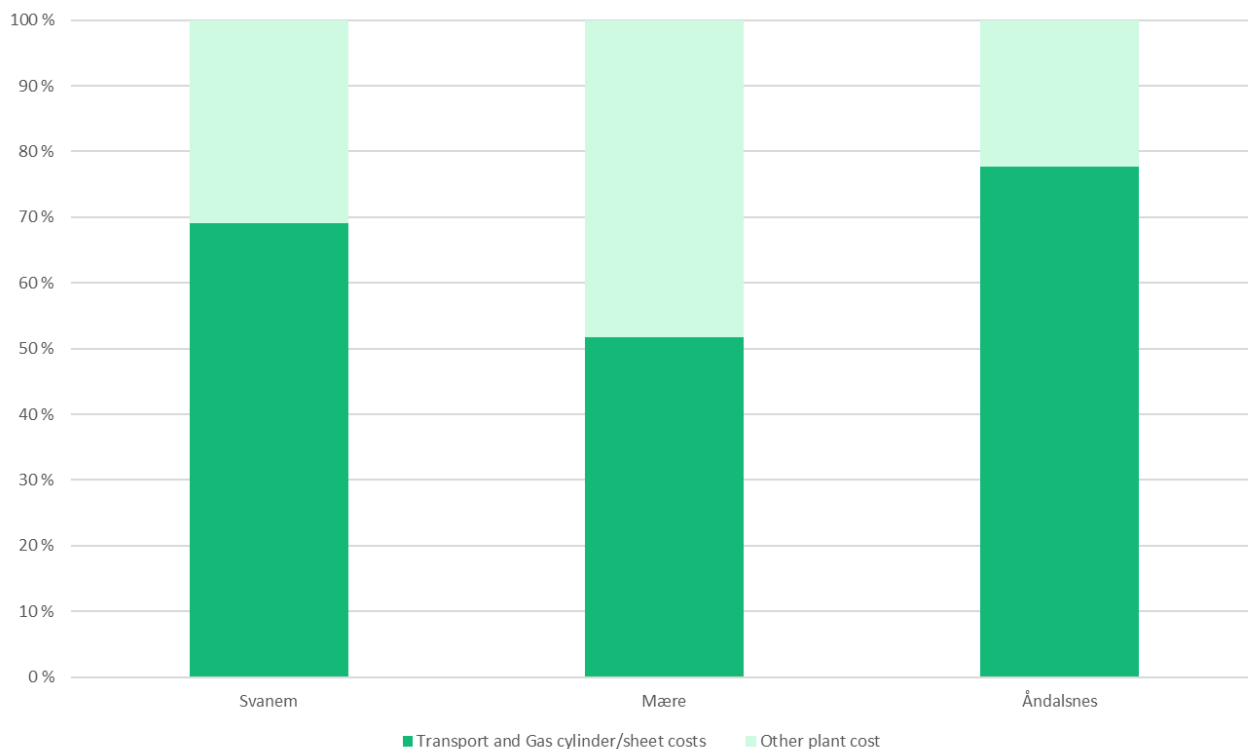
Case 1 - Mære small scale bio gas production	CAPEX	CAPEX Pr Year	Energy cost	Truck transport	Maintenance	OPEX	Total yearly cost
Components within scope	[NOK]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]	[NOK/year]
LP compressor/blower/fan	400 000	36 420	8 000		16 000	24 000	60 420
HP multi-stage compressor w/ intercooling	3 000 000	273 150	66 400		120 000	186 400	459 550
Bio Gas Treatment system (cooler + carbon filter)	2 000 000	182 100	13 926		80 000	93 926	276 026
Gas bottles + sheets	3 000 000	273 150			120 000	120 000	393 150
Transport of gas bottles/sheets	-	-		524 407	-	524 407	524 407
Control System	150 000	13 658			6 000	6 000	19 658
Platform of concrete for loading of trucks	100 000	9 105			4 000	4 000	13 105
Roads and turning point	100 000	9 105			4 000	4 000	13 105
Utilities (water, el, drains, detergents, ...?)	100 000	9 105			4 000	4 000	13 105
SUM	8 850 000	805 793	88 326	524 407	354 000	966 733	1 772 526

