

	<h1>RAPPORT</h1>		Utarb. av:	EH
			Godkjent av/dato:	TS/22.02.08
			Dokansv.:	Daglig leder
			Kval.dok.nr:	LIQ-1.02.130
			Rev nr/dato	03M/01.03.10
<b>Liquiline AS</b> Statsminister Michelsensv 38 5231 Paradis  Telefon: 55 99 04 00 Telefaks: 55 99 04 01  E-post: mail@liquiline.com Internet: www.liquiline.com  Foretaksregisteret: NO 993 084 735 MVA	TITTEL  <b>Mjeldstad</b>  <b>Mulighet for oppgradering/transport av rå biogass</b>			
	PROSJEKTLEDER/FORFATTER:  Eystein Helland/André Torbjørnsen			
	OPPDRAKSGIVER  Hordaland fylkeskommune		OPPDRAKSGIVERS REF.	
	DATO: 30.08.2011		PROSJEKTNR: 6.68.001	
DOKUMENTNR: LIQ-6.68.001.E.R.001		ANTALL SIDER 24		
ENDRINGSLOGG:				
Revisjonsnr:	Dato:	Forklaring til revidering	Utarbeidet av:	Godkj. (sign)
01X	20.05.11	Påbegynt rapport	AT	
02X	24.05.11	Revidert utgave	DL	
03X	25.05.11	Endring	AT	
04X	09.06.11	Revidert utgave	EH	AT
05X	10.06.11	Ferdigstilling	AT	DL
05M	10.06.11	Ferdig rapport	AT	EY
06X	10.06.11	Rettet feil	EH	AT
06M	10.06.11	Ferdig rapport	AT	EH
07X	04.07.11	Oppdatert informasjon etter ønske	AT	EH
07M	06.07.11	Godkjent oppdateringer	EH	AT
08X	26.08.11	Revidert	AT	
08M	26.08.11	Godkjent revisjon	EH	AT

## Innhold

1.	BAKGRUNN FOR PROSJEKTET.....	3
1.1.	GENERELT: .....	3
1.2.	GASSINFRASTRUKTUR SOM KAN BENYTTES FOR INNFAasing AV BIOGASS .....	3
1.3.	IKKE UTNYTTEDE RESSURSER AV DEPONIGASS/BIOGASS I REGIONEN.....	3
2.	TEKNISKE UTFORDRINGER OG INNOVASJON.....	5
2.1.	GENERELT: .....	5
2.2.	MULIG LØSNING: .....	5
2.3.	MULIGE BRUKSOMRÅDER:.....	5
3.	NÆRINGSUTVIKLING OG SAMARBEID.....	6
3.1.	NÆRINGSMULIGHETER: .....	6
3.2.	SAMARBEIDSMULIGHETER:.....	6
4.	PROSJEKTGJENNOMFØRING.....	7
5.	TEKNISK LØSNING .....	10
5.1	DAGENS LØSNING PÅ MJELDSTAD:.....	10
5.2	BRUKSOMRÅDER FOR BIOGASS.....	12
5.3	MULIGHETER FOR BEDRE UTNYTTELSE AV GASSEN PÅ MJELDSTAD .....	13
5.4	KOMPRIMERING OG TRANSPORT .....	14
5.5	TEKNISKE KOMPONENTER .....	15
6.	LOGISTIKK.....	16
7.	ØKONOMI.....	17
7.1	INVESTERING.....	17
7.2	GASSRESERVE .....	17
8.	PROSJEKTSTRATEGI .....	18
	<i>Beslutningstaker .....</i>	<i>18</i>
	<i>Prosjektering og innkjøp .....</i>	<i>18</i>
	<i>Installasjon .....</i>	<i>18</i>
	<i>Commissioning .....</i>	<i>18</i>
	<i>Transport.....</i>	<i>18</i>
	<i>Mottak av gass i Rådalen.....</i>	<i>18</i>
	<i>Drift og vedlikehold.....</i>	<i>19</i>
9.	STØTTEORDNINGER.....	20
10.	HANDLINGSPROGRAM TIL KLIMAPLAN FOR HORDALAND.....	21
11.	BESLUTNINGSMATRISE .....	22
12.	KONKLUSJON.....	24

## 1. Bakgrunn for prosjektet

### 1.1. Generelt:

Prosjektideen er å utnytte deponigass fra Mjelstad Deponi på Osterøy i den eksisterende infrastrukturen for gass i Bergen.

Det er to ulike momenter som har gitt bakgrunn for prosjektideen

- Bergensregionen har gassinfrastruktur som kan benyttes til innfasing av biogass
- Ikke utnyttede ressurser av biogass/deponigass er tilgjengelig i Hordalandsregionen.

Prosjektet var initiert av Liquiline AS, og er finansiert med 150.000 fra Osterfjord Næringssamarbeid (på vegne av Hordaland fylkeskommune)/ ”Pilotprosjekt for å utløse en bioenerginæring i Hordaland”, kr 150.000 fra Hordaland fylkeskommune samt egeninnsats fra medvirkende parter.

