



Optimalisering av et biogassanlegg

Linn-Mari Valaker Høgalmen

Master i energi og miljø

Innlevert: Juni 2012

Hovedveileder: Kjell Kolsaker, EPT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for energi- og prosessteknikk

EPT-M-2012-47

MASTEROPPGAVE

For Linn-Mari Høgalmen

Våren 2012

Norsk tittel

Optimalisering av et biogassanlegg

Engelsk tittel

Optimization of a Bio Gas plant

Bakgrunn og målsetting

Biogassmarkedet i Norge er umodent, og det er per i dag kun rundt 30 anlegg hvorav de fleste er anlegg basert på kloakkslam. Biogassproduksjon er ansett for å være et viktig klimatiltak, men det er gjennomgående vanskelig å få lønnsomhet i anleggene. I henhold til Enovas potensialstudie utgjør husdyrgjødsel den største delen av ressurspotensialet for biogass i Norge.

Oppgaven skal omhandle optimalisering av et konkret biogassanlegg basert på husdyrgjødsel, fiskeavfall og andre tilgjengelige substrat i Ørland kommune. Oppgaven løses i samarbeid med Rambøll og selskapet Agroenergi. Ulike substrat, tekniske løsninger og anvendelsesområder for biogass skal vurderes. Oppgaven skal resultere i en rapport (masteroppgave) og et excel-basert modellverktøy. Følgende er viktige aspekt:

- Bakgrunn for oppgaven
- Kartlegging viktige inngangsverdier ressurstilgang med kostnadskurve og mulige avtagere av biogass eller energi basert på biogass. Optimal størrelse for anlegget basert på betraktninger av marked og ressurstilgang
- Vurdering av ulike logistiske løsninger
- Overordnet dimensjonering av anleggskomponenter, herunder innmatingsystemer, reaktor og energiproduserende enheter
- Beregning av energiproduksjon basert på valg av substrater
- Økonomi/lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi
- Klimaeffekt
- Utvikling av et verktøy/modell for oppgaven

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter

1. Litteraturstudium med oversikt over dagens teknologi
2. Utvikle en modell for økonomi og lønnsomhet basert på det konkrete anlegget
3. Gjennomføre et studium av utvalgte scenarier basert på modellen
4. Vurdering av de ulike aspektene beskrevet i oppgaveteksten
5. Konklusjon og videre arbeid

” - ”

Senest 14 dager etter utlevering av oppgaven skal kandidaten levere/sende instituttet en detaljert fremdrift- og eventuelt forsøksplan for oppgaven til evaluering og eventuelt diskusjon med faglig ansvarlig/veiledere. Detaljer ved eventuell utførelse av dataprogrammer skal avtales nærmere i samråd med faglig ansvarlig.

Besvarelsen redigeres mest mulig som en forskningsrapport med et sammendrag både på norsk og engelsk, konklusjon, litteraturliste, innholdsfortegnelse etc. Ved utarbeidelsen av teksten skal kandidaten legge vekt på å gjøre teksten oversiktlig og velskrevet. Med henblikk på lesning av besvarelsen er det viktig at de nødvendige henvisninger for korresponderende steder i tekst, tabeller og figurer anføres på begge steder. Ved bedømmelsen legges det stor vekt på at resultatene er grundig bearbeidet, at de oppstilles tabellarisk og/eller grafisk på en oversiktlig måte, og at de er diskutert utførlig.

Alle benyttede kilder, også muntlige opplysninger, skal oppgis på fullstendig måte. For tidsskrifter og bøker oppgis forfatter, tittel, årgang, sidetall og eventuelt figurnummer.

Det forutsettes at kandidaten tar initiativ til og holder nødvendig kontakt med faglærer og veileder(e). Kandidaten skal rette seg etter de reglementer og retningslinjer som gjelder ved alle (andre) fagmiljøer som kandidaten har kontakt med gjennom sin utførelse av oppgaven, samt etter eventuelle pålegg fra Institutt for energi- og prosessteknikk.

Risikovurdering av kandidatens arbeid skal gjennomføres i henhold til instituttets prosedyrer. Risikovurderingen skal dokumenteres og inngå som del av besvarelsen. Hendelser relatert til kandidatens arbeid med uheldig innvirkning på helse, miljø eller sikkerhet, skal dokumenteres og inngå som en del av besvarelsen.

I henhold til ”Utfyllende regler til studieforskriften for teknologistudiet/sivilingeniørstudiet” ved NTNU § 20, forbeholder instituttet seg retten til å benytte alle resultater og data til undervisnings- og forskningsformål, samt til fremtidige publikasjoner.

Besvarelsen leveres digitalt i DAIM. Et faglig sammendrag med oppgavens tittel, kandidatens navn, veileders navn, årstall, institutt navn, og NTNUs logo og navn, leveres til instituttet som en separat pdf-fil. Etter avtale leveres besvarelse og evt. annet materiale til veileder i digitalt format.

NTNU, Institutt for energi- og prosessteknikk, 16. januar 2012



Olav Bolland
Instituttleder



Kjell Kolsaker
Faglig ansvarlig/veileder

Medveileder(e)

Arne Fredrik Lånke, Rambøll

Forord

Denne masteroppgaven utgjør siste del av masterstudiet mitt på Energi og miljø ved NTNU, og er skrevet i samarbeid med Rambøll Energi, Trondheim, og Agroenergi.

Jeg vil først av alt takke veilederen min ved Rambøll Energi, Arne Fredrik Lånke som har motivert meg gjennom hele prosessen, bidratt til matnyttige diskusjoner, i tillegg til å sette meg i kontakt med rett personer til rett tid. Vil også takke mine fremtidige kolleger ved Rambøll Energi for å ha vist meg at arbeidslivet kan både være sosialt og morsomt. Vil også takke veilederen min ved NTNU, Kjell Kolsaker, for godt samarbeid.

En spesiell takk går til kontoret mitt som har vært en stor bidragsyter til motivasjon og trivsel gjennom hele prosessen. Hele kullet mitt på Energi og miljø som har gjort mine fem år ved NTNU til de beste fem årene i mitt liv, vi møtes snart igjen. Værgudene i Trondheim for å gjøre det levelig å sitte inne. Jeg vil til slutt takke samboeren min Asbjørn Klausen for å ha satt av tid til å se igjennom oppgaven min, som jeg har satt stor pris på, og for at han er kjekk, snill og grei.

Abstract

The global climate change is one of the greatest challenges of our time, and the biggest environmental, social and economic threat our world stands up against. Applying livestock manure as renewable energy, for instance as biogas, will contribute to lowering greenhouse gas emissions and is a way of exploiting local energy resources in a sustainable way.

In this thesis an Excel-based tool has been developed to calculate the transportation cost, manure volumes – and biogas potential, as well as costs for biogas production, upgrading and compression of biogas at Ørland. Manure volumes – and biogas potential of Ørland is estimated to be 47 815 tons/year and 22.87 GWh/year, respectively. Geographic Information System (GIS) has been applied to locate the optimal location for the biogas facility. The average distance, weighted in terms of manure, in linear distance from the farms to plant was calculated. Based on this a presumption was made, that all 65 farms at Ørland can contribute to a large biogas plant. Means of transportation of the manure and fertilizer will be by truck. Total unit cost for raw biogas production, upgrading and compression is calculated to 0.39 NOK/kWh. The establishment of a biogas facility at Ørland is theoretical a profitable project. A possible application of the produced biogas is to supply natural gas buses in Trondheim with compressed biogas (CBG), where Ørland is able to supply 64 buses per year. CBG will be transported to the end-user with a tanker-car. Climate effect by switching from conventional manure treatment to biogas treatment is 2845 tons CO₂-equivalents/year, which includes emissions from transportation, manure management and the transition from buses running on diesel to busses running on biogas.

Sammendrag

Trusselen tilknyttet til globale klimaforandringer er en av nåtidens største utfordringer, og den største miljømessige, sosiale og økonomiske trusselen verden står ovenfor. Ved å anvende husdyrgjødsel for produksjon av fornybar energi i form av biogass, kan utslippene av drivhusgasser reduseres, på samme tid som lokale ressurser utnyttes på en bærekraftig måte.

I denne masteroppgaven har et Excel-basert verktøy blitt utviklet for å beregne transportkostnader, gjødsel – og biogasspotensiale, samt kostnader for råbiogassproduksjon, oppgradering og komprimering av biogass på Ørland. Gjødsel – og biogasspotensiale på Ørland er beregnet til henholdsvis 47 815 tonn/år og 22,87 GWh/år. Og ved bruk av Geografisk Informasjonssystem (GIS) er det funnet optimal plassering for anlegget. Vektet gjennomsnittsavstand i luftlinje fra gårdene til anlegg er beregnet, og basert på denne overordnede analysen er det forutsatt at alle de 65 gårdene på Ørland kan bidra på et stort fellesanlegg, hvor gjødsel og biorest vil bli transportert med lastebil. Totalenhetskostnad for råbiogassproduksjon, oppgradering og komprimering er beregnet til 39,9 øre/kWh. Etablering av et stort fellesanlegg på Ørland er, i teorien, et lønnsomt prosjekt. Et mulig bruksområde for den produserte biogassen er å forsyne gassbusser i Trondheim med komprimert biogass (CBG), hvor biogasspotensialet fra Ørland har mulighet til å forsyne 64 busser per år. CBG vil bli transportert til sluttbruker ved bruk av tankbil. Klimaeffekt ved å gå fra konvensjonell gjødselhåndtering til biogasshåndtering er 2845 tonn CO₂-ekvivalenter/år, som inkluderer utslipp ved transport, gjødselhåndtering og overgang fra dieselbusser til gassbusser.

Nomenklatur

Biogass/metangass	Rensing av karbondioksid fra råbiogass, slik at den inneholder mer enn 95 % metan
CBG	Komprimert biogass (200 bar, 97-99 % CH ₄)
CH₄	Metan
CNG	Komprimert naturgass
CO₂	Karbondioksid
Dypstrøggjødsel	Gjødsel med høyt TS-innhold (>25 %)
Fastgjødsel	Gjødsel med relativt høyt TS-innhold (>20 %)
Flytende gjødsel	Gjødsel med lavt TS-innhold (<12 %), kan pumpes
H₂S	Hydrogensulfid
LBG	Flytende biogass (100 % CH ₄)
LCA	Livsløpsanalyse
LNG	Flytende naturgass
NH₃	Ammoniakk
Nm³	Normalkubikkmeter, gassvolum ved 1,013 bar og 0 °C
NO₂	Lystgass
NPV	Net Present Value, Total nåverdi
PSA	Pressure Swing Adsorption
Ren biogass	Renset og oppgradert biogass
Råbiogass	Ubehandlet biogass med et CH ₄ -innhold mellom 35-70 %, avhengig av substrat
Sm³	Standardkubikkmeter, gassvolum ved 1,013 bar og 15°C
TS	Tørrstoff, andelen tørt material som er igjen etter fullstendig tørking av et material
VFA	Volatile Fatty Acids
VFD	Volum fra dyr
VS	Volatile Solids, materialets innhold av forbrenningsbar substans ved 550°C
VTB	Volum til behandling

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Abstract	III
Sammendrag	V
Nomenklatur	VII
Innholdsfortegnelse	IX
Figurer	XV
Tabeller.....	XVII
1 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Formål.....	1
1.3 Antakelser og begrensninger	2
1.4 Rapportens oppbygging	2
2 Litteraturstudie.....	5
2.1 Råbiogassprosessen.....	5
2.1.1 Anaerob prosess.....	5
2.1.2 Produkter.....	6
2.1.3 Forbehandling og hygienisering	6
2.1.4 Temperaturprofil	7
2.1.5 Substratsammensetning.....	8
2.1.6 Prosessutforming.....	8
2.1.7 Temperatur/isolasjon og snøtyngde	9
2.1.8 Omrøring – røreverk.....	10
2.1.9 Pumper	10
2.1.10 Varmevekslere.....	11
2.2 Rensing, oppgradering og komprimering.....	11
2.2.1 Kvalitetskrav	11
2.2.2 Rensing	12
2.2.3 Konvensjonelle oppgraderingsteknologier.....	13
2.2.4 Ressursbehov.....	17
2.2.5 Komprimering av biogass	18
2.2.6 Erfaringer med oppgradering – og komprimeringsteknikker.....	18
2.3 Flytende biogass.....	22
2.3.1 Kryogen behandling.....	23

2.3.2	Små-skala kondensering.....	26
2.3.3	Produksjon av LBG.....	28
2.3.4	Levering og transportering av LBG	31
2.3.5	Flytende CO ₂	31
2.4	Markedsmuligheter for biogass	32
2.4.1	Lokal produksjon av strøm eller varme	32
2.4.2	Biogass som drivstoff.....	33
2.5	Substrat	33
2.5.1	Substrategenskaper.....	33
2.5.2	Substrattyper.....	34
2.5.3	Co-utråtning	37
2.6	Produktegenskaper og bruksmuligheter for biorest	38
2.6.1	Typer av biorest.....	38
2.6.2	Gjødselverdi.....	39
2.6.3	Bruk av biorest.....	39
2.7	Virkemidler, lover og regler.....	40
2.7.1	Investeringsubsidie	40
2.7.2	«Feed-in» tariff.....	40
2.7.3	Kvotehandling (Karbonmarked)	40
2.7.4	Grønne sertifikater	41
2.7.5	Forskrift om animalske biprodukter.....	41
2.7.6	Spredning av biorest.....	42
2.8	Miljø – og klimamessige konsekvenser	42
2.8.1	Utslippskomponenter.....	43
3	Ørland.....	45
3.1	Biogass Ørland.....	45
3.2	Delstudie 1: Beregning av energiproduksjon basert på valg av substrater.....	47
3.2.1	Dyr	47
3.2.2	Gjødsel og tørrstoff	47
3.2.3	Biogassutbytte.....	48
3.2.4	Biorest.....	49
3.3	Delstudie 2: Optimal plassering av biogassanlegg	50
3.3.1	GIS.....	50
3.3.2	Utvalg av gårder	50

3.3.3	Geografisk plassering av gårder med dyr	51
3.3.4	Geografiske analyser	51
3.3.5	Optimal plassering av biogassanlegg.....	52
3.3.6	Transport	53
3.4	Delstudie 3: Dimensjonering biogassproduksjon	54
3.4.1	Anleggsstørrelse	54
3.4.2	Hygienisering	55
3.4.3	Temperaturprofil	55
3.4.4	Reaktor	55
3.4.5	Rensing og oppgradering.....	56
3.4.6	Komprimering.....	56
3.5	Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi.....	56
3.5.1	Transport til biogassanlegg.....	56
3.5.2	Økonomi biogassanlegg.....	57
3.5.3	Kostnad råbiogassproduksjon brukt i modell.....	61
3.5.4	Økonomi oppgraderingsanlegg	62
3.5.5	Kostnad biogass (metangass)	67
3.5.6	Kostnad komprimering av biogass	67
3.5.7	Distribusjonskostnader.....	68
3.6	Delstudie 5: Bruksområde	70
3.6.1	Gassferge	70
3.6.2	Buss.....	70
3.7	Delstudie 6: Klimaeffekt	71
3.7.1	Transport til biogassanlegg.....	71
3.7.2	Jordbruk.....	72
3.7.3	Transport til sluttbruker	82
3.7.4	Overgang fra fossilt brensel.....	82
4	Excel-basert verktøy	83
4.1	Metode	83
4.1.1	«Data»-fane.....	83
4.2	Resultat og diskusjon.....	86
4.2.1	«Biogassanlegg»-fane.....	86
4.2.2	«Lønnsomhetskalkyle»-fane	91
4.2.3	«Produksjonsstøtte»-fane	92

5	Resultat og diskusjon av delstudier.....	93
5.1	Delstudie 1: Beregning av energiproduksjon basert på valg av substrater.....	93
5.2	Delstudie 2: Optimal plassering av biogassanlegg og logistikkmessige løsninger	93
5.3	Delstudie 3: Dimensjonering biogassproduksjon.....	95
5.3.1	Biogassanlegg	95
5.3.2	Røreverk og lagertank	96
5.3.3	Oppgradering.....	97
5.3.4	Komprimering.....	97
5.4	Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi.....	98
5.4.1	Transport til biogassanlegg.....	98
5.4.2	Biogassproduksjon.....	99
5.4.3	Distribusjonskostnader.....	99
5.4.4	Pris CBG	99
5.5	Delstudie 5: Bruksområde	100
5.6	Delstudie 6: Klimaeffekt	100
5.6.1	Transport til biogassanlegg.....	100
5.6.2	Utslipp husdyrgjødsel	100
5.6.3	Transport til sluttbruker	104
5.6.4	Gassbuss	105
5.7	Økonomisk støtte	106
6	Konklusjon	107
7	Videre arbeid	109
	Beregning av energiproduksjon basert på valg av substrater	109
	Plassering av biogassanlegget	109
	Transport til biogassanlegget	109
	Dimensjonering av biogassproduksjon og lønnsomhetskalkyle.....	109
	Transport til endestasjon	109
	Salgspris CBG	109
	Kampflyplass.....	110
	Referanser	111
	Vedlegg 1: Beregning av gjødselvolum.....	115
	Vedlegg 2: Beregning av tørrstoff	116
	Vedlegg 3: Beregning av kostnad råbiogassproduksjon.....	117

Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk	118
Vedlegg 5: Filer	129

Figurer

Figur 1 - Anaerob prosess.....	6
Figur 2 - Skjematisk skisse av et biogassanlegg med kontinuerlig tilførsel (Hagen, et al., 2011)	9
Figur 3 - Eksempler på omrøring/røreverk (Morken, et al., 2005).....	10
Figur 4 - Absorpsjon med gjennomstrømmende vann (M. Hagen et al., 2001).....	14
Figur 5 - Prosesskjema over vannskrubber med vann som resirkuleres, utviklet av Flotech (Flotech, 2006).....	15
Figur 6 - Utskilling av karbondioksid ved absorpsjon med Selexol® (M. Hagen, et al., 2001).....	15
Figur 7 - Prosesskjema av LP Coaab. (Hentet fra Nina Johansson (2008) sin masteroppgave)	16
Figur 8 - Adsorpsjon med PSA (M. Hagen, et al., 2001)	17
Figur 9 – Generelle data om de konstituerte anleggene (Dahl, 1999).....	21
Figur 10 - Scandinavian GtS bruker et konsept med fire moduler for å produsere LBG fra råbiogass (Scandinavian GtS, 2008).....	23
Figur 11 - Prosessflyt-skjema over Acrion's prosess for produksjon av LBG fra rågass. Poleringssteget for CO ₂ er ikke med i figuren (Acrion, 2008a).....	24
Figur 12 - Oversikt over Prometheus-Energy sin modelltilnærming (Prometheus-Energy, 2008c).....	25
Figur 13 - Skisse av en lukket løypesyklus (Pettersson, et al., 2007).....	27
Figur 14 - Skisse av en åpen løypesyklus (Pettersson, et al., 2007)	27
Figur 15 - Primærenergi-forbruk av de ulike tekniske løsningene for produksjon av LBG, hvor vannskrubber, PSA og Coaab er tilknyttet blandede kjølemedier – eller N ₂ – syklus.....	29
Figur 16 - Primærenergi forbruk med og uten varmegjenvinning. De to kolonnene til venstre (SGtS og Acrion) viser primærenergi forbruk for produksjon av LBG, mens resten viser primærenergi forbruk for oppgradering av rågass med konvensjonell teknologi	30
Figur 17 - Standard utruster semitrailer for transportering av LNG/LBG (Cryo AB, 2008) som vist i masteroppgaven til Nina Johansson (N. Johansson, 2008).....	31
Figur 18 - Trykk-temperatur fasediagram for CO ₂ (Benjaminsson, 2006).....	32
Figur 19 - Investeringsanalyse uten subsidie.....	40
Figur 20 – Investeringsanalyse med subsidie	40
Figur 21 - Økonomi – inngangsparametere biogassørland (Ø. Hagen, et al., 2011)	46
Figur 22 - Økonomi - Resultater biogassørland (Ø. Hagen, et al., 2011).....	46
Figur 23 - Nord - og østkoordinater over tilfeldig gård på Ørland	51
Figur 24 - Oversiktskart over Ørland gjennom INON	52
Figur 25 - Brenselforbruk for ulike kjøretøy som en funksjon av hastighet for en rett, plan veg (Martinsen, 2008).....	54
Figur 26 – Investeringskostnad for biogassanlegg basert på data fra Cirmac et al. (2008)	57
Figur 27 - Investeringskostnad per dimensjonert kapasitet for biogassanlegg basert på data fra Cirmac et al. (2008)	58
Figur 28 - Drift - og vedlikeholdskostnad per år basert på data fra Cirmac et al. (2008).....	58
Figur 29 - Kapitalkostnad per kWh produsert biogass basert på data fra Cirmac et al. (2008)	59
Figur 30 - Drift - og vedlikeholdskostnader per kWh produsert biogass basert på data fra Cirmac et al. (2008)	59
Figur 31 - Totalkostnad per kWh produsert biogass basert på data fra Cirmac et al. (2008)	60
Figur 32 - Totalkostnad per kWh produsert biogass, ulik kapitalkostnad.....	60
Figur 33 – Investeringskostnad basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008).....	63

Figur 34 - Investeringskostnad per rågasskapasitet basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)	63
Figur 35 - Drift - og vedlikeholdskostnader per år basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)	64
Figur 36 - Kapitalkostnad per kWh oppgradert gass basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)	64
Figur 37 - Drift - og vedlikeholdskostnader per kWh oppgradert gass basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)	65
Figur 38 - Totalkostnad for å oppgradere en kWh gass basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)	65
Figur 39 - Kostnad å oppgradere en kWh gass, ulike kapitalkostnader basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)	66
Figur 40 - Kostnader for CNG-transport fra Kårstø til Grenland (Selfors, et al., 2004)	69
Figur 41 - Priser for kompositt-trailere.....	69
Figur 42 - Priser for ståltrailere	70
Figur 43 - CO ₂ -utslipp for alternative drivstoff (HOG Energi, 2010)	71
Figur 44 - Modelloppsett og tabellreferanser for utslippsberegninger for direkte utslipp fra gårdsdrift, gitt konvensjonell behandling av husdyrgjødsel	73
Figur 45 - Modelloppsett og tabellreferanser for utslippsberegninger for direkte utslipp fra husdyrgjødselbehandling, gitt i et biogassanlegg	73
Figur 46 - Modelloppsett og tabellreferanser for utslippsberegninger for bruk av kunstgjødsel	74
Figur 47 - Gjødselepotensiale og energiinnhold, hentet fra Excel-modellen fane «Data»	83
Figur 48 – Data for biogassanlegg, hentet fra Excel-modellen fane «Data».....	84
Figur 49 - Data for oppgraderingsanlegg, hentet fra Excel-modellen fane «Data»	85
Figur 50 - Data for komprimering, hentet fra Excel-modellen fane «Data»	85
Figur 51 - Total gjødsel mengde, tonn TS og GWh/år, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»	86
Figur 52 – Kalkulert gjødselproduksjon per år, TS-innhold og energiinnhold, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»	86
Figur 53 - Produksjonsstørrelse for et eventuelt anlegg, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»	87
Figur 54 - Kostnad produksjon av råbiogass, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»	88
Figur 55 – Kostnad for oppgradering av råbiogass, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»	89
Figur 56 - Kostnad for komprimering av oppgradert biogass, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»	90
Figur 57 - Kostnad transport biogass som CBG, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg».....	90
Figur 58 – Utdrag lønnsomhetskalkyle for biogassanlegg, hentet fra Excel-modellen fane «Lønnsomhetskalkyle».....	91
Figur 59 - Utdrag produksjonsstøtte for biogassanlegg, hentet fra Excel-modellen fane «produksjonsstøtte»	92
Figur 60 - Optimal plassering av et eventuelt biogassanlegg.....	94
Figur 61 - Klimagassutslipp fra besetning, delt mellom gjødselhåndtering og enteriske utslipp	101
Figur 62 - Klimagassutslipp fra gjødselbehandling for ulike besetninger ved konvensjonell tilnærming og biogassproduksjon.....	102

Tabeller

Tabell 1 - Karakteristikk av biogassbestanddeler	6
Tabell 2 - Oversikt over biogassanlegg i Norge, med hygieniserings-informasjon. Tabell hentet fra «Utvikling av biogass i Norge» (Nedland & Ohr, 2010)	7
Tabell 3 - Gassmengder og sammensetning som oppstår ved fullstendig anaerob nedbrytning av 1 kg organisk materiale	8
Tabell 4 - Krav i svensk standard til biometan som drivstoff	12
Tabell 5 - El-behov for å oppgradere gass med ulike teknikker, data fra anlegg (Persson, 2003)	18
Tabell 6 - Forbruk av rensed avløpsvann ved ulike vannskrubberanlegg, enkel (Persson, 2003)	18
Tabell 7 – Erfaringer fra installasjon og drift (Dahl, 1999)	22
Tabell 8 – Kondenseringstemperatur, ved atmosfærisk trykk, for de forskjellige stoffene i biogass (Benjaminsson, 2006)	22
Tabell 9- Maksimal komponentkonsentrasjon for å kunne produsere flytende biogass (Pettersson, et al., 2007)	26
Tabell 10 - Konsentrasjon av CO ₂ , H ₂ S og fuktighet etter rensing og oppgradering	28
Tabell 11 - Skalering og elektrisitetskrav for å kondensere oppgradert biogass med N ₂ eller blandet kjølemedie-syklus	29
Tabell 12 - Mulige behandlingsmåter for respektive avfallskategorier	42
Tabell 13 - Energiforbruk for husholdninger (SSB, 2012b)	45
Tabell 14 - Energiforbruk for vegtrafikk i GWh (SSB, 2012b)	45
Tabell 15 - Vekt per volum for ulike gjødseltyper	47
Tabell 16 - TS-innhold, flytende gjødsel for ulike dyr	48
Tabell 17 - Gjødselmengde, TS-innhold og energi beregnet for hver dyresort	49
Tabell 18 - Årsproduksjon av kg Nitrogen (N), Fosfor (P) og Kalium (K) i fersk gjødsel og urin fra ulike dyreslag	50
Tabell 19 - Buffersoner for begrensninger ved plassering av et biogassanlegg	53
Tabell 20 - Dieselforbruk for lastebil ved ulike hastigheter	54
Tabell 21 - Oppgraderingsteknikker inkludert i Excel-modell	56
Tabell 22 - Kostnader tilknyttet anleggsstørrelse	61
Tabell 23 - Kostnader tilknyttet definerte anleggsstørrelser	61
Tabell 24 - Kostnader tilknyttet oppgraderingsteknikk	67
Tabell 25 - Estimert forbruk per buss	71
Tabell 26 - Enteriske metanutslipp	74
Tabell 27 - Fraksjon av total utskillelse per dyreart for hvert gjødselhåndteringssystem	75
Tabell 28 - Norske faktorer brukt til å estimere CH ₄ fra gjødselbehandlingsmetoden ved IPCC Tier 2 metoden	75
Tabell 29 - Gjennomsnittlige CH ₄ -utslippsfaktorer for gjødselbehandling ved norsk metode, Tier 2 .	76
Tabell 30 - Utslippsfaktorer for ulike lagringssystemer og produksjon. Prosentvis tap av N per total-N	76
Tabell 31 - Gjennomsnittlig utslippsfaktor for gjødsellagringssystem, fordelt på husdyr og region. Prosentvis tap av total-N	77
Tabell 32 - N utskillelse for forskjellige husdyr	77
Tabell 33 - Lystgass-utslipp for gjødselbehandling per gjødselbehandlingssystem	78

Tabell 34 - Fosfor-innhold i husdyrgjødsel, hentet fra Gjødslingshåndboka (Bioforsk, 2012).....	79
Tabell 35 - Gjennomsnittlig NH ₃ utslippsfaktor for dyrket mark og beite etter spredetid og region. Prosentvis utslipp.	79
Tabell 36 - Utslippsfaktor for NH ₃ -N for forskjellige gjødslingstyper, og andel forbruk av gjødseltype	81
Tabell 37 - Gjødsel - og biogasspotensiale på Ørland	93
Tabell 38 - Lystgass og metan som CO ₂ -ekvivalenter	101
Tabell 39 - Oversikt over prosentvis reduksjon og økning av utslipp ved biogassproduksjon.....	103
Tabell 40 - Totale utslipp i CO ₂ -ekvivalenter for total antall dyr på Ørland	103
Tabell 41 - Totale utslipp i CO ₂ -ekvivalenter for enteriske utslipp for storfe på Ørland.....	103
Tabell 42 - Totale utslipp i CO ₂ -ekvivalenter for volum til behandling (VTB) på Ørland	104
Tabell 43 – Utslipp uten biogassanlegg, og utslipp med biogassanlegg	105

1 Innledning

Fornybar energi har fått større fokus de seneste årene, først og fremst for å minske utslipp av drivhusgasser fra fossilt brensel, men også på grunn av usikker tilgang til dette i fremtiden. Fornybar energi, er energi som utgjør en del av naturens kretsløp og som hele tiden skapes på nytt. Ved å produsere fornybar energi i form som biogass, vil man kunne redusere forbruket av fossilt brensel og minske utslipp av drivhusgasser. Metan er en kraftig drivhusgass som dannes naturlig ved for eksempel lagring av gjødsel.

Biogass kan benyttes i for eksempel forbrenningsmotorer, og dannes ved anaerob utråtning i en reaktor og inneholder blant annet metan, karbondioksid, vann og hydrogensulfid. Hydrogensulfid og vann har en korrosiv virkning på forbrenningsmotorer, disse stoffene må derfor fjernes fra biogassen ved hjelp av rensning. Forbrenningsmotorer kan gå på ren biogass kun renses for hydrogensulfid, eller på biogass som er oppgradert. Ved oppgradering av biogass separeres karbondioksid fra metan, denne gassen vil ha samme kvalitet som naturgass, som innebærer et metaninnhold på 97 %. Den oppgraderte biogassen kan komprimeres til komprimert biogass (CBG), eller kondenseres til flytende biogass (LBG), for å erstatte fossilt brensel som drivstoff. Biogassprosessen er særlig egnet for organisk materiale med høyt vanninnhold hvor direkte forbrenning er lite aktuelt. I tillegg til biogass gir gjæringen gjødsel, biorest, som kan brukes i landbruket.

Anvendelse av biogass for produksjon av elektrisitet, varme eller drivstoff bidrar ikke til drivhuseffekten. Og vil derfor ha en positiv klimaeffekt på miljøet.

1.1 Bakgrunn

Ørland kommune er en halvøy som ligger på Fosenhalvøya, det er en liten kommune med et sammenlagt areal på 73,59 km². Landskapet er i hovedsak flatt og består av 55 % jordbruksareal, og primærnæringer (jordbruk, skogbruk og fiske) utgjør 35 % av næringsvirksomheten (Sørheim et al., 2010).

Et sentralt biogassanlegg lokalisert på Ørland vil være basert hovedsakelig på husdyrgjødsel levert av bønder i nærrområde til anlegget. Analyser gjennomført av konsulentselskapet ECgroup på oppdrag for Ørland kommune rapporterte at det er tilgjengelig 50 000 tonn gjødsel/år (Sørheim, et al., 2010).

På 90-tallet tok Svein Lilleengen initiativ og etablerte et gårdsbasert biogassanlegg. Etter hvert som Lilleengen utviklet egen kompetanse på temaet, begynte han å jobbe med å få i gang en mer omfattende biogass-satsing på Ørland. Ut i fra dette oppsto Biogass Ørland, som er et samarbeid mellom Biogass Fosen SA, Agroenergi AS, Bioskiva AS, Fosen Næringshage, Ørland kommune, Fosenkraft AS og ECgroups AS.

Ørland har jobbet systematisk med etablering av et sentralisert biogassanlegg over flere år. Grunnen til at anlegget ikke er bygd ligger på sentralt hold, og i manglende politisk vilje og evne til å satse på fornybar energi (Sørheim, et al., 2010).

1.2 Formål

Formålet med oppgaven er å utvikle en modell for økonomi og lønnsomhet for et konkret biogassanlegg på Ørland. Modellen skal fokusere på gjødsel – og biogasspotensiale, samt rågassproduksjon, oppgradering til biogass (metangass), i tillegg til komprimering av metangass.

Kostnader for transport til biogassanlegg og til sluttbruker skal også beregnes. Dataen fra dette brukes videre i en lønnsomhetskalkyle. Det skal være mulig for bruker å endre kostnader, gjødselmengde og andre inndata. Klimaeffekt ved å gå fra konvensjonell gjødselhåndtering til biogassanlegg skal også beregnes.

1.3 Antakelser og begrensninger

Det vil bli utført en studie i GIS, for å finne optimal plassering av biogassanlegget. Dette er ikke en del av oppgaveteksten i utgangspunktet, men det vil være hensiktsmessig å utføre dette, da logistikkmessige løsninger vil være avhengig av avstand fra gårdene til biogassanlegget.

Produksjon av biogass fra fiskesubstrat krever en separat reaktor, og bioresten ikke kan føres tilbake til gårdene som gjødsel. Nedbrytning av biomasse (halm, flis etc.) er en energikrevende prosess da det trengs omfattende forbehandling før selve utråtningsprosessen. Det blir derfor kun sett på husdyrgjødsel som substrat ved etablering av et biogassanlegg, da det mest sannsynlig vil være enklere og etablere et slikt anlegg, hvor man ved en senere anledning kan inkludere andre substrat for å oppnå en større energiproduksjon.

Kostnader for produksjon av biogass skal beregnes, i tillegg til eventuelle transportkostnader. Det vil antas at levetiden er 15 år, og kalkulasjonsrenten er 7 %. I tillegg til dette må en salgspris for biogass antas, hvor det vil bli tatt utgangspunkt i tilgjengelige naturgasskostnader. Dersom det viser seg at det ikke er lønnsomt, må ulike subsidieordninger vurderes.