Calculated cost (or sales price CBG)	4,43	NOK/Nm3
Calculated cost	0,68	NOK/kWh



Figur 8: Fordeling av årlige kostnader - Mære

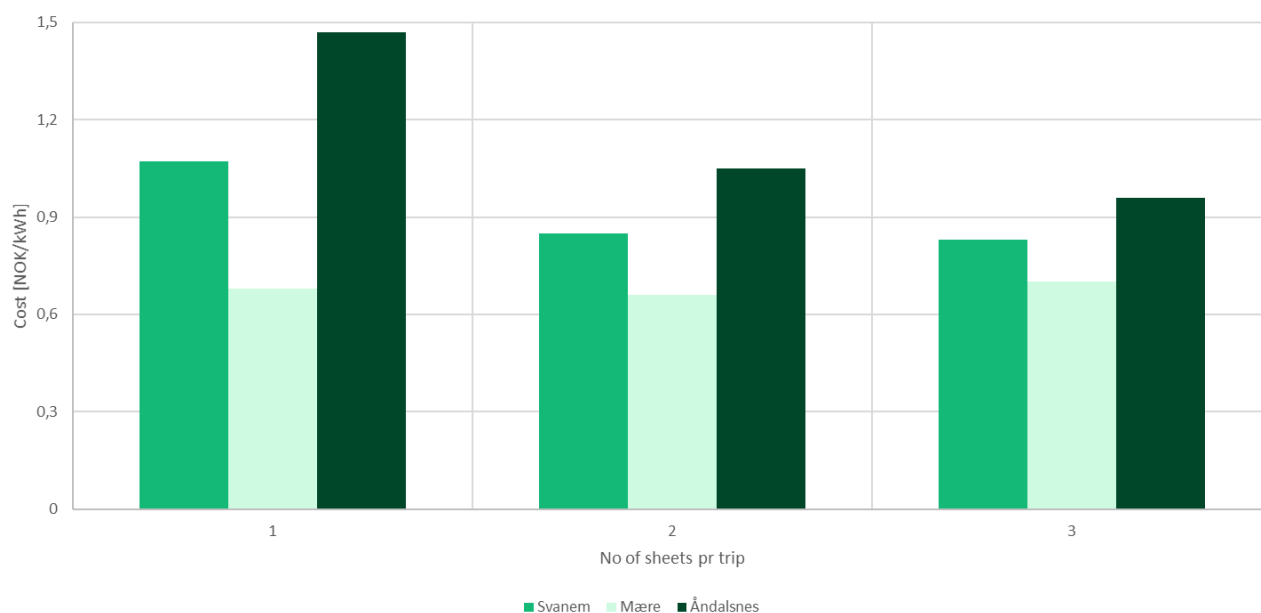
Figur 9 viser en samlet oversikt over de antatt sikre kostnadene (gassflasker/flak og transport av disse) ved de ulike produksjonsstedene.



Figur 9: Sikre og usikre kostnader

Figur 10 viser hvordan transport av rå, komprimert biogass kan optimaliseres ved å transportere flere gassflasker/flak pr transport. Svanem reduserer sin produksjonskostnad fra 1,07 NOK/kWh til