### 1.2. Gassinfrastruktur som kan benyttes for innfasing av biogass

Hordalandsregionene har vært en pioner for utbygging av infrastruktur for naturgass, som igjen er anvendbar for biogass. Nedenfor følger noen eksempler:

- Toro fabrikker i Arna har infrastruktur for komprimert naturgass og kan ta imot komprimert biogass og brenne i kjelene sine
- Bussfylllestasjonene for gassbusser i Bergen kan ta imot og anvende komprimert naturgass og oppgradert biogass
- Det planlagte biogass anlegget i Rådalen vil kunne ta imot og benytte biogass til enten intern prosessvarme eller det kan ta imot urensset gass for oppgradering til kjøretøykvalitet. Dette anlegget er forventet å produsere ca 24,5 GWh biogass pr år. Under samtale med prosessansvarlig i VA-etaten fikk vi opplyst at anlegget forventes å stå ferdig i 2014. Det er ikke fattet noen politisk beslutning på at anlegget skal innbefatte oppgraderingsanlegg, men alle indikasjoner tyder på at dette vil bli tilfellet. Oppgraderingsanlegget vil da stå ferdig samtidig med hovedanlegget. Produksjonen i biogassanlegget vil i hovedsak basere seg på avfall fra slam, men også en del fett og matavfall fra storkjøkken. Dette avfallet vil komme fra BIR. Gassen kan også fraktes til Rådalen og brennes i en gassmotor som igjen driver en generator som leverer strøm til nettet. Denne motoren har tidligere blitt benyttet til å brenne av gassen fra brønnene i Rådalen.

### 1.3. Ikke utnyttede ressurser av deponigass/biogass i regionen

Mjelstad Deponi er eid av BIR og ligger på Osterøy utenfor Bergen. Fra denne fyllingen samles det opp såkalt deponigass (samme som biogass, men med noe ringere kvalitet). Den oppsamlede deponigassen fakes (brennes av). Dette gjøres for å redusere luktproblematikk og for å brenne metan til CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> gir lavere drivhuseffekt enn metan).

Ved Mjelstad deponi på Osterøy fakles det årlig ca. 8 GWh deponigass. Dette er energi for 320 husstander eller ca 20-22 gassbusser. Ved å anvende gassen til for eksempel gassbusser vil miljøet spares for ca. 1500 tonn CO2 utslipp i året. Ved en kvotepris på NOK 600,- pr tonn (tallet som IEC oppgir som reell CO2 kostnad) tilsvarer dette utslipp for NOK 900 000 pr år.

## 2. Tekniske utfordringer og innovasjon

### 2.1. Generelt:

Det er i dag veldig få som klarer å utnytte deponigass kommersielt. Mye av årsaken til dette er sannsynligvis stort fokus på konvensjonell teknologi som strømproduksjon. Ved heller å oppgradere gassen og frakte den med seg kan den fases inn på eksisterende infrastruktur for gass

### 2.2. Mulig løsning:

Det er i dag stor utvikling på såkalt membranrensing av biogass for småskalaanlegg. Dette er en oppgraderingsform som muliggjør fjerning av CO<sub>2</sub> fra deponigass. Deponigass har ca 40 % metan og ca 60 % CO<sub>2</sub>. Ved å fjerne CO<sub>2</sub> kan man redusere volumet til under det halve. Dette gjør det mulig å transportere gassen, og det gjør det mulig å innfase gassen i eksisterende infrastruktur.

Foruten selve fjerningen av CO<sub>2</sub> kreves det at denne teknologien settes inn i den øvrige verdikjeden for gassen.

- Rensing av gass i forkant av oppgradering. I praksis dreier dette seg om fjerning av H<sub>2</sub>S, vann og partikler.
- Håndtering av slipp(dvs metan som slipper gjennom membranen).
- Komprimering og transport av deponigassen på en hensiktsmessig måte.
- Trykkreduksjon og integrasjon i øvrig infrastruktur.

### 2.3. Mulige bruksområder:

- Bruke gassen som prosessvarme på biogassanlegget i Rådalen.  
Gassen fra et deponi vil i utgangspunktet ikke ha en slik kvalitet at den kan benyttes til transportformål. Hovedårsaken er høyt nitrogen og CO<sub>2</sub> innhold. Et biogassanlegg bruker ca 15 % av energien den produserer til prosessvarme. Ved å benytte gassen til denne energien vil man kunne benytte mer av den produserte gassen i Rådalen til for eksempel kjøretøybruk. Dette kan gi gass til inntil 20 ekstra gassbussar.
- Gass til stasjonær prosessindustri.  
Gassen benyttes hos en eksisterende kunde som bruker gass hele året. Den mest nærliggende forbrukeren er Toro i Arna. Herfra er det kort vei til Mjeldstad Miljø. Gasnor har etablert en infrastruktur basert på komprimert naturgass her – samt at både Toro og Gasnor er bedrifter som generelt er positive til slike miljøtiltak. Dette vil redusere CO<sub>2</sub> utslippene med inntil 1500 tonn i året. Gassen kan også forbrennes i en motor som driver en generator som produserer elektrisitet.
- Oppgradere gassen til kjøretøykvalitet.  
Ved å investere i et komplett oppgraderingsanlegg på Mjeldstad, vil gassen kunne oppgraderes til naturgasskvalitet, og distribueres og benyttes direkte i for eksempel gassbussene. Gassdrevne kjøretøy, gjerne som kjørte til og fra deponianlegget, kunne også tanket direkte på Mjeldstad.

### 3. Næringsutvikling og samarbeid

#### 3.1. Næringsmuligheter:

I bergensområdet er det et stort potensial knyttet til biogass fra

- Næringsmiddelavfall
- Fiskeavfall
- Landbruk
- Slam

Hensiktsmessig anvendelse av biogassen er krevende og ofte en avgjørende faktor for om biogassprosjekter realiseres. Vi tror sådan at ved å realisere et pilotprosjekt for småskala rensing og oppgradering av biogass og innfasing i naturgassinfrastruktur så vil dette gi incentiver til utbygging av produksjonsanlegg for biogass i regionen

#### 3.2. Samarbeidmuligheter:

HOG Energi publiserte i desember 2010 en mulighetsstudie for biogass i bergensregionen kalt "Biogass som drivstoff for busser".