Ved beregning av klimagevinst som et eventuelt biogassanlegg medfører, vil konvensjonell gjødselhåndtering sammenlignes med biogasshåndtering. Ved etablering av et biogassanlegg vil utslipp ved transport til og fra anlegget og utslipp til og fra sluttbruker resultere i ekstra utslippsmengde. Bruksområde fra overgang til biogass også tas med ved beregning av klimaeffekt. Grensen går derfor fra og med transport til biogassanlegg, til og med reduksjon ved forbruk av biogass ved et gitt bruksområde.

Kubikkmeter (m^3), normalkubikkmeter (Nm^3) eller standardkubikkmeter (Sm^3) er benevnninger brukt i data som er mottatt under arbeidet med denne masteroppgaven, kilder er gjengitt.

1.4 Rapportens oppbygging

Kapittel 2 i rapporten er litteraturstudie, hvor det er beskrevet hvordan biogass dannes, ulike teknikker for produksjon, oppgradering, komprimering og kondensering. Det følger en oversikt over markedsmuligheter, ulike substrater, hvilke produkttegenskaper og bruksmuligheter som finnes for biorest. Og en oversikt over lover og regler, i tillegg til miljø – og klimamessige konsekvenser.

Kapittel 3 starter med en introduksjon av Ørland, etterfulgt av 6 delkapitler basert på oppgaveteksten. Disse er:

1. Beregning av energiproduksjon basert på valg av substrater
2. Optimal plassering av biogassanlegg
3. Dimensjonering av biogassproduksjon
4. Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi
5. Bruksområde
6. Klimaeffekt

Dette kapitlet er delt opp i 6 for at det skal være lettere å se metode i sammenheng med resultat og diskusjon.

Kapittel 4 er både metode, resultat og diskusjon av den Excel-baserte modellen. Kapittel 5 er resultat og diskusjon til de 6 nevnte delstudiene, i tillegg til en gjennomgang av investering – og produksjonsstøtte. Kapittel 6 er konklusjon, og kapittel 7 gjennomgang av videre arbeid.

2 Litteraturstudie

Litteraturstudiet beskriver hvordan biogass dannes, ulike teknikker for produksjon, oppgradering, komprimering og kondensering. Det følger en oversikt over markedsmuligheter, ulike substrater, hvilke produktegenskaper og bruksmuligheter som finnes for biorest. En gjennomgang av ulike lover og regler, i tillegg til miljø – og klimamessige konsekvenser.

2.1 Råbiogassprosessen

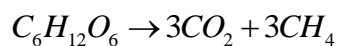
2.1.1 Anaerob prosess

Anaerob utråtning er en prosess hvor organisk materiale blir brutt ned uten oksygen til stede. Sluttproduktet etter utråtningprosessen består av metan, karbondioksid, små mengder av andre gasser og et stabilisert organisk materiale. Gassblandingen som dannes kalles råbiogass, og det stabiliserte restmateriale kalles biorest.

Den anaerobe prosessen deles som regel inn i tre trinn (Ohr, Førland, & Birkenes, 2002)

- Hydrolyse
- Syreproduksjon
- Metanproduksjon

Eksempel på en reaksjonslikning for anaerob utråtning av organisk materiale er nedbrytningen av druesukker:



Likning 1

2.1.1.1 Hydrolyse

I denne fasen av prosessen løses sammensatt og uoppløst materiale. Komplekse forbindelser som fett, karbohydrater og proteiner omdannes til enklere forbindelser som fettsyrer, sukker og aminosyrer. Denne prosessen skjer ved hjelp av enzymer som skiller ut av syreproduserende bakterier. De enklere stoffene løses lettere i vann enn de komplekse (Ohr, et al., 2002).

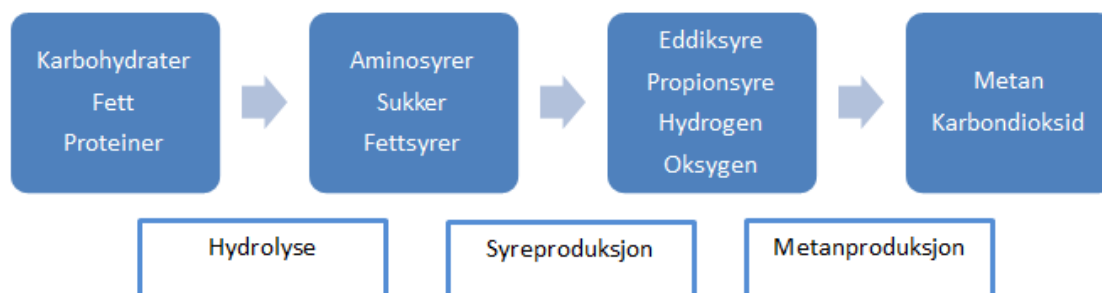
2.1.1.2 Syreproduksjon

Syreproduksjonen skjer i to mindre del-steg.

1. Ytterligere nedbrytning av de gjenværende komponentene ved hjelp av syredannende bakterier (gjæring). VFA (volatile fatty acids) oppstår i denne prosessen, i tillegg til ammoniakk, karbondioksid og hydrogensulfid.
2. Videre blir de enkle molekylene som oppsto i del-steg 1 brutt ned ved hjelp av acetogener (eddiksyredannere) for å produsere i hovedsak eddiksyre, i tillegg til karbondioksid og hydrogen.

2.1.1.3 Metanproduksjon

Det endelige steget ved en anaerob prosess er den biologiske prosessen; metandannelse/metanproduksjon. Metandannelsen bruker mellomproduktene fra de foregående prosessene og omdanner de til metan, karbondioksid og vann. Disse tre bestanddelene danner den største delen av råbiogass avgitt fra systemet. Dannelsen av metan er sensitiv for både lav og høy pH, og oppstår ved pH 6,5-8.



Figur 1 - Anaerob prosess

2.1.2 Produkter

Hovedproduktet som dannes under anaerob utråtning er råbiogass. Råbiogass består av metan, karbondioksid, hydrogensulfid og vanddamp. Den mest energirike bestanddelen i råbiogass er metan, og er følgelig det man vil ha mest av.

Tabell 1 - Karakteristikk av biogassbestanddeler

Bestanddel	Karakteristikk
Metan	Luktfri, drivhusgass
Karbondioksid	Luktfri, ikke brennbar, drivhusgass
Hydrogensulfid	Fargeløs, giftig, brannfarlig, kan lukte råtne egg ved romtemperatur
Vanddamp	Innholdet i biogass varierer med temperaturen

2.1.3 Forbehandling og hygienisering

I noen tilfeller vil substratet trenge forbehandling for at pumping, omrøring og utråtningen skal fungere optimalt. Forbehandlingen har som formål og løse opp og/eller delvis bryte ned materialet slik at utråtningprosessen skjer innen rimelig tid. Metoder for forbehandling inkluderer sprøyting, fortynning og separering. Uønskede materiale som bør fjernes er plast, sand, metaller, glass, tøy, hardt skall og grener. Substrater som ikke brytes ned lett kan måtte gå gjennom kjemisk eller termisk forbehandling for å gjøre materialet tilgjengelig for mikroorganismene.

I tilfellet for Ørland vil husdyrgjødsel være det eneste substratet. Gjødsel fra gris inneholder en del flis som må fjernes før det tas inn i biogassanlegget, dette for og ikke ødelegge anleggskomponentene. Det vil være mulig å bruke et sedimenteringsbasseng hvor gjødsla ligger over en periode, slik at bunnfallet kan samles på bunn, og gjødsla uten flis kan tas ut. Dette medfører lavere tørrstoff-innhold, som igjen fører til lavere biogassutbytte, men kostnadene for å reparere deler ved biogassanlegget vil være høyere enn tapet ved mindre biogassproduksjon.

Hygienisering har som hovedmål å redusere faren for overføring av smittestoffer til mennesker, dyr eller planter. I og med at et eventuelt biogassanlegg på Ørland vil behandle materiale fra dyr (gjødsel) må substratet hygieniseres før det går inn i selve utråtningprosessen. Asplan Viak (Nedland & Ohr, 2010) utførte en studie som resulterte i en oversikt over de ulike hygieniseringstrinnene ved biogassanlegg i Norge. Tabell 2 viser en oversikt over biogassanlegg i Norge med hygieniseringsinformasjon, tabellen er hentet fra «Utvikling av biogass i Norge» (Nedland & Ohr, 2010).

Tabell 2 - Oversikt over biogassanlegg i Norge, med hygieniserings-informasjon. Tabell hentet fra «Utvikling av biogass i Norge» (Nedland & Ohr, 2010)

Antall anlegg	Type hygienisering	Minimum hygieniseringstemp (°C)	Minimum oppholdstid i hygieniseringstrinn (min)
7	Pasteurisering	60-70	30-60
7	Aerob, termofil forbehandling	60	60
5	Termofil utråtning	55	90
4	Termisk tørking	80-150	20-50
3	Termisk hydrolyse	133	20
3	Etter kompostering	55	3 uker med vendinger

2.1.4 Temperaturprofil

Temperatur er en viktig faktor å ta hensyn til under anaerob utråtning. Utråtningen kan foregå i et temperaturintervall fra 0 til 70°C. Det må tilføres varme til råbiogassprosessen da den ikke varmes opp av seg selv. Det er essensielt at råtnekammeret er tilstrekkelig isolert, slik at prosessen holdes mest mulig stabil og det ikke brukes unødvendig mye energi på oppvarming. For å holde en jevn temperatur inne i råtnekammeret installeres det ofte røreverk. Ved å røre under den anaerobe prosessen tilrettelegger man også at mikroorganismene kommer i kontakt med substratet, i tillegg til å forhindre at utråtningen kun skjer lagvis. Temperaturprofilene kan deles opp i følgende tre deler; psykrofil, mesofil og termofil, og er beskrevet nedenfor.

Psykrofil

Psykrofil utråtningen foregår ved temperaturer under 20°C. Denne temperaturen gir et klart lavere varmerbehov, og derfor lavere kostnader enn ved mesofil og termofil temperaturbehandling. Ulempen ved denne lave temperaturen er nedbrytningstiden som kan ta 1 år eller mer. Muligheten for sopp – og/eller virusdannelse i bioresten er også tilstedeværende. I tillegg til strenge krav til hygiene ved norske utråtningssanlegg (Raadal, Schakenda, & Morken, 2008).

Mesofil

Mesofil utråtning skjer optimalt i temperaturintervallet 30-38°C eller ved omgivelsestemperatur 20-45°C, hvor det i hovedsak er mesofile mikroorganismer. Under den mesofile prosessen er det mange mikroorganismer til stede, som resulterer i en utråtning som er raskere enn ved den psykrofile. For å oppnå en utråtningstid på 20 dager må det være optimal temperatur, som er rapportert til å være omtrent 35°C (Raadal, et al., 2008). Denne prosessen har et moderat varmebehov, og er ikke plasskrevende. Prosessen trenger likevel en del varme tilført, og har i tillegg problemer med hygiene som den psykrofile prosessen.

Termofil

Termofil utråtning skjer optimalt i temperaturintervallet 49-57°C, eller ved stigende temperatur opp til 70°C, hvor det i hovedsak er termofile mikroorganismer. Ved optimal temperatur foregår utråtningen i løpet av 8 dager. Den termofile prosessen har ikke problemer med hygienien. Det er en rask prosess og lite plasskrevende. Men prosessen har et stort varmebehov, og den høye temperaturen resulterer i færre overlevende mikroorganismer som gjør den mindre stabil enn de mesofile prosessene. De termofile prosessene er også følsomme ovenfor temperaturforandringer, så eventuelle svingninger bør holdes innenfor +/- 0,5°C per time.

2.1.5 Substratsammensetning

Fordelingen mellom metan og karbohydrater varierer med substratsammensetning, nedbrytningsgrad (oppholdstid i reaktor), tørrstoffinnhold og prosessstemperatur. Anaerob nedbrytning av fett, karbohydrater og protein gir forskjellige andeler av metan og karbondioksid. Tabell 3 (Ohr, et al., 2002) viser en oversikt over gassmengder og sammensetning som oppstår ved fullstendig anaerob nedbrytning av 1 kg organisk materiale.

Tabell 3 - Gassmengder og sammensetning som oppstår ved fullstendig anaerob nedbrytning av 1 kg organisk materiale

Forbindelse	Spesifikk gassproduksjon	Metan	Spesifikk metanproduksjon	Energi i gass
Fett	1,27 Nm ³ /kg	68 %	0,62 kg CH ₄ /kg	8,5 kWh/kg fett
Proteiner	0,70 Nm ³ /kg	71 %	0,35 kg CH ₄ /kg	4,9 kWh/kg protein
Karbohydrater	0,79 Nm ³ /kg	50 %	0,28 kg CH ₄ /kg	3,9 kWh/kg karbohydrat

Mengden eller volumet av biogass blir som regel angitt i normal kubikkmeter (Nm³), med dette menes volum av gass ved 0°C og atmosfærisk trykk. Tabellen viser at fett gir både et høgt gassutbytte og høgt metaninnhold. Mens karbohydrater gir lavt gassutbyttet og lavt metaninnhold.

2.1.6 Prosessutforming

Det er konstruert mange ulike systemer som er basert på hvilke type biomasse som skal håndteres. Det er ikke konstruert reaktortyper som kan håndtere all biomasse på en optimal måte. Man skiller i prinsippet mellom tre typer reaktorer; diskontinuerlig utråtning, lagring med kontinuerlig tilførsel og reaktor med kontinuerlig tilførsel (Morken, Sørby, Sørby, Birkeland, & Sakshaug, 2005), som er beskrevet nedenfor.

2.1.6.1 Diskontinuerlig utråtning – «batch»

Biomassen fylles inn i en reaktor der det er minst 10 % ferdig utråtnet materiale. Det blåses inn luft et par døgn for å få en aerob kompostering som hydrolyserer substratet samtidig som man får en temperaturøkning. Deretter omsettes substratet anaerobt i noen uker. Omtrent 90 % av ferdig utråtnet masse fjernes og prosessen gjentas. For å kompensere for variasjoner i gassproduksjonen har en gjerne flere reaktorer som starter til ulik tid. Batch-reaktorer egner seg godt til gjødsel med mye halm eller flis da oppholdstiden kan varieres etter innholdet. Ønskes raskere nedbrytning pumpes væske fra bunn til topp, gjerne via en varmeveksler.

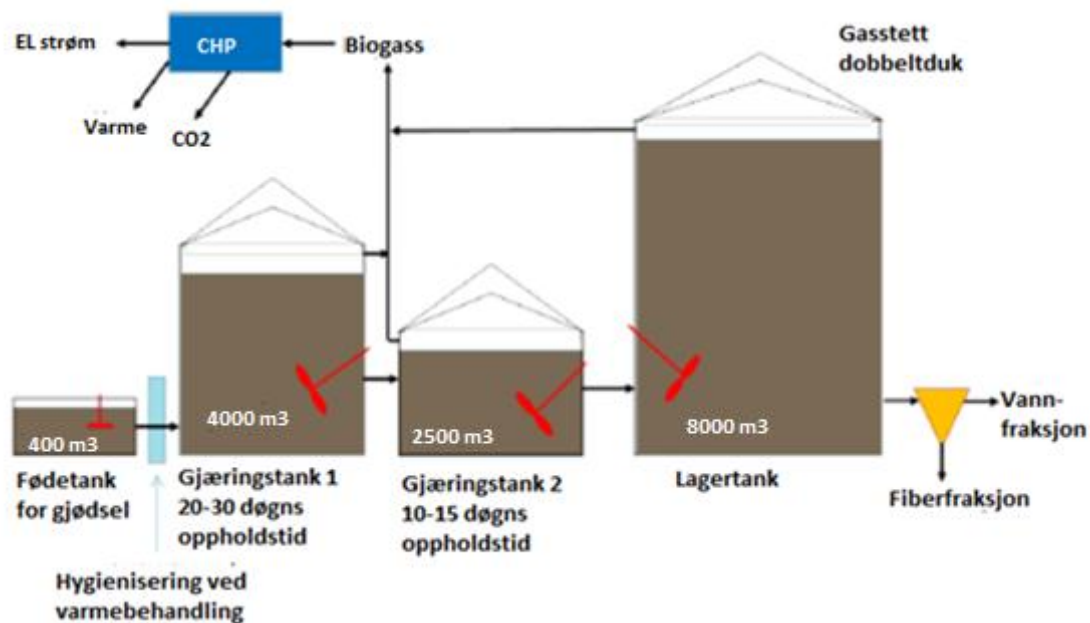
2.1.6.2 Lagring med kontinuerlig tilførsel – AFC (Accumulation continuous flow)

Reaktoren er en diskontinuerlig reaktor som samtidig virker som en gjødselbenge. Gjødselen tømmes i reaktoren etter hvert som den produseres. Reaktoren tømmes når det er behov for gjødsel. Når den blir full om vinteren ledes «overskuddet» til en etter-utråtningstank, som regel dekket med en gasstett «plastpose». Det finnes en del slike anlegg i Tyskland, Luxemburg og Østerrike fordi de er billige, i tillegg til at det da er mulig å gjøre det selv. En variant som benyttes mye i USA er «covered lagoon» – som er gjødsellaguner som dekkes med en gasstett membran.