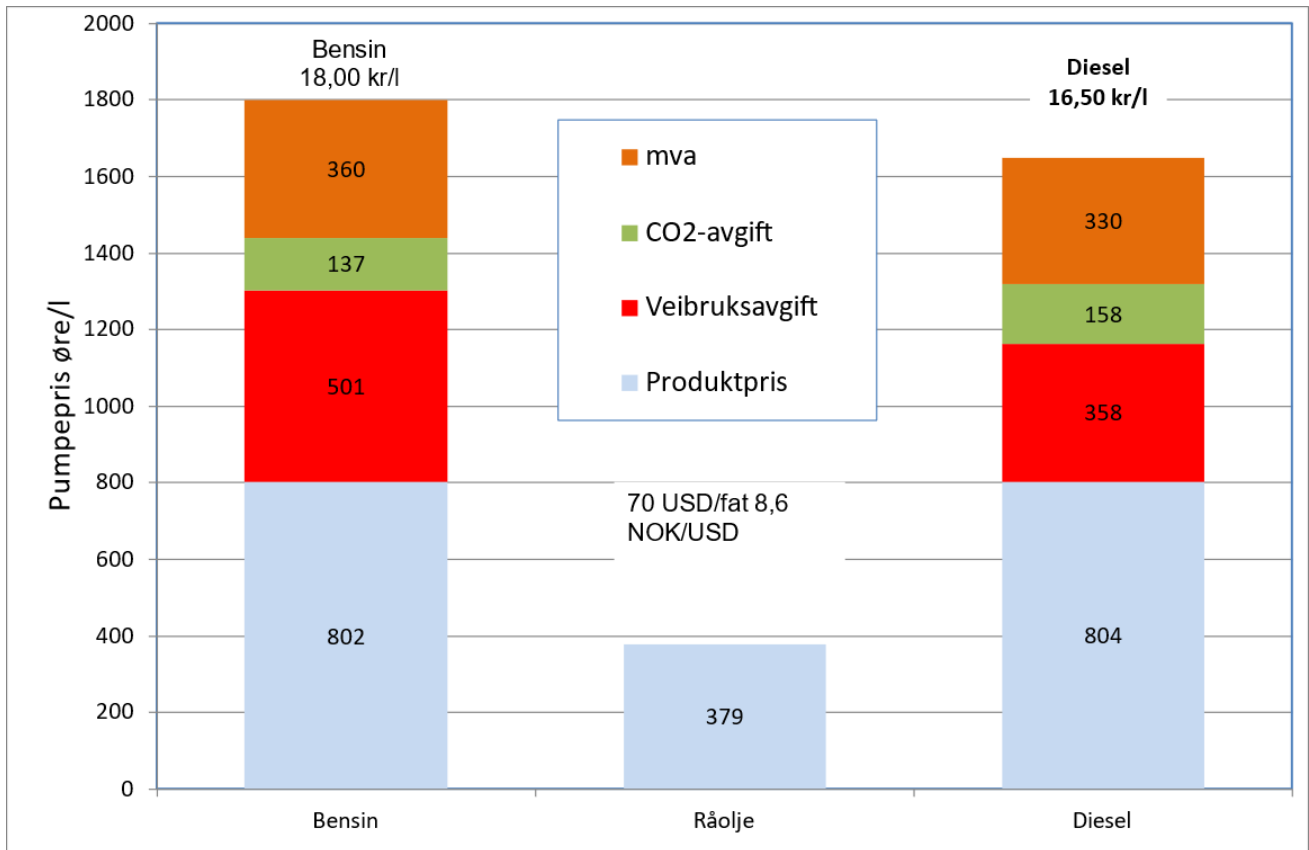
0,83 NOK/kWh ved å kjøre tre gassflak pr transport. Fra Åndalsnes vil det være fordelaktig å frakte tre gassflak pr transport som gir en redusert produksjonskostnad fra 1,47 NOK/kWh til 0,96 NOK/kWh. Mære har kort transportavstand til mottaksanlegg for biogass og har ingen merkbar effekt av å kjøre mer enn ett flak pr transport.