Rapporten konkluderer med at den omfattende infrastrukturen for naturgass i regionen også kan benyttes til biogass, og at biogass således gradvis bør fase ut naturgassen i disse anleggene.

Innen transportsektoren er biogass det drivstoffet med lavest utslipp, og bruk av gassen fra biogassanlegget i Rådalen til kjøretøydriфт peker seg derfor ut som det absolutt meste interessante alternativ. Biogassanlegget må innbefatte renseanlegg for å heve gassen til naturgasskvalitet.

Prosjektet vil gi verdifull erfaring knyttet til økt utnyttelse av biogasspotensiale, og således bidra til økt innfasing av biogass i regionen på sikt.

Gasnor arbeider opp mot Vann og Avløpsetaten i Bergen kommune med et prosjekt for å se på kryogen oppgradering av biogassen fra Rådalen. Disse prosjektene vil utfylle hverandre og en realisering på det ene vil kunne øke sannsynligheten for en realisering av det andre.

## 4. Prosjektgjennomføring

Prosjektet startet opp våren 2010. Det ble da avholdt et oppstartsmøte med Liquiline, Mjelstad Miljø, BIR og Gasnor. I møtet ble det diskutert grensesnitt og mulige fremgangsmetoder.

Som resultat av møtet dro Liquiline til Mjelstad miljø for å undersøke areal og muligheter for tekniske løsninger.

Prosjektet ble så tildelt 150.000,- i støtte av Osterfjord Nærings samarbeid i slutten av mai 2010.

Det ble besluttet og ikke gå videre i prosjektet før en eventuell finansiering lå klar fra Hordaland Fylkeskommune.

I midten av desember 2010 ble prosjektet tildelt 150.000,- i støtte fra Hordaland Fylkeskommune.

Prosjektet ble så startet opp igjen.

Det ble først gjennomført en befaring på Mjelstad miljø på Osterøy. Dette var for å kartlegge anleggets utvidelsesmuligheter, samt å måle deponigassens sammensetning. Målingene viste svært høye konsentrasjoner av hydrogensulfidgass, over grensen for normale håndholdte gassmålere. Det ble derfor i samarbeid med Intertek Westlab i Stavanger tatt en gassprøve som ble analysert i laboratoriet deres. Gassen viste seg å inneholde høy konsentrasjon av H<sub>2</sub>S partikler. Ellers inneholdt gassen metan, karbondioksid og nitrogen. Grunnet den høye konsentrasjonen av H<sub>2</sub>S var det ikke mulig å måle gassens duggpunkt/relative fuktighet.

Vi gikk så ut til totalt 8 stk, hovedsakelig europeiske, kompressorleverandører der vi spurte om de kunne levere en kompressor for rå, uoppgradert biogass. Flere av leverandørene ønsket ikke å levere en slik kompressor, da de hadde hatt erfaring med at H<sub>2</sub>S skapte en del problemer.

Resultatet ble en dialog med en norsk, en tysk og en sveitsisk leverandør som kunne levere en tilpasset kompressor under diverse forutsetninger. Konklusjonen fra dialogen med kompressorleverandørene var at gassen måtte være tørr og tilnærmet fri for H<sub>2</sub>S partikler om det skulle la seg gjøre å komprimere den.

Vi gikk så i dialog med leverandører av rensesystem for biogass. En rekke leverandører i Canada og USA tilbyr komplette oppgraderingsanlegg for biogass. Vi forespurte også en del på enkeltkomponenter for å rense gassen nok til å få transportert den. Det viste seg å være vanskelig å få priser fra utenlandske leverandører på sistnevnte, da de i hovedsak ønsket å selge komplette oppgraderingsanlegg.

Vi har også vært i kontakt med Etech Miljø som har levert prosessutstyret på Mjelstad, og som har serviceavtalen med Mjelstad Miljø på anlegget.

Vi har hatt god dialog med Fritz Hefner i Grønn Etat som har kunnskap og driftserfaring fra deponiet i Rådalen, og har også vært sett på mulighetene for å benytte deponigassen fra Mjeldstad på gassmotoren i Rådalen som leverer strøm til nettet via en generator.

Resultatene fra informasjonsinnsamlingen ble så satt sammen til tre forskjellige tekniske løsninger i rapporten. Da det også var innhentet budsjettpriser underveis i prosessen, ble det gjort økonomiske beregninger for å kartlegge lønnsomheten i de forskjellige løsningene.

Vi har snakket med mulige transportører for gassen, og innhentet priser på lager og transporttanker.

Vi har også vært i dialog med leverandører av komplette renseanlegg i Norden.

Bruk av membran for H<sub>2</sub>S fjerning er sett bort fra i denne studien da det har kommet en rekke indikasjoner på at dette også er for dyrt. Det finnes riktignok en del tyske og amerikanske aktører som leverer små skala komplette renseanlegg for biogass, som benytter membran til selve H<sub>2</sub>S fjerningen, men ingen av dem vi har vært i kontakt med ønsket å levere noe annet en et komplett renseanlegg.

Etech miljø mener også at membranrensing av H<sub>2</sub>S er for dyrt for dagens marked. Deres løsning, som vi har tatt utgangspunkt i, baserer seg på en blanding av biologisk rensing og utskilling ved absorpsjon. Da denne løsningen er i patenteringsfasen ønsker ikke Etech miljø å gå ut med mer detaljer knyttet til prosessen på dette tidspunktet.