2.1.6.3 Reaktor med kontinuerlig tilførsel

De fleste nye biogassanlegg som bygges i dag er kontinuerlige anlegg med en utforming som er skissert i Figur 2 (Ø. Hagen, Hung, Josefsen, & Pettersen, 2011). Gjæringsstanken mates kontinuerlig med substrat, mens en like stor mengde ferdiggjæret masse tas ut av tanken. I gjæringskaret blandes

den innkommende massen med det som allerede er i gjæringstanken. Den massen som samtidig fjernes fra tanken vil derfor være en blanding av masse med svært ulik oppholdstid i gjæringstanken. Noen få prosent av det som fjernes kan ha blitt tilsatt i løpet av de siste par døgnene, og er derfor ikke gjæret, mens en annen del kan ha oppholdt seg i gjæringstanken i flere måneder. For å fange opp noe av den råbiogassen som går tapt ved at substrat passerer tilnærmet ugjæret gjennom gjæringskaret, føres massen fra den primære gjæringstanken ofte til et nytt gjæringskar. Dette nye gjæringskaret blir i noen tilfeller kalt etter-gjæringstank, og der vil være en viss råbiogassdannelse. I Tyskland er omkring 2/3 av alle nye biogassanlegg basert på to-trinns gjæring, gjerne kombinert med en gasstett etter-lagringstank, slik at eventuell metandannelse under lagring også fanges opp. Det siste er mer av miljøhensyn enn økonomiske hensyn.



Figur 2 - Skjematisk skisse av et biogassanlegg med kontinuerlig tilførsel (Hagen, et al., 2011)

Volumene for anlegget er beregnet på om lag 50 tusen tonn husdyrgjødsel per år (Ø. Hagen, et al., 2011).

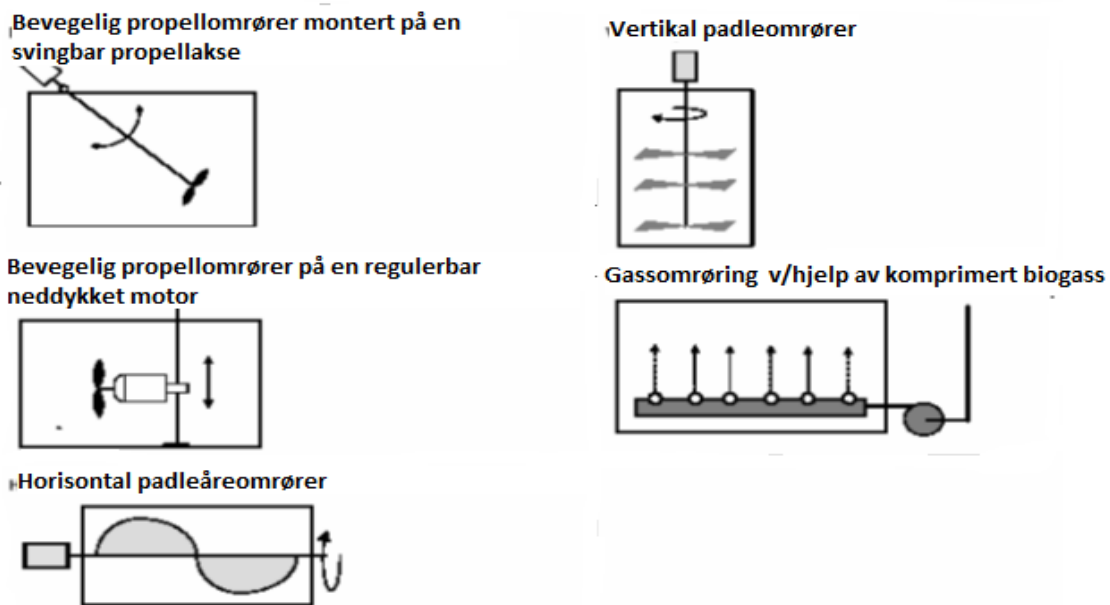
2.1.7 Temperatur/isolasjon og snøtyngde

Råbiogassprosessen er svært avhengig av å holde en relativt konstant temperatur, gjerne ved 35-40°C. Norges kalde klima innebærer at det må stilles høye krav til biogassreaktorens isolasjonsevne, og muligheter for oppvarming av prosessen. Man må være oppmerksom på at utetemperaturen gjerne er høyere i for eksempel Tyskland, Danmark og Sør-Sverige. Oppvarming skjer vanligvis ved bruk av varmtvann som man får som kjølevann fra en el-generator som drives på råbiogass, eller ved direkte oppvarming ved forbrenning av råbiogass. Gjennomsnittstemperatur på Ørland på årsbasis er 5,8 °C (Wikipedia, 2012).

Når det gjelder snøtyngde, så har de fleste reaktorer et stort tak som må dimensjoneres for å tåle forventede mengder snø. En del systemer er basert på at temperaturen på taket er så høy, at snø smelter av og fordamper. Dette innebærer imidlertid at taket er så dårlig isolert at det medfører et stort varmetap fra prosessen. Snø blir sjelden liggende mer enn 3-4 dager på Ørland på grunn av mildt og vindfullt klima (Wikipedia, 2012).

2.1.8 Omrøring – røreverk

Både lagertank og prosesstank må ha et system for omrøring. Dette er et viktig moment, og mange anlegg har hatt problemer med nettopp dette. Det er også viktig at den tekniske løsningen er slik at røreverket kan skiftes uten at tanken «åpnes» og prosessen må stoppes. I praksis har det vist seg at bevegelige propellmikserer er enklest og håndtere, av væske – og gassomrøring egner seg best der det er liten fare for skumdannelse (grisegjødsel) og at padleårer er best for fiberrikt substrat (haml, flis, storfejødsel). Ved termofil temperaturprofil kan det ikke benyttes nedsunkne pumper (Morken, et al., 2005)



Figur 3 - Eksempler på omrøring/røreverk (Morken, et al., 2005)

2.1.9 Pumper

Ved små gårdsbiogassanlegg i Sverige plasseres gjerne pumper i en pumpebrønn mellom husdyrrom og biogasstanken. Her er en nedsenkbar pumpe som pumper substratet opp til toppen av reaktortanken til råbiogassen. Substratet spres rett over overflaten for å redusere skumdannelse. Denne løsningen sikrer også at reaktortanken ikke tømmes ved et eventuelt brudd på rørledning eller tilbakeslag gjennom pumpen (i. B. Sørby, Tormod;, Nesheim, Lønnum, & Vallumrød, 2007).

Ved gjødselhåndtering benyttes ofte nedsenkbare sentrifugalpumper, men de egner seg dårlig i biogassanlegg fordi kapasiteten er avhengig av pumpehøyde og substratets konsistens. Substratet blir tynnere desto lenger man pumper (lavere viskositet) som medfører økt pumpevolum. Pumpene blokkeres lett av fremmedgjenstander. Roterende stempelpumper egner seg godt i biogassanlegg. De er lette å vedlikeholde, men de bråker. Eksentriske skruepumper er godt egnet til både gjødsel og annen biomasse så lenge massen ikke inneholder gjenstander større enn omtrent 4 cm.

Eksentriske skruepumper blir benyttet til kontinuerlig innmating av biomasse (lav strømning, høyt trykk), mens sentrifugalpumper med åpne impellere og kuttere har blitt benyttet for biomasetransport (høyhastighet, lavt trykk) i danske anlegg. Innmatingspumper, spesielt de som håndterer fersk biomasse, har vist seg å være kostbare på grunn av høy slitasje.

2.1.10 Varmevekslere

De fleste biogassanleggene i Danmark har varmevekslere mellom inngående substrat og utgående biomasse. Dette vil være avhengig av i hvilken grad produsert varme kan utnyttes, noe som ofte har vært mulig i Danmark. På grunn av den høye viskositeten i husdyrgjødsel og andre substrater er det vanskelig å oppnå turbulent strømming uten at man samtidig får et kraftig trykkfall (i. Sørby, Briseid, Nesheim, Lønnum, & Vallumrød, 2007). Laminær strømming, med en lav varmeoverføring er gjerne resultatet. De vanligste varmevekslerne benyttet systemer som bryter laminær strømming med jevne intervaller. De fleste varmevekslere oppnår en varmeveksling på om lag $300 \text{ W/m}^2/\text{°C}$ med strømningshastighet opp til om lag 1 m/s når man varmeveksler fersk biomasse med utgående bioest (eller om lag det dobbelte ved varmeveksling med vann). Dimensjonering, spesielt med hensyn til trykkfall, er i stor grad avhengig av forventet viskositet, noe som kan være svært vanskelig å forutsi.

I Danmark er det vanlig at man oppnår en temperaturforskjell på $10\text{-}15\text{°C}$ på inngående substrat og utgående bioest. Den resterende temperaturøkningen gjøres gjerne med varmeslanger i reaktoren. Det er verdt å merke seg at man i en biogassprosess også har et varmetap gjennom vanddampen som forlater reaktoren sammen med biogassen.

Ved innstrømningsiden på varmevekslerne er en av utfordringene knyttet til fremmedlegemer i substratet, men man på utstrømssiden har en utfordring med hensyn til utfelling av struvite (MgNH_4PO_4) som dannes ved avkjøling av mettet løsning. Struvite kan vaskes bort ved gjennomvasking med svake syrer.

2.2 Rensing, oppgradering og komprimering

Etter produksjon av råbiogass kan gassen gå til varmeproduksjon eller videre til oppgradering. Oppgradering av råbiogass til biogass (metangass) gir biogass som kan brukes som drivstoff eller biogass med naturgasskvalitet (Ohr, et al., 2002). Biogass kan benyttes som drivstoff i forbrenningsmotorer, gassturbiner eller i brenselceller. Forbrenningsmotorer kan gå på ren biogass kun renses for H_2S eller på biogass oppgradert til $>95\%$ CH_4 , og komprimert tank på bil for økt mobilitet (Morken, et al., 2005).

2.2.1 Kvalitetskrav

Råbiogass består i hovedsak av metan (omtrent $60\text{-}70\%$) og karbondioksid (omtrent $30\text{-}40\%$). Det forekommer også hydrogensulfid (H_2S) og vann i tillegg til oksygen og nitrogen fra luft (særlig vanlig fra deponigass). Generelt inneholder naturgass $85\text{-}95\%$ metan, med innslag av mer energirik etan, propan, butan og kondensat.

Wobbeindeksen er en viktig parameter dersom man vil kombinere ulike gasstyper i samme system. Indeksen brukes for å sammenlikne forbrenningsenergien for ulike gasser i en gitt applikasjon for eksempel en bestemt type gassbrenner. Dersom to gasser har samme Wobbeindeks, vil de gi samme mengde energi i gassbrenneren, forutsatt samme trykk og ventilinnstilling.

Wobbeindeksen, W , er definert som:

$$W = \frac{H}{\sqrt{d}}$$

H = øvre varmeverdi; d = gassens relative densitet (tetthet i forhold til luft)

Likning 2

Råbiogass, sammen eller som erstatning av naturgass, må behandles. Dette er på grunn av to formål (Nedland, 2011):

- Fjerne stoffer som kan være skadelige for distribusjonssystemet eller sluttbruken (blant annet vann, svovelkomponenter, halogenerede komponenter, siloksaner, støv med mer)
- Oppgradering for å justere forbrenningstekniske egenskaper (brennverdi, Wobbeindeks etc.) til naturgassnivå. Dette blir vanligvis gjort ved å fjerne CO₂, og deretter tilsette propan eller annen gass med høy brennverdi.

2.2.2 Rensing

For å kunne benytte biogass som drivstoff må gassen renses. Behovet for rensing avhenger av bruksområde og mobilitet for maskinen som skal drives. Stasjonær drift gjelder for eksempel drift av CHP (combined heating and power) og har en motor som tilpasses å gå på råbiogass. Mobil drift omfatter bruk av transport og er tilpasset å gå på 95 % biogass (metangass) eller brenselcelle tilpasset enten metangass eller hydrogen.

For bioetanol og biodiesel finnes det en felles europeisk standard, det gjør det ikke for biogass. Det finnes en svensk standard (se Tabell 4), SS 155438: Motorbränslen – Biogas som bränsle till snabbgående ottomotorer (Nedland, 2011). Standarden er utformet slik at biogass teknisk sett kan brukes på fyllstasjoner og motorer som er designet for naturgass.

Tabell 4 - Krav i svensk standard til biometan som drivstoff

Egenskaper	Enhet	Krav Typ A ¹	Krav Typ B ²
Metan (voluminnhold ved 0°C, 101,325 kPa)	Vol- %	97±1	97±2
Wobbeindeks, nedre	MJ/m ³	44,7-46,4	43,9-47,3
Trykkvannsduggpunkt ved høyeste lagringstrykk t = laveste månedlige døgn-gjennomsnittstemperatur	°C	t-5	t-5
Vanninnhold, maks	mg/m ³	32	32
CO₂ + oksygen + nitrogen, maks	Vol- %	4	5
Maksimalt oksygeninnhold	Vol- %	1	1
Totalt svovelinhold, maks	mg/m ³	23	23
Totale nitrogenforbindelser (eksklusiv N₂) regnet som NH₂	mg/m ³	20	20
Partikeler, maksimal størrelse	µm	1	1

¹ Krav for motorer uten lambdaregulering. De fleste oppgraderer til type A, slik at begge motortyper kan bruke drivstoffet.

² Krav for motorer med lambdaregulering (automatisk styring av luftinnsug).

I rensesteget blir skadelige stoffer som H₂O, H₂S og partikler fjernet, i tillegg til siloksaner og halogenholdige stoffer om de er tilstedeværende (Persson, Jönsson, & Wellinger, 2006). Nedenfor følger en kort beskrivelse over de vanligste teknologiene for fjerning av de ulike stoffene.

2.2.2.1 Hydrogensulfid – H₂S

H₂S dannes når organisk materiale som inneholder svovel brytes ned ved anaerobe forhold. Stoffet er veldig korrosivt på de fleste metaller og reaktiviteten øker ved konsentrasjon og trykk, økende temperaturer og ved tilstedeværelse av vann. I tillegg kan hydrogensulfid forårsake luktproblemer fra oppgraderingsanlegget (Persson, 2003).

Hydrogensulfid kan fjernes i en katalytisk oksidasjon reaksjon med aktivt kull, som danner elementært svovel, S, og H₂O. Ved å impregnere karbon med kaliumjodid eller svovelsyre kan reaksjonsraten økes. Når det aktive kullet er mettet kan det resirkuleres eller byttes ut med ny karbon. Teknologien er vanligvis brukt når et PSA-system er brukt ved oppgradering (Persson, et al., 2006).

Et annet alternativ for å fjerne hydrogensulfid er kjemisk absorpsjon på et fast materiale som inneholder metalloksid. Vanlige metalloksider er jernhydroksid og oksid. Noe materiale kan bli resirkulert mens andre må erstattes når det er mettet (Persson, 2003).

Enkel og vanlig metode for å fjerne hydrogensulfid er å binde svovelet ved å tilsette jernklorid i råtnetanken. Dette kan redusere H₂S-nivået til 100-150 ppm (Persson, et al., 2006).

2.2.2.2 Vanndamp – H₂O

Råbiogass og gass fra søppeldyngge er vanligvis mettet med vanndamp. Konsentrasjonen øker ved stigende temperaturer, og ved temperatur på 35°C er vanninnholdet omtrent 5 %. Vannet danner korrosive syrer i reaksjoner med CO₂ og H₂S som kan skade utstyret dersom det ikke fjernes (Persson, 2003).

Den vanligste teknologien for å fjerne vann er adsorpsjon på overflaten av et dehydreringsmedium. Dehydreringsmediet kan være zeolitt, silisiumsmasse, aluminiumsoksid eller magnesiumoksid. Dehydreringsmediet er pakket i to beholder, og mens den ene er i bruk blir den andre regenerert (N. Johansson, 2008; Persson, 2003).

2.2.2.3 Andre bestanddeler

Siloksaner

Siloksaner er organisk silisiumoksid som av og til oppstår i gass fra søppeldyngge og biogass produsert av kloakk. Ved forbrenning omformes det til et uorganisk kiselholdig stoff som danner et hvitt pulver. Dette pulver forårsaker blokkering og erosjon på utstyr. Siloksaner kan fjernes fra gassen ved absorpsjon i en flytende blanding av hydrokarboner eller med aktivt kull (Persson, et al., 2006). Dette er relativt kostbart da karbonet ikke kan brukes om igjen. Alternativt er det mulig å redusere innholdet av siloksaner ved å kjøle gassen, men den må kjøles ned til lave temperaturer, rundt -70°C, for å oppnå høy rensgrad (krystallisering).