Figur 10: Transport sensitivitet

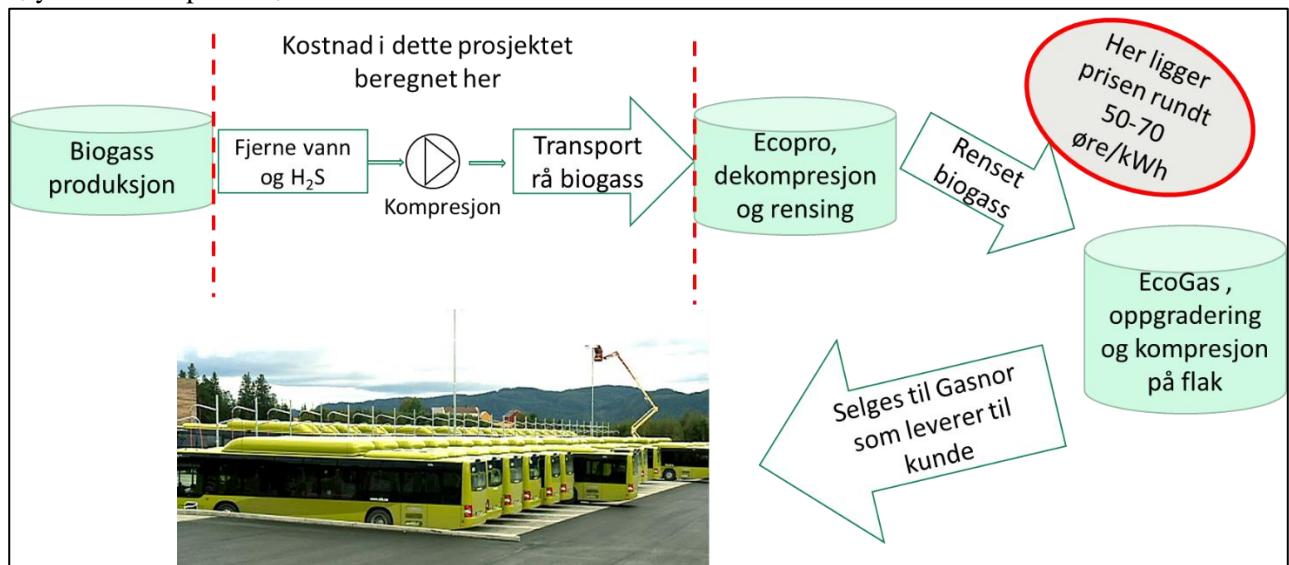
2.2.4 Konkurrerende drivstoffregime

Det er ikke publisert kostnader i verdikjeden av biometan etter hva SINTEF har funnet i litteraturen. Det antas at pris på rensset, dekomprimert biogass før oppgradering vil ligge i området 0,5-0,7 NOK/kWh. For anlegget som skal levere rå biogass må man i tillegg ta hensyn til prisen man alternativt kan få ved lokal bruk av gassen, for eksempel til oppvarmingsformål. Biometan med drivstoffkvalitet konkurrerer med diesel. Figur 11 viser kostnadsbildet for bensin og diesel med tilhørende avgifter. Biogass av drivstoffkvalitet konkurrerer med diesel til en kostnad på 13,20 NOK/l (eks. mva.). Biometan leveres for det meste til bedrifter, så det er mest relevant å sammenligne med prisen på diesel eks. mva.



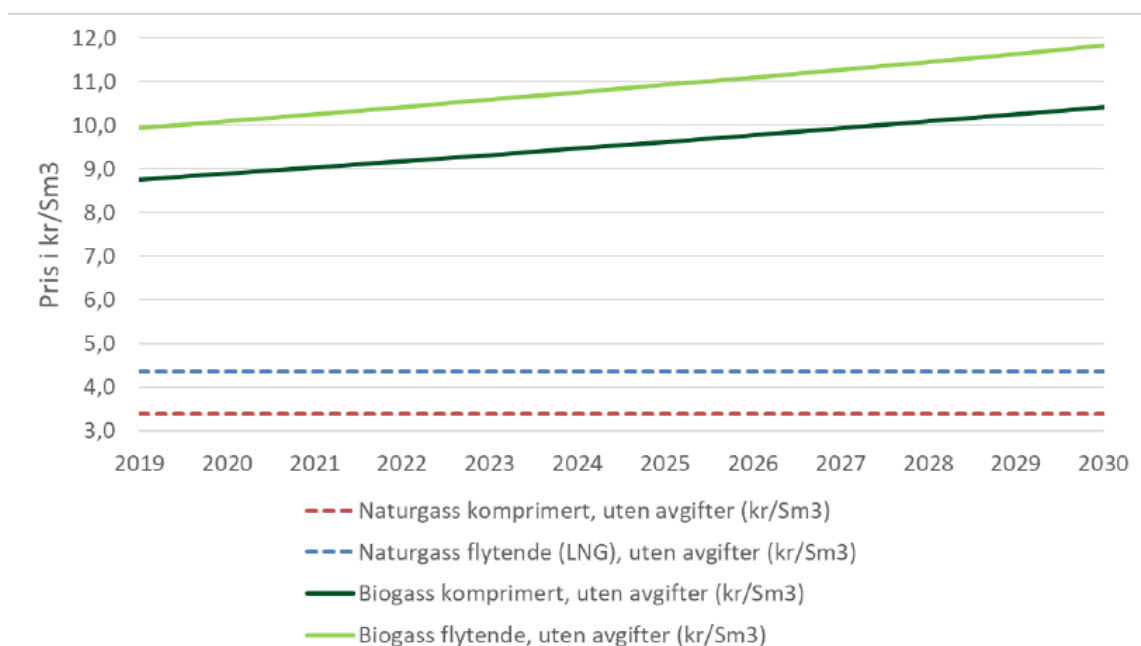
Figur 11: Pris og avgiftsfordeling for konvensjonelt drivstoff