Vi oppdaget tidlig i prosjektet at membran for CO<sub>2</sub> fjerning var en meget kostbar affære. Etech miljø hadde erfaring fra dette fra Frevar anlegget og kunne anslå at CO<sub>2</sub> membranrensing ville koste rundt 12-15 millioner. Frevar anlegget var utført som et tungt sponset spleiselag for å vise at denne teknologien var mulig.

Under teknologibefaring hos TelTek 7.juni 2011 fikk vi bekreftet kostnaden på en slik løsning. Vi gikk gjennom dagens utbygde løsninger for dette, og fikk innføring i CO<sub>2</sub> renseanlegget på Mongstad gjennom Telteks demonstrasjonslab og testanlegg.

Det ble derfor konkludert med at det er en alt for stor kostnad som det ikke blir sett videre på i forprosjektet. Med disse kostnadene for CO<sub>2</sub> membranrensing vil det helt klart lønne seg å komprimere og frakte CO<sub>2</sub>en sammen med biogassen. Det ble og verifisert av kompressorleverandøren at det var mulig å komprimere CO<sub>2</sub> sammen med metan til 200 bar.

Liquiline hadde i 2010 kontakt med membranutviklingsfirmaet MemfoACT i Trondheim, og de var således vår kontakt inn mot forskningsmiljøet på membran i Trondheim. Vi møttes på konferanse i Trondheim 17.februar 2010 "Biodrivstoff i Trøndelag", og diskuterte mulige samarbeidsalternativer.

Liquilines fokus var å få på plass en konkret samarbeidsavtale. Vi avtalte møter både 12. november 2010, og 3. desember 2010, men MemfoACT avlyste begge gangene. Det var underliggende at de ikke var kommet langt nok i utviklingen av sine produkter til at de prioriterte slike møter på daværende tidspunkt. De var også fortsatt på forskningsstadiet, og



vårt hovedfokus som var å bidra til distribusjon av gassen ble nok sett på som langt frem i tid for deres del.

MemfoACT jobber i dag med å industrialisere selskapet ved å etablere en membranfabrikk, og hovedfokus i 2011 har vært å bygge et fullskala pilotanlegg for å demonstrere teknologien sin.

Ved et eventuelt senere hovedprosjekt vil det være interessant å kontakte MemfoACT igjen, for å høre om deres teknologi nå er testet ut, og om den er klar for å kommersialiseres i et utviklingsprosjekt.

## 5 Teknisk Løsning

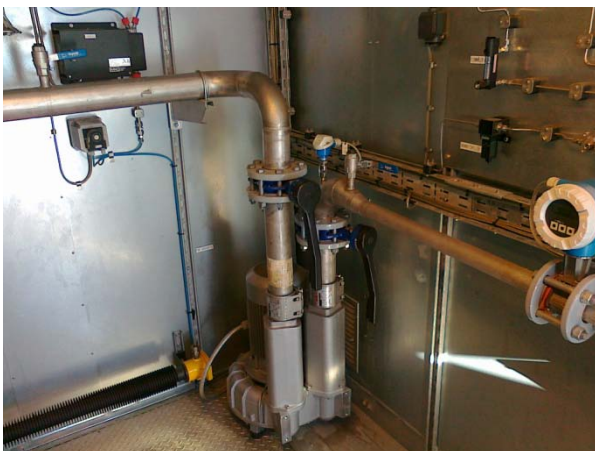
### 5.1 Dagens løsning på Mjeldstad:



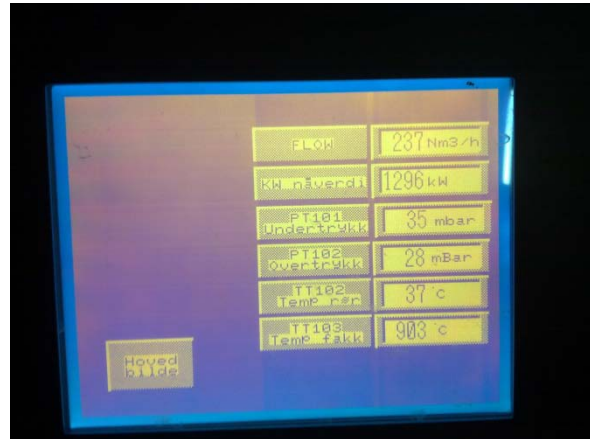
Gassen kommer opp fra brønnene. 13 av 20 brønner er i drift.



Gassen går inn i en syklon vannutskiller. Denne fjerner store vandrdåper og store partikler.



Så kommer gassblåsen som frakter gassen ut til fakkelen.



Analyse som gir data til skjermen i kontrollrommet, og flow meter.



Gassen går så ned i bakken og bort til fakk.



Varmfakkelen brenner i dag av all gassen som strømmer opp av brønnene.

## 5.2 Bruksområder for biogass

I motsetning til naturgass har biogass i utgangspunktet langt lavere energiinnhold. Dette skyldes biogassens lave metaninnhold, og det høye volumet av ikke brennbare gasser som CO<sub>2</sub> og nitrogen.

Biogassen må oppgraderes til naturgasskvalitet hvis den skal kunne brukes som drivstoff i et kjøretøy, eller innføres i den eksisterende infrastrukturen for naturgass.

Biogass inneholder normalt:

- 40-65% Metan
- 35-60% CO<sub>2</sub>
- Mindre mengder nitrogen og hydrogen
- 300-5000ppm H<sub>2</sub>S

(Gassammensetningen varierer selvsagt basert for hvilke type avfall den er fremstilt etter, og under hvilke forhold den er fremstilt)

Etter oppgradering vil disse verdiene typisk være:

- Over 97% metan
- Under 2% CO<sub>2</sub>
- Tilnærmet ingen H<sub>2</sub>S

Alternativet til å oppgradere gassen til naturgasskvalitet er å benytte den i en såkalt deponimotor, en gassmotor som takler "uren" gass med lavt metaninnhold. Slike motorer brukes ofte som prosessvare eller oppvarming av bygg.