Halogenholdige stoffer

Halogenholdige stoffer er som regel kun i gass fra søppeldyngge. Ved forbrenning dannes det et korrosivt produkt, og under visse forhold dannes dioksin og furan. Halogenholdige stoffer kan fjernes ved adsorpsjon på impregnert aktivt kull (N. Johansson, 2008).

Støv og partikler

Forurensninger i form av støv må fjernes for å unngå slitasje på mekanisk utstyr i motorer etc. Støv kan fjernes i særskilte partikkelfilter med forskjellig maskestørrelse, men vil også kunne fjernes i andre rensetrinn med skrubbere, kondensasjon etc. (Nedland & Ohr, 2010).

2.2.3 Konvensjonelle oppgraderingsteknologier

Det er mange forskjellige teknologier for å separere CO₂ fra CH₄, og de vanligste er; absorpsjon, adsorpsjon og membranseparasjon. De følgende delkapitlene beskriver de ulike teknologiene.

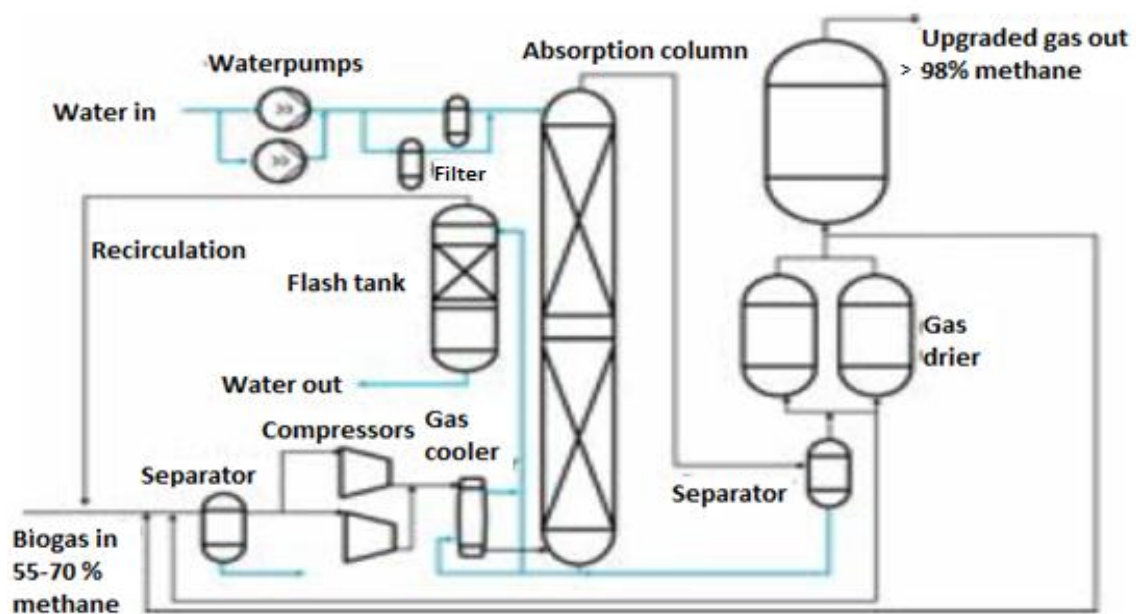
2.2.3.1 Absorpsjon

Absorpsjon utnytter forskjellen i bindingene til forskjellige molekyler for å separere CO₂ og H₂S fra CH₄. CO₂ og H₂S er mer polare og derfor mer løselig i en polar absorpsjonsvæske i forhold til ikke-polare CH₄. Eksempler på absorpsjonsvæske er vann og organisk løsemiddel.

Vannskrubber

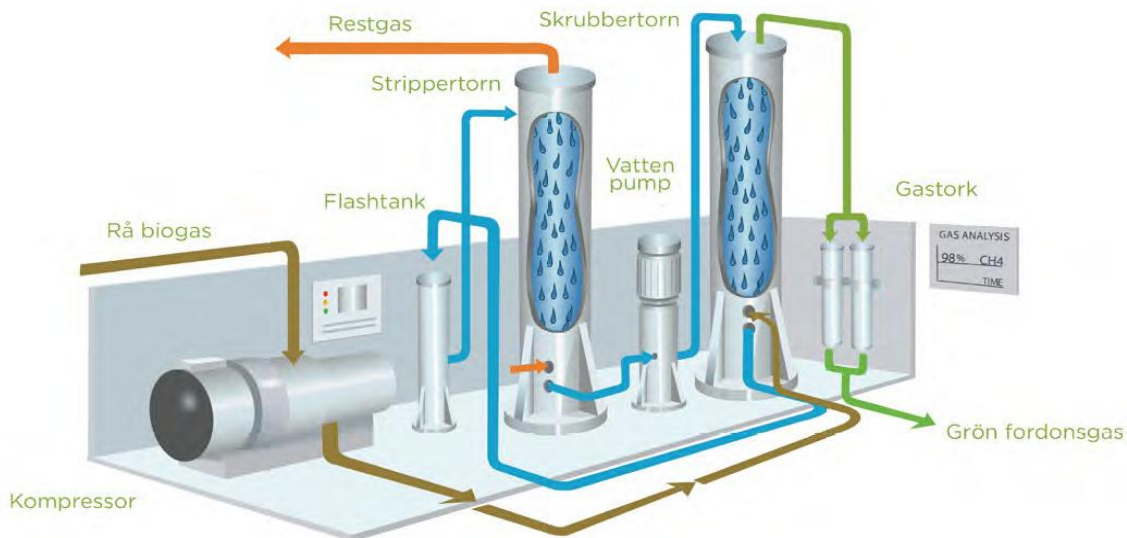
Den vanligste oppgraderingsteknologien i Sverige er vannskrubbing (water scrubber), hvor vann er absorpsjonsvæske. Gassen blir komprimert og matet inn i en kolonne hvor den møter en motstrøm av vann. Kolonnen er fylt med pakningsmateriale for å skape en større overflate mellom gassen og væsken. Både CO₂ og H₂S er mer løselig enn CH₄, og kan derfor separeres fra gasstrømmen. Men H₂S akkumulerer i vannet og kan skape korrosjon og blokkering i røret. Det kan også forårsake luktproblemer om det blir sluppet ut til atmosfæren. Det er derfor anbefalt å fjerne hydrogensulfid før det ankommer adsorpsjonskolonnen. Oppgradert gass som forlater kolonnen har et metaninnhold på 97 % og er mettet med vann (Persson, et al., 2006).

Vannet som forlater kolonnen inneholder mye CO₂, i tillegg til små mengder av oppløst CH₄. Ved å føre vannet gjennom en avgassingstank, hvor trykket er redusert, resulterer det i at CH₄ fjernes fra vannet. Det som blir sluppet ut på grunn av avgassing blir ført tilbake til gassinjeksjonen som minsker metantapet i prosessen (Persson, et al., 2006).



Figur 4 - Absorpsjon med gjennomstrømmende vann (M. Hagen et al., 2001)

Prosesen kan bruke nytt vann kontinuerlig (Figur 4) eller resirkulere vannet (Figur 5). Førstnevnte er vanlig ved steder som har mye vannforsyning, for eksempel ved kloakkbehandlingsanlegg (Persson, et al., 2006). Dersom vannet resirkuleres, blir det behandlet i en strippekolonne for å fjerne karbondioksid og andre forurensende stoffer.

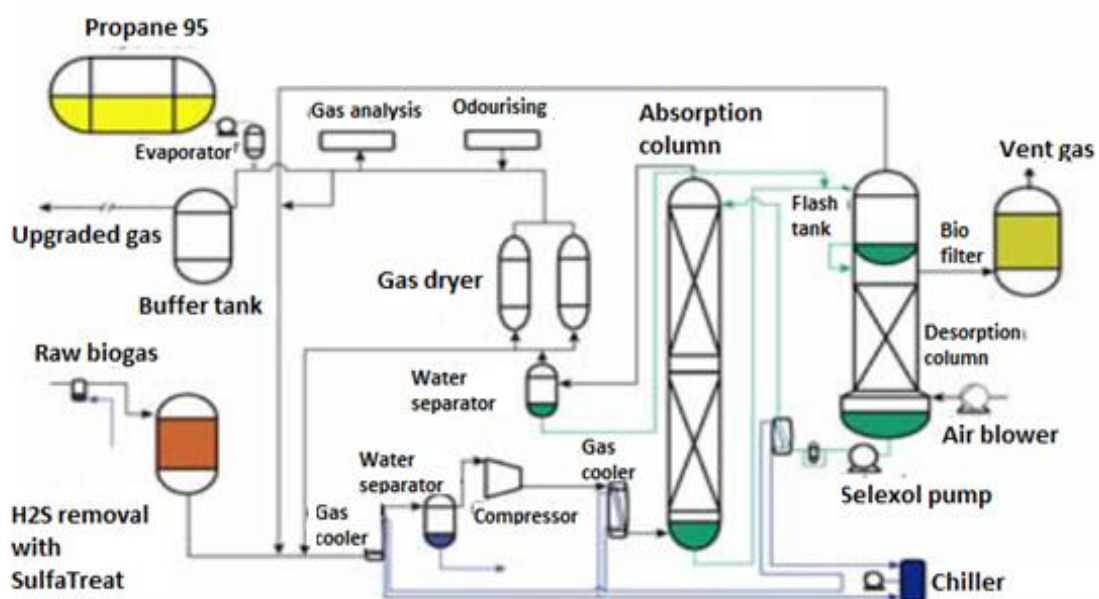


Figur 5 - Prosesskjema over vannskrubber med vann som resirkuleres, utviklet av Flotech (Flotech, 2006)

Organisk løsemiddel

En annen form for absorpsjon er å bruke organisk løsemiddel som absorpsjonsvæske. Organisk løsemiddel kan være polyetylenglykol eller alkanolaminer, hvor Selexol® og Genesorb® er eksempler på førstnevnte og LP Coab® er eksempel på sistnevnte (Persson, et al., 2006).

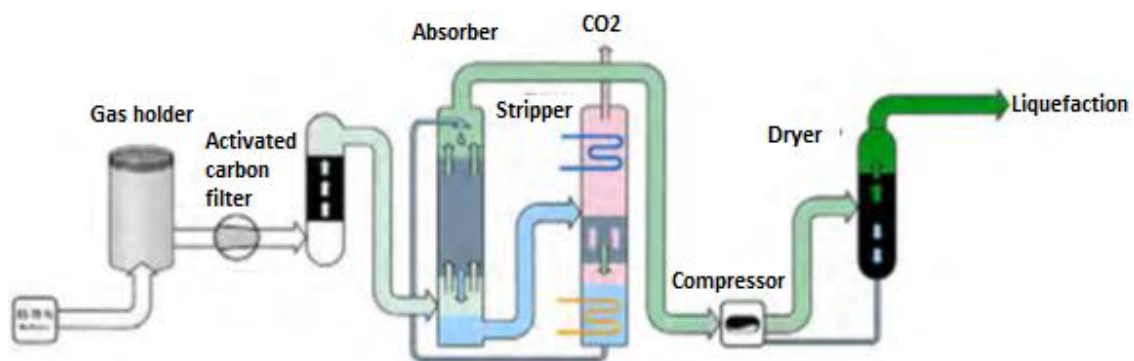
Selexol® har lavt frysepunkt og er ikke korrosivt. Løseligheten for karbondioksid, hydrogen sulfid og ammoniakk er høyere i Selexol enn i vann (Persson, 2003). Metan er også, til et visst punkt, løselig i Selexol. Selexol kan absorbere tre ganger så mye karbondioksid som vann. Dette medfører at et Selexolanlegg kan gjøres mindre i forhold til absorpsjonsanlegg med vann. Ulempen med høyere løselighet er at Selexol er vanskeligere å regenerere fra karbondioksid enn vann.



Figur 6 - Utskilling av karbondioksid ved absorpsjon med Selexol® (M. Hagen, et al., 2001)

Figur 6 viser et prosesskjema for et Selexolanlegg. Først skilles hydrogensulfid fra råbiogassen, deretter kjøles gassen og vannet som kondenserer skiller ut. Rågassen komprimeres og kjøles før den føres inn i bunnen av absorpsjonskolonnen. Selexol tilføres i toppen av kolonnen for å skape motstrøm. Kolonnen er full av fyll-legemer for å skape en stor overflate mellom væske og gass. Gassen som forlater kolonnen er metanrik. Gassen tørkes før den tilsettes lukt og føres ut på gassnettet eller komprimeres til drivstoff (M. Hagen, et al., 2001).

En skisse av LP Coaab-prosessen kan sees i Figur 7. Mettet Coaab, som er navnet på prosessen og absorpsjonsvæsken, blir regenerert i en CO₂-stripper hvor oppvarming av absorpsjonsvæsken resulterer i at karbondioksid forsvinner. Prosessen er en fullstendig reversibel kjemisk prosess (N. Johansson, 2008).



Figur 7 - Prosesskjema av LP Coaab. (Hentet fra Nina Johansson (2008) sin masteroppgave)

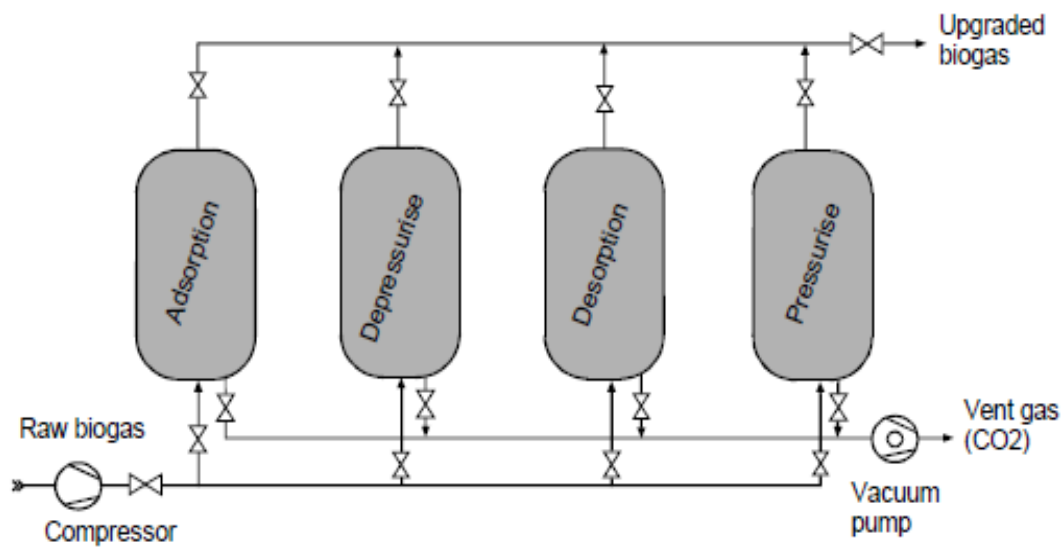
2.2.3.2 Adsorpsjon

I en adsorpsjonsprosess blir CO₂ adsorbent på et materiale, for eksempel aktivt kull eller en molekylsil. Molekylene blir fanget i porene til adsorberende stoffer og separasjonen skjer på grunn av forskjellige masketørrelser ved de forskjellige molekylene. Den vanligste adsorpsjonsprosessen er Pressure Swing Adsorption (PSA), hvor adsorpsjonen foregår ved økende trykk.

Pressure Swing Adsorption – PSA

Som nevnt tidligere foregår PSA ved økende trykk og separasjonen er mulig på grunn av forskjellig masketørrelser av CH₄ og CO₂. Systemet består av flere kolonner i serier for kontinuerlig drift (se Figur 8). Når adsorpsjonsmaterialet er mettet i en av kolonnene, blir gasstrømmen ført til neste kolonne mens det reduserte trykket regenererer den mettede kolonnen. Det reduserte trykket fører til at de adsorberte molekylene forsvinner. Trykket blir først redusert til atmosfærisk trykk og deretter til svakt vakuüm. Det som blir sluppet ut fra det første trinnet inneholder betydelige mengder med metan og blir derfor sendt tilbake til gassinnløpet for å holde metantapene ved et minimum. Ved det andre trinnet inneholder det som blir sluppet ut for det meste karbondioksid og blir sluppet ut til atmosfæren (Persson, et al., 2006).

Før gassen kan føres inn i adsorpsjonskolonnen må gassen tørkes og hydrogensulfid må fjernes. H₂S fjernes ved å tilføre en ekstra kolonne med aktivt kull. Når adsorpsjonsmateriale er mettet blir det byttet ut.



Figur 8 - Adsorpsjon med PSA (M. Hagen, et al., 2001)

2.2.3.3 Membranseparasjon

Ved membranseparasjon føres karbondioksid, og eventuelt hydrogensulfid, gjennom en membran. Det finnes to forskjellige typer membran, både tørr- og våtmembran. Tørrmembran (gass/gass) skiller på gasmolekyler i ulik størrelse der rågassen blir satt under trykk. Ved våtmembran (væske/gass) diffunderer karbondioksid gjennom membranen inn i en væske, for eksempel aminløsning. Membranene er ikke 100 % selektive, som betyr at noe metan vil slippe gjennom. Dette avhenger av konsentrasjonen i rågassen, som fører til vanskeligheter med å oppnå høy renhet på biogassen uten å tape for mye metan.