Figur 12 viser oversikt over verdikjeden av biometan. Prosjektets leveranseomfang er inntegnet og basert på den antatte pris for dekomprimert, rensert biogass er produksjonskostnaden for rå, komprimert biogass for høy til at konseptet er lønnsomt.

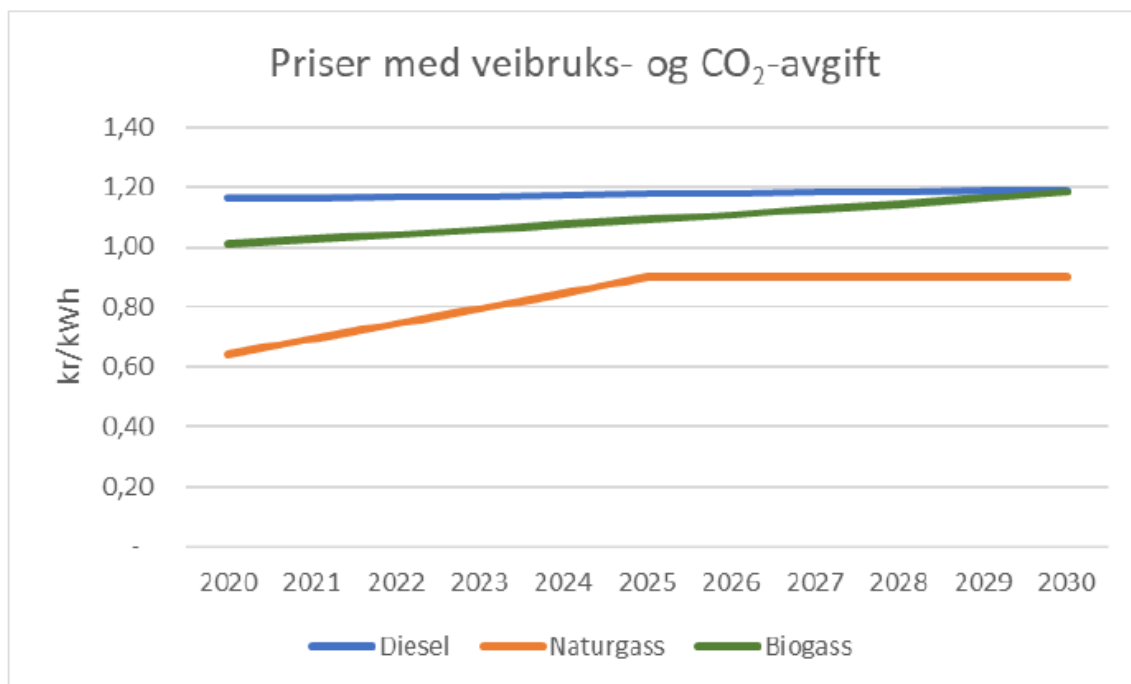


Figur 12: Verdikjede til Biometan, eksempel Ecopro.

En rapport fra Miljødirektoratet [5] angir en pris på komprimert biogass levert som drivstoff til ca. 9 NOK/Sm³ eller 1,05 NOK/kWh, se Figur 13 og Figur 14. Den økende prisen på biogass frem mot 2030 kan tilskrives økt etterspørsel og en begrenset tilgang til lavkostnadsråstoff til bruk i biodrivstoffproduksjon. Innføring av CO₂ avgifter på fossilt drivstoff kan gi høyere pris på biodrivstoff.