### 5.3 Muligheter for bedre utnyttelse av gassen på Mjeldstad

Det er i hovedsak 3 hovedmuligheter for bedre utnyttelse av biogassen på Mjeldstad:

**1. Komprimere gassen og frakte den til en deponimotor eller et oppgraderingsanlegg.**

Brønnene i Rådalen leverte fra 1996 til 2006 deponigass til en Rolls Royce motor som igjen drev en generator som leverte strøm ut på nettet. Dette utstyret står i dag ubrukt, og klar til oppstart. Det er også planer om et større biogass anlegg i Rådalen som skal ta imot slam og husholdningsavfall. Gassen fra Mjeldstad kunne vært brukt til prosessvarme i dette anlegget. Dersom det blir bygget oppgraderingsanlegg for denne gassen kunne også Mjeldstadgassen blitt oppgradert i dette anlegget, og benyttet i transportsektoren.

Gassen vil også kunne leveres til kunder som Toro i Arna, og brennes av i kjelene deres. Det er en forutsetning at kundene har eller anskaffer infrastruktur for mottak av gass, og at kjelene deres håndterer gass av deponikvalitet.

**2. Oppgradere gassen selv, og selge den til transportsektoren (for eksempel gassbussene)**

Grunnet det store biogasspotensialet i store deler av verden er det en rekke leverandører som tilbyr komplette oppgraderingsanlegg for biogass i liten skala. Disse anleggene leveres på et eget skid. Dette gjør dem svært plasseringsvennlig og åpner for muligheten til å flytte hele oppgraderingsanlegget til et nytt operasjonssted i fremtiden.

**3. Investere i en egen deponigassmotor som produserer strøm og prosessvarme.**

Den siste muligheten er å kopiere anlegget i Rådalen, og benytte gassen på Mjeldstad til å produsere elektrisitet. Elektrisiteten kan benyttes internt, og/eller fases inn på strømmettet. En gassmotor omdanner imidlertid kun ca. 40% av tilført energi til mekanisk energi som kan gå til strømproduksjon. Resten av energien går hovedsakelig over i termisk energi som kan benyttes til oppvarming. Det blir derfor dårlig virkningsgrad på anlegget dersom man ikke har et varmebehov i nærheten.

## 5.4 Komprimering og transport

For å muliggjøre lønnsom transport av gassen må den komprimeres ved hjelp av en gasskompressor. Det optimale er å komprimere gassen så mye som mulig, helst over 200bar. Gasskompressorer er imidlertid ikke likegyldig til gassens kvalitet.

Analyse av gassen på Mjeldstad viste at den inneholdt:

46% metan, 32% CO<sub>2</sub>, 22% Nitrogen, og 950ppm H<sub>2</sub>S.

Ved komprimering av en slik gassblanding er det største problemet at hydrogensulfid partiklene (H<sub>2</sub>S) blander seg med fuktigheten i gassen og danner en syreblanding som tærer på komponentene i kompressoren. Dette fører til at den med tiden slutter å fungere.

Ved kjøling av gassen ned til 4-5grader, kondenserer man vekk mesteparten av fuktigheten. Den tørre gassen går så videre til et H<sub>2</sub>S filter som separerer eller absorberer H<sub>2</sub>S partiklene fra gassblandingen.

Komprimering av tørr CO<sub>2</sub> og nitrogen er ikke kritisk for kompressorens komponenter på samme måte som H<sub>2</sub>S, men dette er likevel ikke ønskelig da man bruker penger på å komprimere uønsket og ubrukelig gass. Man transporterer også uønsket gass.

Et minimumskrav for å kunne transportere gassen er altså å fjerne fuktighet og H<sub>2</sub>S. Den kan selvfølgelig også oppgraderes ytterligere.

Dersom gassen oppgraderes til naturgasskvalitet vil en helt vanlig enkel gasskompressor i utgangspunktet fungere problemfritt til komprimering før transport.

Når gassen kommer ferdig komprimert ut av kompressoren må den lagres et sted før, under og etter transport. Det vil være mest hensiktsmessig å benytte mobile høytrykkslager for å lette transport og distribusjon.

## 5.5 Tekniske komponenter

### 1,

#### *Kompressor for deponigass*

Greenfield Europe er et sveitsisk kompressorfirma som har gitt tilbud på en 5trinns stempelkompressor som vil kunne komprimere deponigass fra 30mbar til 200 bar. De har satt som en forutsetning at gassen tørkes så all vanndamp forsvinner, og at H<sub>2</sub>S innholdet reduseres til under 10ppm. Kompressoren er designet for kontinuerlig drift.

#### *Rensessystem*

Etech Miljø har levert dagens oppsamlingsutstyr på Mjeldstad, og forestår den årlige driften på anlegget. De kan også levere tilleggskomponenter til anlegget som fjerner fuktigheten i gassen samt reduserer H<sub>2</sub>S innholdet til under 10ppm.

#### *Svovel*

Etech miljø har erfaring fra en rekke deponianlegg. De har hittil ikke opplevd problemer knyttet til svovel. Vi vil gå dypere inn i dette ved gjennom detail engineering ved eventuell realisering av prosjektet. Når det gjelder avfall fra H<sub>2</sub>S rensing er svovel ikke noe problem.