2.2.4 Ressursbehov

2.2.4.1 Elektrisitet

I et PSA-anlegg forbrukes i hovedsak all elektrisk energi til lavtrykkskompressor og vakuumpumpe. Det største behovet av elektrisk energi ved et anlegg med vannskrubber, er i lavtrykkskompressoren, i tillegg til sirkulasjonspumpen for prosessvann. Resirkulerende vannskrubber forbruker en del elektrisitet ved å drive kjølemaskinen som kjøler prosessvannet, og for å drive viften til desorpsjonskolonnen, dette kreves ikke i et enkelt gjennomstrømmende system. Dette medfører at resirkulerende vannskrubber har et noe høyere energibehov enn et system med enkel gjennomgang av vann. Tabell 5 er en fullstendig oversikt over el-behov for ulike oppgraderingsteknikker.

Tabell 5 - El-behov for å oppgradere gass med ulike teknikker, data fra anlegg (Persson, 2003)

Teknikk	Energi (kWh/Nm ³ renset gass)	Metan- innhold (vol- %)	Dimensjonert kapasitet (Nm ³ /h)	Satt i drift (år)
PSA	0,6 (0,88)*	75-80	250	2002
	0,5 (0,8)	65	600	2000-2002
Vannskrubber, resirkulerende	0,3 (0,6)	68	75	1998
Vannskrubber, enkel	0,36	66-68	300	2002
	0,6 (0,1)	65	150	2000
	0,36	60	80	1999
Selexol	0,41	70	250	2000

*Siffer i parentes er inkludert høytrykkskomprimering.

2.2.4.2 Vann

Ved absorpsjon av karbondioksid i vannskrubber forbrukes store mengder vann. For de øvrige teknikkene PSA, absorpsjons med Selexol, eller kjemisorpsjon kreves det i prinsippet ingen tilgang til vann. Det trengs små mengder vann der det trengs kjølesystem for kompressor og gass. Videre kan det være utslipp av vann i form av kondensvann fra rågassen (Dahl, 2003). I Tabell 6 angis data fra anlegg om hvilke mengder vann som forbrukes ved enkel gjennomstrømmende vannskrubber gjengitt etter Margareta Persson (2003).

Tabell 6 - Forbruk av renset avløpsvann ved ulike vannskrubberanlegg, enkel (Persson, 2003)

Dimensjonert kapasitet (Nm ³ /h)	Arbeidstrykk (bar)	Vann (m ³ /h)
300	10 – 13	30
150	8 – 12	30 – 35
80	7,5	11 – 14

2.2.5 Komprimering av biogass

For å komprimere 800 000 Nm³ biogass, tilsvarer omtrent 8 GWh med et energiinnhold på 9,7 kWh/Nm³, til 200 bar (CBG) kreves om lag 70 – 80 000 kWh. Ren kraftpris blir da 35 000 – 40 000 kr¹. Bruker man den øverste delen av intervallet blir det 0,01 kWh elektrisitet/kWh biogass (omtrent 1 % av energien) til kostnad av 0,005 kr/kWh i rene energitgifter. Investering i selve kompressoren og tilhørende utstyr vil også innebære en årlig kapitalkostnad. Til sammen vil kostnadene forbundet med komprimering utgjøre omtrent 0,06 kr/kWh for et 20 GWh anlegg (Klima - og forurensningsdirektoratet, 2011).

2.2.6 Erfaringer med oppgradering – og komprimeringsteknikker

Svensk Gasteknisk Center (Dahl, 1999) har laget en rapport «Uppföljning av kvalitetsspesifikasjon för oppgraderar biogas som fordonsbränsle». De følgende delkapitlene er en oversikt over hvilke erfaringer fire anlegg i Uppsala, Stockholm, Göteborg og Trollhättan har hatt. Det var til sammen 8 anlegg som ble fulgt opp. En oversikt over alle 8 anleggene kan sees i Figur 9. I Tabell 7 er et

¹ <http://www.ssb.no/elkraftpris/>. Gjennomsnittlig pris på elektrisk kraft for tjenesteytende næringer var 36,5 øre/kWh, eksklusive avgifter og nettleie. Setter kraftprisen lik 50 øre/kWh, for å justere i henhold til avgifter og nettleie.

sammendrag over erfaringer med installasjon og drift for de fire anleggene som er gjengitt i følgende delkapitler.

2.2.6.1 Upsalla

Rågass til anlegget leveres fra et renseanlegg og Uppsala biogassanlegg, de to gassene blir ikke blandet. Gassen renses i et filter, hvoretter en to-steps stempelring-kompressor komprimerer gassen til 7,5 bar. Den komprimerte gassen trykkes inn i et absorpsjonstårn der den vaskes i motstrømsvann. Om gasskvaliteten ikke oppfyller kravene, kjøres gassen gjennom kompressoren for å vaskes ytterligere.

Vannet fra absorpsjonstårnet inneholder oppløst gass og pumpes til et faklings-tårn, hvor trykket senkes. Vannet pumpes tilbake til absorpsjonstårnet. Det er ikke installert vannkjølere, og en del vann følger med gasstrømmen og skilles ut i separasjonstårn og kondensavleder. Dette vannet kan ikke brukes om igjen. Forbruk av vann per år er 5000 m³/år (Dahl, 1999).

Svensk Gasteknisk Center (Dahl, 1999) rapporterer om et anlegg i Uppsala som har en komprimeringskapasitet på 200 Nm³/h til 230 bar. Den rensede gassen leden til et høytrykksanlegg hvor den komprimeres til 230 bar i fire steg. Tre høytrykkskompressorer er installert. To kan drives samtidig, mens den tredje er reserve. Kompressorene er gasskjølte mellomkjøler mellom hvert steg. Høytrykks-gassen tørkes med adsorpsjonstørker. Disse består av to kolonner med tørkemiddel, hvor den ene absorberer fukt fra gassen mens den andre regenereres.

Den tørkede høytrykks-gassen føres til et høytrykkslager. Tanking av drivstoff er fra høytrykkslageret. Ingen boosterfunksjon er hentet fra høytrykks-kompressorer og ingen booster er installert.

Driftserfaringer og tilgjengelighet på anlegget

Dahl (1999) rapporterer om en del problemer med anlegget. Stempelringen i kompressoren slites ut veldig fort. I følge leverandøren skal den byttes etter 1000 timer, mens det i virkeligheten har vært omtrent 200 timer mellom hvert bytte. I ekstreme tilfeller er den blitt byttet hver 20 time.

Gasstørking fungerer ikke optimalt. Det er gjort flere justeringer i drifts – /regenereringssyklusen for å oppnå bedre resultat. Det er ikke klargjort hva som forårsaker det dårlige resultatet, men ulike teorier er:

- For høy gasstemperatur
- For stor gasstrøm, ettersom tørkingen fungerer bedre med lavere inngangstrykk til kompressoren
- For liten gasstrøm, da det i visse perioder virket som at tørkingen fungerte med to kompressorer i drift, men ikke med en.

Det har også vært en del forekomster av gasslekkasje, det har derfor vært generell misnøye med leverandøren.

2.2.6.2 Stockholm

Rågass til anlegget leveres fra Bromma renseanlegg. Anlegget har en komprimeringskapasitet på 40 Nm³/h til 250 bar. Gassrensingen skjer i to parallelle linjer. Lavtrykkskomprimeringen for rensing av gassen og høytrykkskomprimering av den rensede gassen utføres i samme kompressor. Kompressorene er fire-steps stempelrings-kompressor og gassen tas ut etter andre steget ved 22 bar,

for så å trykkes inn i et adsorpsjonstårn der den vaskes med vann som går motstrøms. Dersom gassen ikke oppfyller kravene, vaskes den en gang til. Etter rensing går gassen inn i kompressorenes tredje steg for høytrykkskomprimering.

Den rensede og komprimerte gassen tørkes med adsorpsjonstørker. Disse består av to kolonner med tørkemiddel, der den ene absorberer fukt fra gassen mens den andre regenereres. Høytrykksgassen ledes så til et høytrykkslager. Tanking av drivstoff skjer fra høytrykkslageret. Ingen boosterkompressor finnes. Det er også en del vann som går til spille i denne prosessen, som innebærer et vannforbruk på omtrent 80 000 m³/år.

Driftserfaringer og tilgjengelighet på anlegget

Svensk Gasteknisk Center (Dahl, 1999) rapporterer om mange små og store problemer med anlegget. Hovedproblemet er vanskeligheten med å få garanti og service utført av leverandøren.

Systemet med integrert kompressor hvor drenering skjer mellom rensetrinnene, er ikke like god som den skal være. Kompressorsteget må balanseres med reversering av komprimert gass, noe som øker energiforbruket. Videre er risikoen for unormal slitasje.

2.2.6.3 Göteborg

Rågass til anlegget leveres fra Ryaverkets råtneskammer. Høytrykksanlegget har en komprimeringskapasitet på 8-10 Nm³/h til 200 bar. Gassen komprimeres med en-stegs stempelring-kompressor til omtrent 10 bar, hvoretter den tørkes med en tørketrommel. Den tørkede gassen føres til et PSA-anlegg for rensing, PSA-utrustningen består av 4 kolonner fylt med zeolitt. Prinsipielt fungerer den som at kolonne 1 er trykksatt, mens kolonne 2 står i ventemodus for adsorpsjon av karbondioksid. I kolonne 3 senkes trykket til atmosfærisk trykk for uttak av rensed metangass og i kolonne 4 senkes trykket ytterligere med en vakuumpumpe for å fjerne karbondioksid.

Etter rensning komprimeres den oppgraderte gassen i en-stegs, hydraulisk stempelring-kompressor til 200 bar. Før kompressoren er det et gassfilter med maskevidde 5-6 µ. Kompressoren har mantelkjøling. Den komprimerte gassen tørkes ytterligere med en molekyl-sil uten regenerering, for så å føres til et høytrykkslager.

Driftserfaringer og tilgjengelighet på anlegget

Anlegget fungerer tilfredsstillende, utenom et par barnesykdommer. Høytrykkskompressoren er enkel å utføre service på, i tillegg til å være billig og fleksibel. Anlegget krever veldig lite service og vedlikehold.

2.2.6.4 Trollhätten

Rågass til anlegget leveres fra renseverkets råtneskammet. Høytrykksanlegget har en komprimeringskapasitet på omtrent 100 Nm³/h til 200 bar. Gassen komprimeres med en to-stegs stempelring-kompressor til 6-7 bar. Den komprimerte gassen trykkes inn i et adsorpsjonstårn der den vaskes med vann som går motstrøm. Dersom gasskvaliteten etter adsorpsjon ikke oppfyller kravene, føres gassen inn i kompressoren igjen for å vaskes ytterligere.

Vannet fra adsorpsjonstårnet inneholder oppløste gasser og pumpes til fakling hvor trykket senkes. Etter fakling pumpes vannet tilbake til adsorpsjonstårnet. Det er ingen vannkjølere installert. En del vann følger med gasstrømmen og skilles ut i separasjonstårnet og kondensasjonsavlederne. Dette vannet føres ikke tilbake.

Den rensede gassen tørkes med adsorpsjonstørk. Denne består av to kolonner med tørkemiddel der den ene absorberer fukt fra gassen, mens den andre regenereres. Den tørkede gassen føres til et høytrykksanlegg hvor den komprimeres i fire steg. To høytrykkskompressorer er installert. Høytrykks-gassen føres til et lager for høytrykks-gass. Tanking av drivstoff skjer fra høytrykkslageret. Boosterfunksjon finnes.

Driftserfaringer og tilgjengelighet på anlegget

Anlegget fungerer i hovedsak tilfredsstillende. En reguleringsventil med dårlig kvalitet har forårsaket at vann har kommet inn i lavtrykkskompressoren. Ventilen er byttet ut med en ventil med bedre kvalitet. En del av trykksensoren fungerte ikke med det lave trykket på gassen i Trollhätten, omtrent 10 mbar.

I Figur 9 er et sammendrag over strukturen til de 8 ulike anleggene, fra rapporten til Dahl (1999).

Anläggning	Gasrening, typ	Högtryck	Rågas	Driftsatt	Leverantör
Uppsala	Vattenskrubber, recirkulering	Separat	Biogasanläggning/ Kommunal röt-kammare	1997-11	FEAB/Flotech
Stockholm	Vattenskrubber, enkel genomgång	Integrerad	Kommunal röt-kammare	1996-09	FEAB/Flotech
Linköping	Vattenskrubber, recirkulering	Separat	Biogasanläggning	1997-06	FEAB/Flotech
Kalmar	Vattenskrubber, recirkulering	Integrerad	Biogasanläggning/ Kommunal röt-kammare	1998-06	FEAB/Flotech
Eslöv	Vattenskrubber, enkel genomgång	Separat	Kommunal röt-kammare	1997-05	Egen regi +GPM Väst
Helsingborg	PSA	Separat	Biogasanläggning	1997-01	GPM Väst
Göteborg	PSA	Separat	Kommunal röt-kammare	1992/ 1994	GPM Väst
Trollhättan	Vattenskrubber, recirkulering	Separat	Kommunal röt-kammare	1996-06	FEAB/Flotech +Vattenfall

Figur 9 – Generelle data om de konstituerte anleggene (Dahl, 1999)

Tabell 7 viser et sammendrag over de ulike problemene anleggene i Uppsala, Stockholm, Göteborg og Trollhätten har hatt.

Tabell 7 – Erfaringer fra installasjon og drift (Dahl, 1999)

Anlegg	Analysesystem	Gassrensing	Høytrykksanlegg
Uppsala	Mange problemer med flere av instrumentene. Metanmåleren kan ikke være tilkoblet kontinuerlig	Mange problemer, inkludert direkte rørbrudd. Dam fra adsorpsjonstørke	Problem med stempelringer og ventiler i kompressor
Stockholm	Metanmåleren kan ikke være tilkoblet kontinuerlig.	Mange uspesifiserte problemer. Ikke bra med felleskompressor, gassrensing og høytrykk	Problem med magnetventiler og høytrykkslager
Göteborg	Fuktproblemer i metanmåler.	Fungerer bra.	Fungerer bra.
Trollhätten	Analysesystemet fungerer tilfredsstillende.	Dårlig reguleringsventil forårsaket vann i kompressor. Problem med trykksensorer ved lavt inngangstrykk.	Fungerer bra.

2.3 Flytende biogass

Produksjon av LBG gir et fornybart drivstoff som er tilgjengelige for tyngre kjøretøy. Drivstoffet kan lagres som LBG på kjøretøyet, som fører til økning av kjørelengde per tank. Kravet for å kunne gjøre dette er at kjøretøyet kjører ofte, hvis ikke vil den flytende biogassen fordampe og CH₄ vil bli sluppet ut i atmosfæren. Den flytende formen av biogass er kun hvordan den er lagret på kjøretøyet. Når den er i motoren er den i gassform.

Kryogen behandling refererer til utviklingen og utnyttelse av lave temperaturer. Denne teknologien kan brukes til å rense og oppgradere biogass. Teorien er basert på forskjellige kondenseringstemperaturer for de forskjellige sammensetningene i biogass. Tabell 8 viser kondenseringstemperatur, ved atmosfærisk trykk, for de forskjellige stoffene i biogass.

Tabell 8 – Kondenseringstemperatur, ved atmosfærisk trykk, for de forskjellige stoffene i biogass (Benjaminsson, 2006)

Sammensetning	Kondenseringstemperatur (°C)
CO₂	-78,5
CH₄	-161
N₂	-196

Teknologien kan bli brukt til å oppgradere biogassen ved å kjøle den ned til omtrent -80°C (atmosfærisk trykk), men vanligvis forbindes kryogen behandling med produksjon av flytende biogass, LBG. For å gjøre dette må gassen kjøles ned til -162°C. Et annet produkt som ofte er nevnt ved kryogen behandling er flytende CO₂, LCO₂, som blir brukt innen mange kommersielle bruksområder.

Et annet alternativ for å produsere LBG er å bruke konvensjonelle oppgraderingsteknologier, beskrevet i kapittel 2.2.3, tilknyttet et små-skala kondenseringsanlegg.

Kjøling av biogass til veldig lav temperatur kan være veldig energiintensivt, men i noen tilfeller vil produktet være mer verdifullt. Dersom biogassanlegget er plassert på landsbygda, langt fra kunden,

er det vesentlig mer plassbesparende å transportere biogass i flytende form. I dag blir trykksatt gass (200 bar) levert i gassbeholdere lagret på mobile CBG-lager, som fører til transportering av en stor del stål sammenlignet med gass.