Figur 13: Framskrivning av prisen for naturgass og biogass. Kilde Miljødirektoratet prisanalyse (2019) [5]



Figur 14: Pris på diesel LNG, LBG inkl. CO₂ avgift på 2020 nivå og veibruksavgift [5]

En rapport fra Sund Energy [6] presenterer en total produksjonskostnad for komprimert biogass til bruk som drivstoff i Norge innenfor intervallet 0,56-1,49 NOK/kWh, se Figur 15. Produksjonskostnadene varierer i Norge i forhold til anleggstype, størrelse og råstofftilgang- og pris.

Kostnadsnivå (NOK/MWh biogass)	Komprimert gass (CBG)		Flytende gass (LBG)	
	Lav	Høy	Lav	Høy
Biogassproduksjon	160	800	160	800
<i>Råstoff</i>	-150	300	-150	300
<i>Anaerobisk nedbrytning</i>	310	500	310	500
Biometanproduksjon	263	487	283	481
<i>Oppgradering</i>	133	231	133	231
<i>Komprimering</i>	130	255		
<i>Flytendegjøring</i>			150	250
Distribusjon på bil, 100 km	100	140	10	20
Fyllestasjon	37	64	22	40
Total produksjonskostnad	560	1 491	475	1 341

Figur 15: Estimerte kostnader for produksjon, oppgradering og distribusjon av biogass [6]

Kostnadene som presenteres i [5] og [6] er i størrelsesorden på samme nivå som de beregnede kostnadene for å behandle, komprimere og transportere rå komprimert biogass til oppgradering. Dette gir en indikasjon på at kostnadene for å komprimere og transportere mindre mengder biogass til sentralt oppgraderingsanlegg er pr i dag for høye. Både [5] og [6] presenterer sammenlignbart prisnivå for biogass som er oppgradert til drivstoffkvalitet, dvs. biometan.

2.3 Kostnadsbesparende tiltak og støtteordninger

2.3.1 Statlige finansierte støtteordninger

Det er ikke tatt hensyn til statlige støtteordninger for investeringer eller annen produksjons- eller transportstøtte. Konseptet med lokal produksjon av rå, komprimert biogass kan bli lønnsomt med betydelig offentlige tilskuddsordninger.

Hvis man antar at investeringskostnadene for biogassprodusenten dekkes 100 % vil man fortsatt ha bidrag fra vedlikehold, energitilførsel og gassflaske/flak transport på årlige utgifter. Med slike forutsetninger vil de tre produksjonslokasjonene få følgende produksjonskostnad for de respektive base caser:

Svanem – 0,71 NOK/kWh

Åndalsnes – 1,08 NOK/kWh

Mære – 0,36 NOK/kWh

Med en antatt investeringsstøtte på 100 % vil man redusere produksjonskostnadene med ca. 30 øre pr kWh. Ved å inkludere en optimalisert transportløsning som vist i Figur 10 sammen med 100 % investeringsstøtte vil konseptet ha økt sannsynlighet for gjennomføring. Uten at man har sikre tall på kostnadene i hele verdikjeden til biometan, er det vanskelig å dra en konklusjon rundt spørsmålet om er det lønnsomt for Mære å investere i et anlegg for komprimering og transport av biogass.

2.3.2 Svenske støtteordninger i dag

Det kan være interessant å sammenligne med støtteordningene i Sverige:

Regeringen har budgeterat 500 miljoner för biogaspremier 2022 som ökas till 700 miljoner. Budgetförslaget är att premien ska finnas till 2040.