#### *Lager og transporttanker*

Det mest hensiktsmessige vil være å benytte høytrykks flaskebatteri som er montert i et skid. Disse skidene kommer i alle typer størrelser, og er enkle å transportere og plassere.**2.**

#### *Komplett oppgraderingsanlegg*

Svenske Malmberg er en av dem som har utviklet et komplett oppgraderingsanlegg tilpasset små anlegg. Oppgraderingsanlegget leveres på et eget skid, og tar gassen gjennom 6 steg før ren biometangass i naturgasskvalitet kommer ut.

#### *Kompressor for oppgradert biometangass*

Dersom man velger å oppgradere gassen selv på Mjeldstad kan man deretter benytte en helt ordinær gasskompressor for å komprimere biometangassen til 200 bar.

### 3.

#### *Deponigassmotor og generator*

Med gassmengden på Mjeldstad ville en relativt liten deponigassmotor kunne drevet en elektrisk generator. Etech Miljø har levert 6 slike motorer, og har således også driftserfaring på disse.

Etech Miljø har gitt oss pris på en slik deponimotor. For at motoren skal yte maksimalt trenger den ca 930 kw (eller ca 185 m<sup>3</sup>/h med deponigass ved 50 % CH<sub>4</sub>). Virkningsgrad er da ca 39 % strøm og 45 % spillvarme, dvs henholdsvis 360 kw strøm og 420 kw varmt vann.

## 6. Logistikk

To av de aktuelle mulighetene for bedre utnyttelse av gassen involverer komprimering før transport. Dette er fordi deponiets plassering og topografien i området vanskeliggjør utbygging av rørnett for gasstransport. Etter kompressoren må gassen inn på en tank.

Ved å plassere en vanlig 2000Nm<sup>3</sup>, 200bars flakhenger ved siden av kompressorhuset, kan kompressoren levere gassen rett til transporttanken. Hvis vi tar utgangspunkt i en flow på 250Nm<sup>3</sup>/h vil det ta ca. 8 timer å fylle et slikt flak.

Det finnes også transporttanker for komprimert gass med kapasitet på 6000Nm<sup>3</sup>, og disse ville nok vært mest hensiktsmessige for dette prosjektet. Her kunne transportøren kommet med en tom tank, og tatt med seg den fulle ca. 1 gang i døgnet.

Dersom man velger å oppgradere gassen på stedet vil flow ut av oppgraderingsanlegget være ca. halvparten av flow inn. Man kan da anta at tanken må byttes annenhver dag.

Ettersom forprosjektet ble inndelt i flere alternativer med store variasjoner på markedssiden har det ikke lyktes å få til intensjonsavtaler i forprosjektet.



## 7. Økonomi

### 7.1 Investering

Det er gått ut fra følgende forutsetninger i kalkylene (se vedlagt exel ark):

- Kostnad for H<sub>2</sub>S fjerningssystem 1.5-2 mill
- Kostnad for gasstørkesystem 250 000kr
- Kostnad for deponigass kompressor 1,6 mill
- Kostnad for komplett oppgraderingsanlegg: kr 10 mill
- Levetid på anlegg: 10år
- Rente ved nedbetaling av anlegg: 5 %
- Strømpris for å dekke strømutgifter oppgraderingsanlegg: 40øre/Kwh
- Transportkostnader biogass: 2000,- kr per transporttur.
- Lagertanker 300,-kr/Nm<sup>3</sup>
- Driftstimer anlegg: konstant, 8760 t/år
- Vanlig gasskompressor for oppgradert gass: 1 mill
- Salgspris komprimert biometan til transportsektoren: kr 7,00/Nm<sup>3</sup>
- Salgspris komprimert deponigass: kr 2,50/Nm<sup>3</sup>
- Kostnad for deponigassmotor med system for el./varme produksjon: 2,8mill
- Salgspris per KWh: 0,4kr
- Flow er satt til 200Nm<sup>3</sup>/h

### 7.2 Gassreserve

Brønnene på Mjeldstad ble opprettet i 2004. Det er svært vanskelig å si sikkert hvor lenge brønnene vil produsere gass.

Brønnene i Rådalen leverte sammenhengende til anleggets gassmotor fra 1996 til 2006.

Grønn Etat som drifter anlegget i Rådalen opplyser på telefon at det med all sannsynlighet fortsatt er gass i brønnene, men at den vertikale brønnstruktur kombinert med dreneringsproblemer fra brønnene gjør uttak av gass vanskelig.

Klepp energi i Stavanger drifter en rekke brønner og deponigassmotorer. De kunne fortelle at de antar forventet produksjonstid for en brønn til å være 20-30 år.

Brønnene på Mjeldstad er horisontale og bygget med et gunstig dreneringssystem.

De økonomiske analysene er satt opp med 10 års nedbetalingstid, men det er verdt å merke seg at alle alternativer er nedbetalt på langt kortere tid enn dette.

## 8 Prosjektstrategi

Ved beskrevet prosjektstrategi ser vi for oss at alternativ 1 blir valgt.

### Beslutningstaker

For at prosjektet i det hele tatt skal kunne starte opp, må BIR som eier av gassen ta beslutning om å nyttiggjøre gassen fra Mjeldstad. BIR, ved Mjeldstad miljø, blir således initiativtaker basert på de vurderinger gitt i forprosjekt, samt avtaler som inngås med eier av biogassanlegg/oppgraderingsanlegg, Bergen kommune VA – etaten.

### Prosjektering og innkjøp

Når beslutning om å starte et hovedprosjekt er tatt må det gjøres videre FEED og detalj prosjektering utover det som har kommet frem i forprosjektet. Det vil være naturlig for Liquiline med sin spisskompetanse å påta seg denne oppgaven. Det må da gjøres prosessberegninger, utarbeides arealplaner og P&ID samt risikovurdering. Etter ferdigstilt prosjektering må det innhentes spesifikke tilbud og gjøres bestillinger på de forskjellige komponentene.