2.3.1 Kryogen behandling

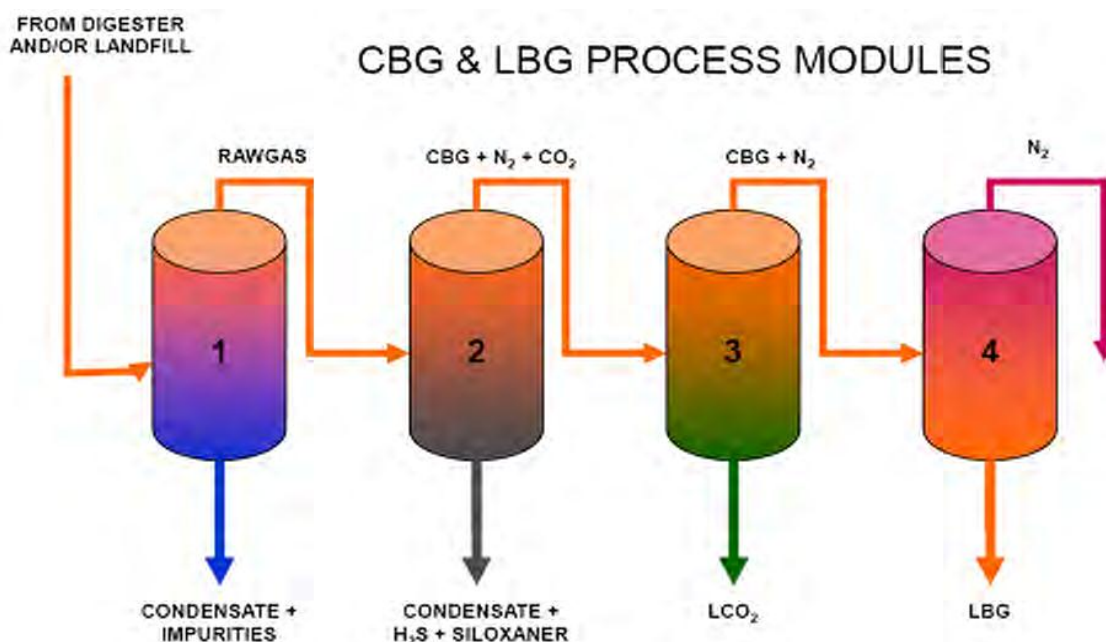
Kryogen behandling betyr at urenheter, i hovedsak CO_2 , er separert fra gasstrømmen gjennom kondensasjon. Nina Johanssons masteroppgave (N. Johansson, 2008) tar for seg 3 forskjellige leverandører av kryogen behandling.

- Scandinavian GtS
- Acrion Technologies/Terracastus Technologies
- Prometheus- Energy

Videre følger en kort presentasjon av disse bedriftene, i tillegg til en beskrivelse av hvordan teknologien virker. To av de tre teknologiene, utviklet av Scandinavian GtS og Prometheus-Energy, er kryogen behandling. Den tredje teknologien, utviklet av Acrion, er en kombinasjon av kryogen behandling og kommersiell behandling tilknyttet en kondenserer.

2.3.1.1 Scandinavian GtS

Scandinavian GtS (SGtS) ble grunnlagt i mai 2007 gjennom et partnerskap mellom Dutch company Gastreatment services (GtS)² og the Swedish company Scandinavian Biogas³, Scandinavian GtS jobber nå med utviklingen av produksjon av LBG fra biogass og gass fra søppeldyngge. Scandinavian GtS bruker et konsept med fire moduler i serie vist i Figur 10 (Scandinavian GtS, 2008).



Figur 10 - Scandinavian GtS bruker et konsept med fire moduler for å produsere LBG fra råbiogass (Scandinavian GtS, 2008)

² Et selskap som jobber med gassbehandling og gassprosessering og har utviklet en egen teknologi for dette

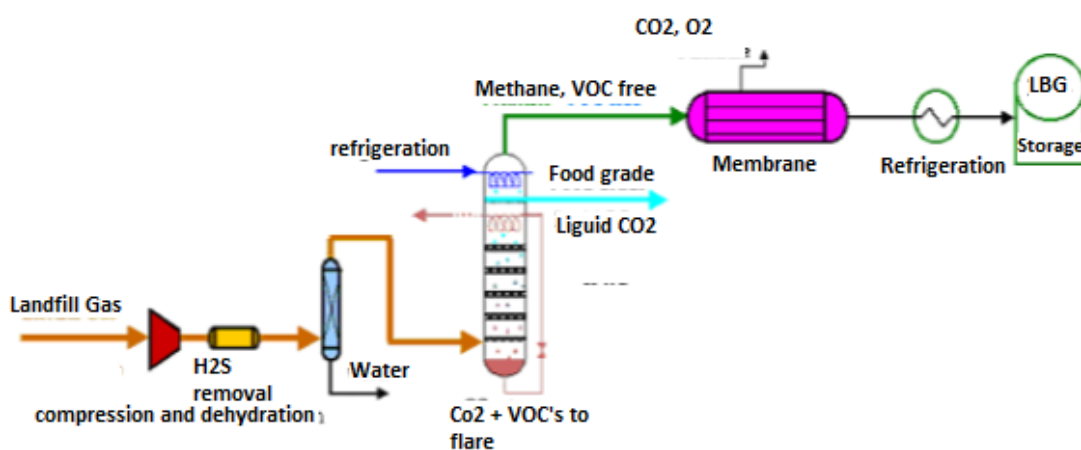
³ Jobber med biogassproduksjonsoptimering med patentert teknologi og end-to-end ekspertise av biogassprosessen

Gassen blir kjølt ned til +6 °C i den første modulen. Dette resulterer i at fukt kondenserer, det samme gjør de fleste forurensende stoffene. En del av de gjenværende forurensende stoffene oppløses i den kondenserte fukten og alt blir deretter avtappet. I modul 2 blir H₂S og siloksaner fjernet fra den rene gassen. Gassen blir deretter kjølt ned videre til omtrent -25 °C for å fryse den gjenværende vannet og for å kondensere siloksanene. H₂S og de gjenværende sporene av siloksaner blir deretter fjernet med SOXSIA[®]-filter. SOXSIA[®] er en katalysator som adsorberer siloksaner på samme tid som H₂S blir konvertert til elementær svovel, S, i en gjenvinnende kjemisk reaksjon med jernoksid, Fe₂O₃. I den tredje modulen blir CO₂ separert fra gasstrømmen ved å kjøle gassen til -78 °C som fryser CO₂ ut. Flytende CO₂, LCO₂, som forlater modul 3 blir sendt til en lagringstank og vil bli brukt som et kjølemedium i prosessen eller som et verdifullt bi-produkt. Gassen som forlater modul 3 er tørr og ren og kan, etter kompresjon, bli brukt som CBG, eller bli prosessert videre i modul 4 for å produsere LBG. Ved å kjøle gassen til omtrent -190 °C, vil CH₄ kondensere og separeres fra N₂, som har en lavere kondenseringstemperatur. Produktet som kommer ut er LBG med et metaninnhold på over 99 %.

2.3.1.2 Acrion Technologies/Terracastus Technologies

Acrion Technologies er et lite amerikansk firma som har separasjon og rensing av CO₂-rik gass (> 10 %) som hovedfokus, men også bruken av CO₂ som virksom væske for å oppnå separasjon og rensing. De har utviklet en teknologi for produksjon av salgbar LNG og LCO₂ fra søppelfylling gass, som heter CO₂ Wash[®] (DOE, 2001). AB Volvo innehar lisensen for produksjon av LNG ved bruk av Acrion's teknologi.

Teknologien til Acrion er en kombinasjon av kryogen og konvensjonell teknologi. De bruker en destillasjonskolonne (CO₂ Wash[®]) for å rens rågassen. Hvor det deretter følger to membraner og et kondenseringstrinn for å produsere LBG. Før gassen føres inn i CO₂ Wash[®] blir den komprimert, tørket og svovelen blir fjernet. H₂S blir fjernet med Sulfa Treat hvor den reagerer med jernoksid i en ikke-resirkulerbar prosess. Et skjema over prosessflyten kan sees i Figur 11.



Figur 11 - Prosessflyt-skjema over Acrion's prosess for produksjon av LBG fra rågass. Poleringssteget for CO₂ er ikke med i figuren (Acrion, 2008a).

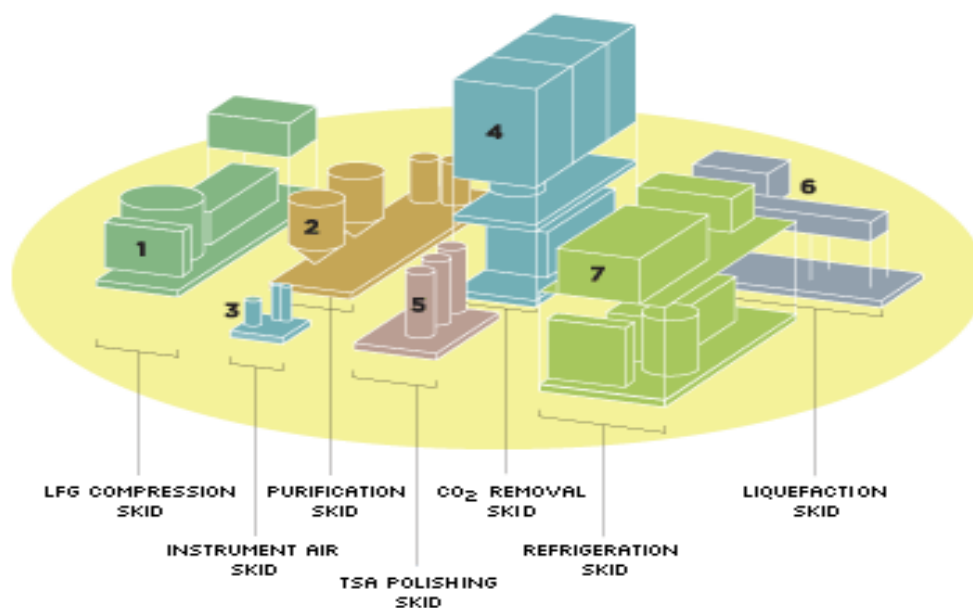
I CO₂ Wash[®] kondenserer en del av CO₂-innholdet i gasstrømmen, mesteparten av dette blir fjernet på toppen som LCO₂. Resten blir brukt som et absorpsjonsmedium i prosessen, som effektivt fjerner forurensende stoffer som siloksaner, halogenholdige stoffer og ikke-metanholdige organiske stoffer. Adsorbenten og de forurensende stoffene blir ekstrahert fra bunnen og deretter faket. Toppen av

den rene gasstrømmen inneholder CH_4 , CO_2 , O_2 og N_2 , med et CO_2 -innhold på omtrent 25 %, dette forlater kolonnen. CO_2 og gjenværende O_2 blir deretter separert fra gasstrømmen ved bruk av to MEDAL-membraner (Acron, 2008b). Stoffet som trenger igjennom den første membranen er rikt på CO_2 og blir brukt som brensel eller sendt til faking, det stoffet som trenger igjennom den andre membranen har høy CH_4 -konsentrasjon og blir sendt tilbake til den produserte gassen. Gassen som forlater membranene har et CO_2 -innhold på omtrent 1-2 %, og før gassen ankommer kjølemodulen fjernes siste delen av CO_2 med en molekyl-sil (ikke inkludert i Figur 11). Eventuell gjenværende N_2 separeres og fordampes i kjøleanlegget.

2.3.1.3 Prometheus-Energy

Prometheus-Energy er et amerikansk brenselsselskap som produserer, selger og distribuerer LNG. LNG er produsert fra en liten, oversett kilde av metan, som for eksempel søppeldyng, strandet gassbrønn, fra behandling av forurenset vann og kullgruver (Prometheus-Energy, 2008a). Ideen deres er å produsere LNG fra små-skala anlegg nær forbruker (Prometheus-Energy, 2008b).

Prometheus-Energy sin idé er å bruke kommersiell teknologi integrert i gassrensing og kondenseringssystemer, for å produsere LBG med et CH_4 -innhold på over 97 %. Ved å bruke enkelt utstyr minimerer de kostnadene og produksjonstid, i tillegg til at ved å integrere de forskjellige teknologiene gjør de det mulig å øke samlet effektivitet. Nina Johansson (2008) var i kontakt med firmaet og rapporterte at de ikke ville avsløre detaljer angående teknologien. Men man kan se fra Figur 12 hvordan systemet er bygget opp, og en forenklet beskrivelse av teknologien de benytter seg av kan utledes fra denne figuren.



Figur 12 - Oversikt over Prometheus-Energy sin modelltilnærming (Prometheus-Energy, 2008c)

I pre-rensmodulen (modul 1 og 2) blir gassen komprimert, og vann, svovelstoffene og små konsentrasjoner av ikke-metan organiske stoffer, inkludert siloksaner, fjernes. I den følgende masse-rensmodulen (modul 4) blir CO_2 fjernet fra gasstrømmen ved å bruke en patentbeskyttet kryogen kjøleteknikk, som fryser ut CO_2 og på samme tid pre-kjøler metan og eventuell N_2 . Separert CO_2 slippes ut i atmosfæren. Etter masse-rensmodulen blir den tørre og rene gassen ført til

kondenserings – og etter-rensemodule (modul 5 og 6). CH_4 kondenserer, og deretter blir konsentrasjonen av CH_4 forsterket gjennom dynamisk faglefordamping av N_2 . Kjølemodulen (modul 7) forsyner prosessen med kjøling gjennom en lukket Brayton N_2 syklus. For å øke den termodynamiske effektiviteten til hele prosessen, kjølesyklusen er designet for å maksimere pre-kjølingen av gassen fra søppeldynga (Prometheus-Energy, 2008c).

2.3.2 Små-skala kondensering

Den andre måten å produsere LBG på er å oppgradere rågassen med tradisjonelle teknologier, som er beskrevet i kapittel 2.2.3, for så kondensere CH_4 ved å bruke en små-skala kondenseringsteknologi. For å forhindre tørrisdannelse og korrosjon i nedstrøms kondenserings-steget, må komponentene i den oppgraderte biogassen oppfylle konsentrasjonskravene i Tabell 9 (Pettersson, Losciale, & Liljemark, 2007).

Tabell 9- Maksimal komponentkonsentrasjon for å kunne produsere flytende biogass (Pettersson, et al., 2007).

Komponent	Konsentrasjonskrav
CO_2	< 25 ppmv
H_2S	< 4 ppmv
H_2O	< 1 ppmv

Dersom oppgraderingsprosessen ikke oppfyller konsentrasjonskravene trengs det et ekstra poleringssteg før kondensering.

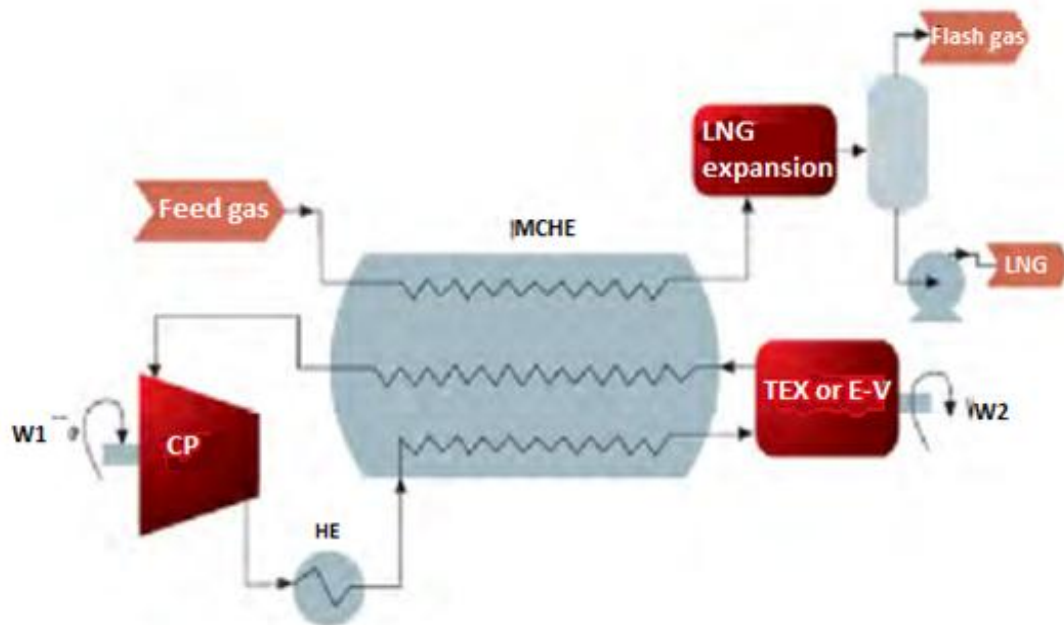
Det finnes flere kondenseringsteknikker, men her vil kun de som er brukt som biogasskondensering bli presentert. Disse kondenseringsmåtene er enten lukket-løypesyklus eller åpen-løypesyklus. I lukket-løypesyklus er eksternt kjølemedium er brukt, mens ved åpen-løypesyklus kjølemediet er en del av gasstrømmen (Pettersson, et al., 2007). Kondenseringsteknikkene som er presentert er velkjente teknikker og har vært i bruk i flere år i den tekniske gassindustrien, for eksempel ved kondensering av naturgass, men i mye større skala.