Ser vi på den statliga utredning som gjordes för ett par år sedan kommer de olika stödnivåerna vara: Gödselgaspremie 0,4kr/kWh (denne er sikker – se <https://jordbruksverket.se/stod/fornybar-energi/godselsstod>)

Uppgraderingspremie 0,2-0,3kr/kWh (dette er forslag for 2022, og således ikke sikkert se, https://rjl.se/globalassets/energikontor-norra-smaland/nyheter/biogasmarknadsutredningen_ellenor-grundfelt_2020-03-04_webb.pdf)

Förväskningspremie 0,1-0,15kr/kWh som over, samme lenke

2.3.3 Andre konseptendringer

- I noen tilfeller kan alternativet til å levere rå gass være å transportere møkk i stedet. Vi er kjent med at Greve Biogass henter bløtmøkk innenfor 30-40 km fra anlegget.
- Ved bruk av biometan som drivstoff på gården, nærliggende gårder eller andre lokale kunder kan biometan fraktes tilbake til gården sammen med 7 eller 8 tomme gassflasker på gassflaket. Renhetskravet til drivstoff medfører at flasker med gass som skal brukes av kjøretøy må være dedikert kun til dette bruksområdet. 1 av de 9 flaskene har 1650 l volum. Dette vil i så fall krev spesialdesignet flak.
- En stor dieseltraktor har typisk er 400 l tank det vil si tilsvarende 4000 kWh eller 400 Nm³ biometan. Ved 230 bar gir det et nødvendig gasstankvolum på 1740 liter, noe som er urealistisk på en traktor.

3 Konklusjon

Det er utført en kartlegging for tre mulige produksjonssteder for rå, komprimert biogass i Midt-Norge. De tre lokasjonene er Svanem Biogass og Åndalsnes Biogass på Nordmøre og Mære landbruksskole i Trøndelag. Rapporten dokumenterer og kostnadsestimerer hvilke hovedkomponenter som er nødvendige å inkludere for at konseptet skal være gjennomførbart.

Investeringskostnadene vil være relativt like for alle tre produksjonsstedene. Driftskostnadene domineres av ulik transportavstand til mottaksanlegg for rå komprimert biogass ved EcoPro. For produksjonsstedet på Åndalsnes vil 67 % av de totale årlige kostnadene være knyttet til transport av biogass.

Produksjonskostnaden for rå, komprimert og transportert biogass vil være 1,479 NOK/kWh for Åndalsnes, 1,07 NOK/kWh for Svanem og 0,68 NOK/kWh for Mære.

Optimalisering av transporten ved å benytte to eller tre gassflak pr transport til mottaksanlegg kan redusere produksjonskostnadene for Åndalsnes ned til ca. 1 NOK/kWh og Svanem ned til ca. 0,83 NOK/kWh. For Mære vil det ikke være kostnadsbesparende å kjøre flere enn ett gassflak pr transport.

En dobling av produksjonskapasiteten for biogass til 100 Nm³/h vil redusere kostnadene for Svanem fra 1,07 NOK/kWh til 0,95 NOK/kWh.

Kostnadene for de ulike stegene i verdikjeden for biometan er ikke kjent da dette er bedriftssensitiv informasjon og er ikke tilgjengelig i åpen litteratur. Derfor er det utfordrende å konkludere hvor lønnsomt konseptet er uten å ha et godt sammenligningsgrunnlag tilgjengelig. Det er funnet referanser på biogass oppgradert til drivstoffkvalitet som antas å ligge i området 0,56-1,49 NOK/kWh.

Effekten av ulike former for statlige støtteordninger har ikke vært vurdert i prosjektarbeidet. Ved 100 % investeringsstøtte vil produksjonskostnaden kunne reduseres med 0,3 NOK/kWh.

Konseptet som er foreslått ser ikke ut til å være lønnsomt med de rammebetingelser som eksisterer i dag da det antas en pris for oppgradert biogass til drivstoffkvalitet i samme størrelsesorden, [5] og [6].

4 Referanser

1. Øi, L.E. and J. Hovland. *Simulation of Condensation in Compressed Raw Biogas Using Aspen HYSYS*. 2018.
2. Eldrup, N.H., et al., *A Cost Estimation Tool for CO2 Capture Technologies*. 2019.
3. AspenTech, *Aspen In-Plant Cost Estimator v11*.
4. Loh, H.P., J. Lyons, and I. Charles W. White, *Process Equipment Cost Estimation Final Report*. 2002.
5. Miljødirektoratet, *Virkemidler for økt bruk og produksjon av biogass*. 2020.
6. Sund, K., B. Utgård, and N.S. Christensen, *Muligheter og barrierer for økt bruk av biogass til transport i Norge*. 2017.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no