### Installasjon

Etech miljø har i dag drift og vedlikehold av det eksisterende anlegget på Mjeldstad. De har og levert det eksisterende anlegget på Mjeldstad i sin tid. Etech har også bred erfaring med installasjon og drift av gassrensaneanlegg i Norge. Det vil således være naturlig at de installerer dette anlegget.

### Commissioning

Da Liquiline har vært med å lage kravspekk og utført prosjektering vil de bli satt som commissioningleder. Etech vil forestå mye av det utførende commissioningarbeidet.

### Transport

Når anlegget er ferdigstilt og idriftsatt må gassen transporteres til mottaksanlegg. Gasnor har forestått transport av flytende og komprimert gass i vestlandsregionen i en årrekke. I forprosjektet har de stilt seg positiv til å foreta denne transporten. I et hovedprosjekt må det ses videre på en logistikkontrakt rundt dette.

### Mottak av gass i Rådalen

Alternativet det sees på her er avhengig av at biogassanlegget som skal bygges i Rådalen blir tilrettelagt for oppgradering til kjøretøyskvalitet slik det anbefales i HOG rapporten. Gasnor leverer da gass fra transportflak til flens på mottaksanlegg. Det er da viktig at oppgraderingsanlegget er tilrettelagt for mottak av ekstern gasstilførsel. Dette ses nærmere på i hovedprosjektets prosjekteringsfase.

Alternativt kan gassen tas imot i Rådalen og brukes i varmeprosessen til biogassanlegget hvis det ikke blir investert i et oppgraderingsanlegg. Det er da viktig at biogassanlegget er klargjort for mottak av ekstern gasstilførsel, og at prosessvarmeanlegg kan kjøres på uoppgradert biogass.

### **Drift og vedlikehold**

Ettersom Etech miljø allerede har serviceavtalen på det eksisterende anlegget på Mjeldstad vil det være naturlig at denne utvides til å også gjelde alt nytt prosessutstyr på Mjeldstad.

## 9 Støtteordninger

I forhold til støtteordninger har det blitt kartlagt følgende:

Enova har flere programmer som kan gi støtte til biogassprosjekter. Støtten gis som investeringsstøtte til bygging av anlegg for biogassproduksjon, samt distribusjon i sammenheng med produksjon. Maksimal støtteandel er 30 % av godkjente kostnader. Det er et krav at årlig produksjon på anlegget er over 1 GWh.

Prosjektet ble diskutert med Jens Musum, seniorrådgiver i Enova under Biogass 11 på Ørlandet 8.-9. mars 2011. Han kunne fortelle at kriteriene for å bli prioritert under denne støtteordningen i hovedsak ligger i å ha høy energiproduksjon i forhold til støttebeløpet, noe Mjeldstad har med sine 8 GWh. Det er også en stor fordel å vise til avtaler for salg av gassen. Prosjekter som går inn under bioenergiprogrammet til Innovasjon Norge faller utenfor denne støtteordningen.

Hos Innovasjon Norge er det imidlertid to muligheter til i forhold til støtteordninger:

1. Miljøteknologiordningen: omfatter renseteknologi, mer miljøvennlige produksjonsprosesser, effektiv ressursåndtering og teknologiske systemer som reduserer miljøpåvirkningen. Ordningen gir støtte både til prosjektering, investering og testing og drift av slike anlegg.
2. Tilskudd til ikke tradisjonell virksomhet. Her blir prosjekter som er med på å fremme lønnsom næringsutvikling høyt prioritert. Og benytte råstoffet på Mjeldstad kontra å brenne den av kvalifiserer i høyeste grad for lønnsom næringsutvikling. Prosjektet er også interessant fordi det bidrar til innovasjon gjennom løsningen med transport av uoppgradert gass.

Daglig leder hos oss, Dag Lillevtedt har hatt samtaler med Lena Westjord, Øyvind Halvorsen og Ole-Andreas Smette hos Innovasjon Norge i flere omganger, bl.a ifm vurdering av transport av uoppgradert biogass.

## 10 Handlingsprogram til klimaplan for Hordaland

Fylkeskommunens klimaplan for Hordaland ble vedtatt i oktober 2010, og kan således komme til å påvirke prosjektet eller lignende prosjekters beslutninger i form av tilrettelegging og fokus på emnet.

Tiltakene viser at fylkeskommunen har stort fokus på biogass, og således vil tilrettelegge for fremtidig utvikling.

### Tiltak 5.5.3

Omtaler plan/strategi for overgang/omlegging til biogassbusser i perioden 2011-2020. Det legges vekt på at overgangen skjer først til naturgass, og siden til biogass etter hvert som denne blir tilgjengelig. Sikker tilgang på miljøsertifisert råstoff for biogassproduksjon og effektive logistikk-løsninger må være på plass.

### Tiltak 2.3.2

Biogassproduksjon fra husdyravfall, fiskeavfall og kloakk må kartlegges. Innsamling av råstoff og distribusjon og bruk av biogass må undersøkes på kort og lang sikt. De ulike kostnadsalternativene må analyseres. Tilgjengelig ressurser og volum må også kartlegges.

### Tiltak 7.2.1

Bruk av utviklingskontrakter for å bidra til bruk av miljøteknologi. Eksempler på dette kan være fornybare drivstoffløsninger som for eksempel biogass og brenselceller i buss og ferger.

Handlingsprogrammet delegerer ansvar for gjennomføring av tiltakene. I tiltak som omhandler overgang til biogassbusser er både Hordaland fylkeskommune, biogassprodusenter, BIR, Bergen kommune og bussprodusenter ansvarlig part.

I tiltak som går på kartlegging og utredning er fylkeskommunen sammen med HOG-energi ansvarlig. Kommunene, bondelag, avfallsselskap, matprodusenter, lakseoppdrettere og lignende, er listet som samarbeidspartnere.

Eksempel på finansiering er kostnadsbilde på kr 450.000,- hvor inntil kr 200.000,- dekkes av fylkeskommunen, altså ca 45% av total kostnader.

## 11 Beslutningsmatrise

Alternativene i beslutningsmatrisene er vektlagt fra 1-10 hvor 10 er best og 1 er dårligst.

Alternativ 1

Hva	Vurdering	Resultat
Investeringskostnad	Relativt lav i forhold til anleggsstørrelse	7
Enkelhet	3 ekstra tekniske komponenter, utprøvd teknologi	8
Operabilitet	I hovedsak automatisert, enkel løsning for transportør av gassen	7
Økonomi	Kort nedbetalingstid på anlegg	8
Drift og vedlikehold	Utvidet avtale med Etech, samt opplæring av gasstransportør	6
Utnyttelse av energiressurs	Middels energibruk til prosessering, trekk for komprimering og transport av CO2 og N2	5
<b>Totalt</b>		<b>41</b>

Alternativ 2

Hva	Vurdering	Resultat
Investeringskostnad	Relativt høy	4
Enkelhet	Løsning med komplett oppgraderingsanlegg	5
Operabilitet	I hovedsak automatisert, enkel løsning for transportør av gassen	7
Økonomi	Noe lenger nedbetalingstid, men også vesentlig høyere inntekt ved salg av gassen	8
Drift og vedlikehold	Vil kreve økt tilsyn og vedlikehold	4
Utnyttelse av energiressurs	Energikrevende prosess, meget bra sluttprodukt	6
<b>Totalt</b>		<b>34</b>

Alternativ 3

<b>Hva</b>	<b>Vurdering</b>	<b>Resultat</b>
Investeringskostnad	Relativt lav	8
Enkelhet	Utprøvd teknologi, enkle komponenter	7
Operabilitet	Vil kreve noe mer tilsyn, prosessen er ellers automatisert	6
Økonomi	Må ta ut prosessvarme for at prosjektet skal lønne seg nevneverdig	5
Drift og vedlikehold	Relativt lave økte kostnader	7
Utnyttelse av energiressurs	Dårlig total virkningsgrad dersom ikke prosessvarme utnyttes	3
<b>Totalt</b>		<b>36</b>

## 12 Konklusjon

Prosjektet viser at alle de tre nevnte mulighetene for bedre utnyttelse av biogassen på Mjeldstad er økonomisk lønnsom.

Svært store mengder energi går i dag tapt grunnet manglende infrastruktur på anlegget. Lønnsomhetsanalysene viser også at investering av utstyr på alle alternativene vil være nedbetalt innen relativt kort tid.

Prosjektet konkluderer med følgende tekniske løsninger:

**Alternativ 1:** investere i gasstørking, H<sub>2</sub>S fjerning, deponigasskompressor og transporttanker. Total investeringskostnad vil være kr 7,5 millioner, og årlige inntekter forutsatt en gasspris på 2,5 kr/Nm<sup>3</sup> vil være kr 4.4 millioner. Økte utgifter til drift, strøm og transport vil utgjøre ca. 1,2 millioner per år.

**Alternativ 2:** investere i komplett oppgraderingsanlegg for biogass, gasskompressor og transporttanker. Total investeringskostnad vil være kr 14,6 millioner, og årlige inntekter forutsatt en gasspris på 7kr/Nm<sup>3</sup> vil være kr 5,6 millioner. Økte utgifter til drift, strøm og transport vil utgjøre ca. 1,27 millioner per år.

**Alternativ 3:** invester i en deponigassmotor med system for el. produksjon og varmeutnyttelse. Elektrisitet kan fases rett inn på el. nettet, men denne løsningen betinger at det eksisterer et varmebehov i nærheten av anlegget. Total investeringskostnad vil være kr 2,8 millioner, og årlige inntekter vil være kr 1,25 millioner på salg av produsert strøm. Det vil teoretisk være mulig å hente ut varmeenergi for kr 1,45 millioner. Økte utgifter til drift vil utgjøre ca. 200 tusen per år.

Alle tre alternativene vil spare miljøet for opptil 1500 tonn CO<sub>2</sub> utslipp årlig ved å erstatte fossile energikilder, og således bidra til et mer klimanøytralt samfunn.

Alternativ 1 fremstår som kanskje det beste økonomiske alternativet da det er nedbetalt på kortest tid og har en relativt lav investeringskostnad. Dette alternativet vil således også være et pionerprosjekt for komprimering og transport av ikke oppgradert biogass, og vil gi verdifull erfaring til kommende prosjekter innen dette feltet.

HOG rapporten slår ellers fast at myndighetene vil tilrettelegge for at de 75 kommende gassbussene skal gå på biogass. Anbudsdokumentene for disse bussene spesifiserer også at dersom det blir etablert produksjon for biogass som kan levere biogass til bussene plikter operatør og inngå avtale med oppdragsgiver om kjøp av biogass.

Uavhengig av om Mjeldstad gassen oppgraderes lokalt på eller fraktes til felles oppgraderingsanlegg i Rådalen vil det altså definitivt være et marked for den. Det er ikke endelig besluttet om de 81 eksisterende gassbussene vil fases ut eller fortsatt vært i bruk. Dersom de beholdes vil gassetterspørselen være enda høyere.