2.3.2.1 Lukket løypesyklus

I en lukket løypesyklus er kjølemediet og gasstrømmen separert. Kjølingen kan gjøres ved bruk av en eller flere kjølesykluser, en skisse av et lukket løypesystem er vist i Figur 13. Kjølemediet blir komprimert i en kompressor (compressor, CP) og kjølt til romtemperatur i en varmeveksler (heat exchanger, HE) før den blir sendt til den kryogene varmeveksleren (cryogenic heat exchanger, MCHE) hvor mediet blir kjølt videre ned. Etter at kjølemediet har kjørt en runde gjennom den kryogene varmeveksleren blir det kjølt ned ved ekspansjon i en ekspansjonsventil (expansion valve, E-V) eller i en turboekspander (turboexpander, TEX). I en turboekspander ekspanderer kjølemediet i en turbin som produserer energi som kan drive kompressoren. I og med at energi blir tatt ut, resulterer dette i et drastisk temperaturfall. Etter ekspansjon sendes kjølemediet til den kryogene varmeveksleren for andre gang, for å kjøle den innkommende biogasstrømmen. Syklusen er lukket når kjølemediet returnerer til kompressoren (Pettersson, et al., 2007).

Den innkommende biogassen (produsert gass) blir kjølt ned og delvis kondensert i den kryogene varmeveksleren. Den gjenværende gassen blir kondensert gjennom ekspansjon. Eventuell gjenværende gass som er oppløst i den flytende delen er separert i den følgende avgassingstanken

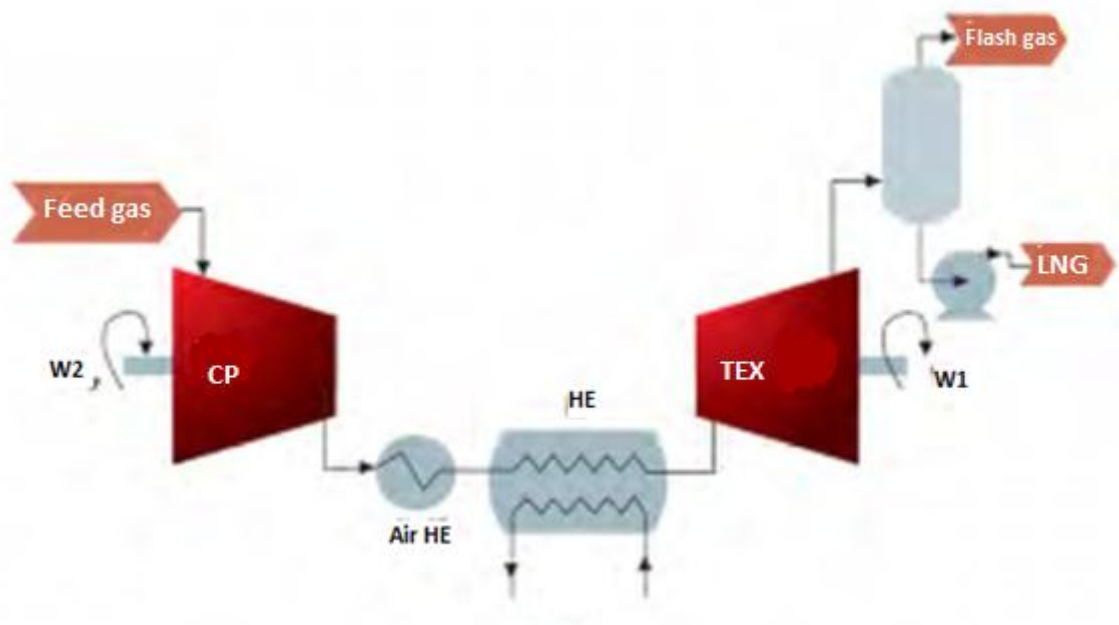
(Pettersson, et al., 2007). Eksempler på lukket-løypesyklus er Nitrogen-/Brayton-syklus og Mixed-refrigerant-syklus.



Figur 13 - Skisse av en lukket løypesyklus (Pettersson, et al., 2007)

2.3.2.2 Åpen løypesyklus

I en åpen løype-syklus er kjølemediet en del av gasstrømmen. En generell skisse av systemet kan sees i Figur 14. Biogassen (produsert gass) blir komprimert (CP) og deretter kjølt til romtemperatur i varmeveksleren (HE). LBG blir deretter produsert i turboekspanderen, hvor det på samme tid blir ekstrahert energi. Til slutt blir gjenværende N_2 separert fra flytende metan i avgassingstanken (Pettersson, et al., 2007).



Figur 14 - Skisse av en åpen løypesyklus (Pettersson, et al., 2007)

2.3.3 Produksjon av LBG

Nina Johanssons (2008) masteroppgave, «Production of Liquid Biogas, LBG, with Cryogenic and Conventional Upgrading Technology - Description of Systems and Evaluations of Energy Balances», beskriver ulike måter å produsere flytende biogass, både med kryogen og konvensjonell oppgraderingsteknologi. Det er også utført en analyse og energibalanse for de ulike teknologiene. Følgende kapittel er gjengitt etter hennes rapport. Det er kun valgt å fokusere på konvensjonell teknologi tilknyttet små-skala kondenseringsanlegg, da kommersiell produksjon er forbeholdt stor-skala kondensering.

2.3.3.1 Konvensjonell teknologi tilknyttet små-skala kondenseringsanlegg

Konvensjonelle oppgraderingsteknologier er beskrevet i kapittel 2.2.3.

For å kunne kondensere rensset og oppgradert biogass, må ikke konsentrasjonen av CO₂, H₂S og fuktighet overstige henholdsvis 25, 4 og 1 ppmv (Pettersson, et al., 2007). Tabell 10 viser en oversikt over konsentrasjon av karbondioksid, hydrogen sulfid og fuktighet etter rensning og oppgradering, for utvalgte oppgraderingsteknologier som er gjennomgått i «LCMG - pilotprosjekt för LMG som fordonsbränsle i Sverige» (2007).

Tabell 10 - Konsentrasjon av CO₂, H₂S og fuktighet etter rensing og oppgradering

Teknologi	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppmv)	Duggpunkt (°C, 4 bar)
Vannskrubber	2	0,1-5	-80
Cooab	< 25* ppmv	< 0,5	-60
PSA	1-3	< 1	Ikke tilgjengelig

*Dersom oppgraderingsdelen har en ekstra absorpsjonskolonne

Alle tre teknologiene er gjennomgått i kapittel 2.2.3, og oppfyller kravene for konsentrasjonen av hydrogen sulfid, men ikke for karbondioksid. Aminprosessen kan oppnå et karbondioksid-innhold på 25 ppmv, men da må det legges til en ekstra kolonne til prosessen. Et annet alternativ kan være å redusere CO₂-konsentrasjonen fra 2 % til 25 ppmv, som kan gjøres for alle tre teknologiene, ved å tilføye en molekyl-sil til prosessen.

Små-skala kondenseringsanlegg

Små-skala kondenseringsanlegg som er gjennomgått i denne rapporten er lukket Nitrogen Brayton-syklus og en forenklet lukket Mixed-Refrigerant-syklus (MRC). Begge systemene har en virksom væske, mens den første bare består av N₂, består sistnevnte av en blanding av kjølemedier. Blandingen består av N₂, CH₄ og andre hydrokarboner og er designet for å passe kjølekurven for biogass for å øke virkningsgraden. Nitrogen Brayton-syklusen har lav virkningsgrad siden N₂ ikke passerer kjølekurven til biogass, men den er ikke like kompleks som MCR og bare et kjølemedium må håndteres. I og med at MCR er veldig kompleks, kan det bli vanskelig å skalere ned, men Hamworthy har lisensen på et små-skala system basert på blandede kjølemedier. Hamworthy har i tillegg et poleringssteg, PSA, i systemet for å fjerne siste rest av CO₂ (N. Johansson, 2008).

Den lukkede prosessen med blandede kjølemedier er utviklet ved et forskningsinstitutt hvor målet har vært å oppnå høy virkningsgrad og lave investeringskostnader ved å bruke denne teknologien (N. Johansson, 2008). Den lukkede nitrogen reverserte Brayton-syklusen, utviklet av Cryostar, har blitt utviklet for å re-kondensere avbrenningsgass på LNG-bærere og er derfor designet for å være stabil og enkel å operere. Systemet kan anvendes på fastland og presentert data er fra ekte simuleringer

fra et slikt anlegg (N. Johansson, 2008). Fullstendig oversikt over skalering og elektrisitetskrav for å kondensere oppgradert biogass er vist i Tabell 11.

Tabell 11 - Skalering og elektrisitetskrav for å kondensere oppgradert biogass med N₂ eller blandet kjølemedie-syklus

Selskap	Kjøleprosess	Skalering (Nm ³ ren gass/h)	El-forbruk (kWh/Nm ³ ren gass)
Cryostar	Lukket Nitrogen reversert Brayton-syklus	Fra 300	0,63*
Hamworthy	Lukket Mixed-Refrigerant-syklus	300 – 2900	0,43

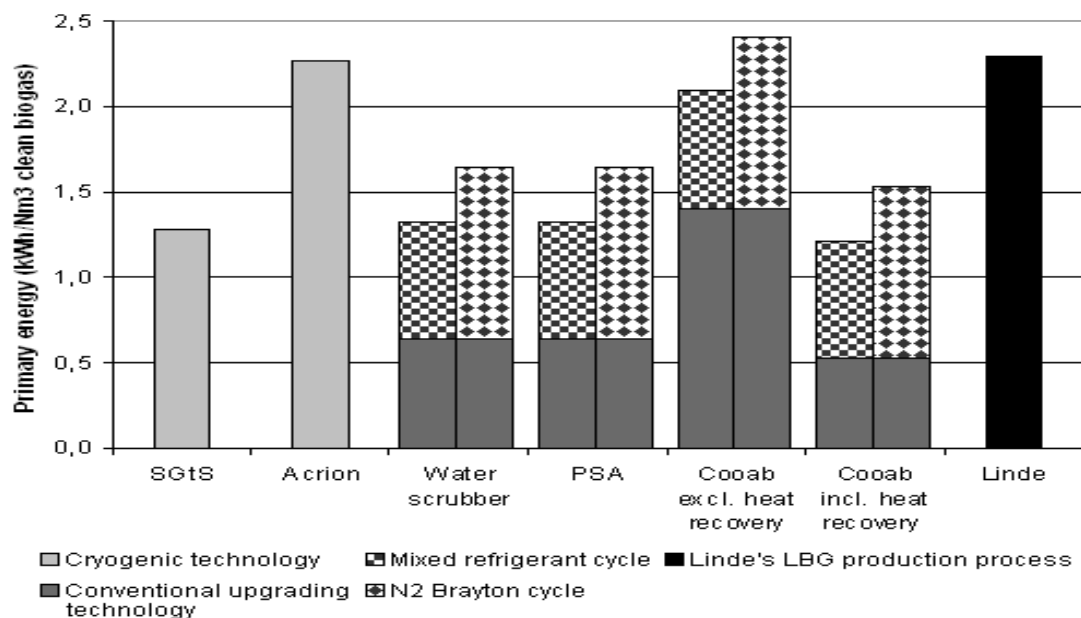
*Fra ekte simuleringer

2.3.3.2 Energibalanse

Å kjøle gass til veldig lave temperaturer er energiintensivt og det er derfor interessant å vite hvilken teknologi som er mest energieffektiv. Energibalansene har Nina Johansson (2008) uttrykt i kWh primærenergi/Nm³ ren biogass (100 % CH₄), selv om metankonsentrasjonen i produktet fra konvensjonell oppgraderingsteknologi er mellom 97-99 %. Dette er gjort for å kunne sammenligne de ulike teknologiene.

All originaldata for energiforbruk er konvertert til primærenergi og det er antatt at alle prosesser blir drevet med elektrisitet kjøpt fra nettet, som er konvertert ved å bruke primærenergifaktor for Nordic mix.

I Figur 15 vises primærenergiforbruk for de forskjellige teknologiene, hvor også data for kryogen metode er inkludert. Det er tilknyttet en N₂ – eller blandet kjølemediesyklus til vannskrubber, PSA og Coaab prosessene. Reduksjon av karbondioksid fra 3 % til 25 ppmv for sistnevnte er ikke inkludert.



Figur 15 - Primærenergi-forbruk av de ulike tekniske løsningene for produksjon av LBG, hvor vannskrubber, PSA og Coaab er tilknyttet blandede kjølemedier – eller N₂ – syklus

Som nevnt tidligere er energiforbruket høyere for en N₂-syklus sammenlignet med blandet kjølemedium-syklus. Ved å bruke en blandet kjølemedium-syklus er energiforbruket for vannskrubber og et PSA-system det samme som for en SGtS-prosess. Dersom spillvarme kan brukes i

en ekstern prosess, er Coab-prosessen sammenlignbar til disse tre. Både Acrion og Linde sin teknologi har relativt høyt energiforbruk, noe som er interessant i og med at data fra disse leverandørene kommer fra pilot – /kommersielt anlegg, og dataen kan derfor være mer realistisk.

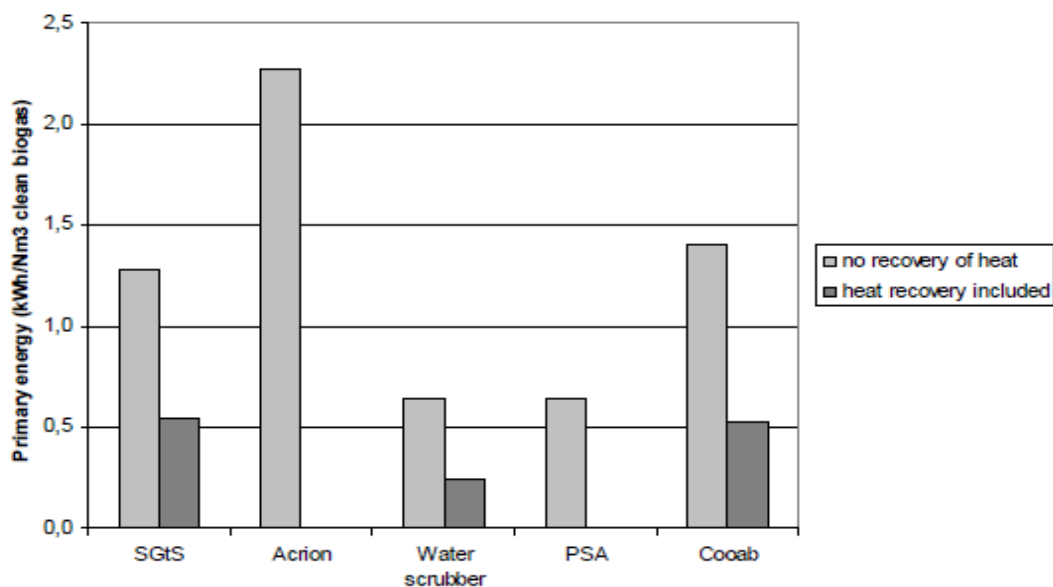
CH₄-tap

Påvirkningen av metantap på energiforbruk har blitt undersøkt ved å anvende en faktor på en enhet i tillegg til metantap for primærenergiforbruket for hver oppgraderingsteknologi (N. Johansson, 2008). Det er antatt at det er ingen CH₄-tap i kondenseringssteget, som er en realistisk antakelse dersom gassen ikke inneholder noe nitrogen. Resultatene viser at denne parameteren har en veldig liten innvirkning på energiforbruket. Likevel er tap av metan et tap i verdifull inntekt i tillegg til et utslipp av drivhusgass, det er derfor viktig å holde tapene ved et minimum.

Varmegjenvinning

En annen viktig faktor er bruken av spillvarme i eksterne bruksområder. I Coab-prosessen blir vesentlige mengder av varme brukt i regenereringssteget, og så mye som 80 % av dette kan brukes som lavverdi varme ved eksterne bruksområder. En av vannskrubberleverandørene og SGtS har utviklet et system for å bruke spillvarme fra prosessen. Disse systemene har klart å gjenvinne rundt 80 % av tilført varme som lavverdi varme (rundt 60°C).

Når spillvarmen konverteres til primærenergi er det antatt at varmen er brukt til å varme en utråtningskamb. Behovet for varme (inkludert hygienisering ved 70°C) for et slikt formål, med mesofil drift, er rundt 10 % av energiinnholdet i oppgradert biogass (Berglund & Börjesson, 2003) som samsvarer med 0,97 kWh/Nm³. Dette er dobbelt så mye som spillvarmen fra Coab-prosessen. Spillvarmen fra oppgraderingsprosessen er antatt å erstatte brensel av tre i kjelen med en primærenergi faktor på 1,16. Resultatene kan sees i Figur 16.

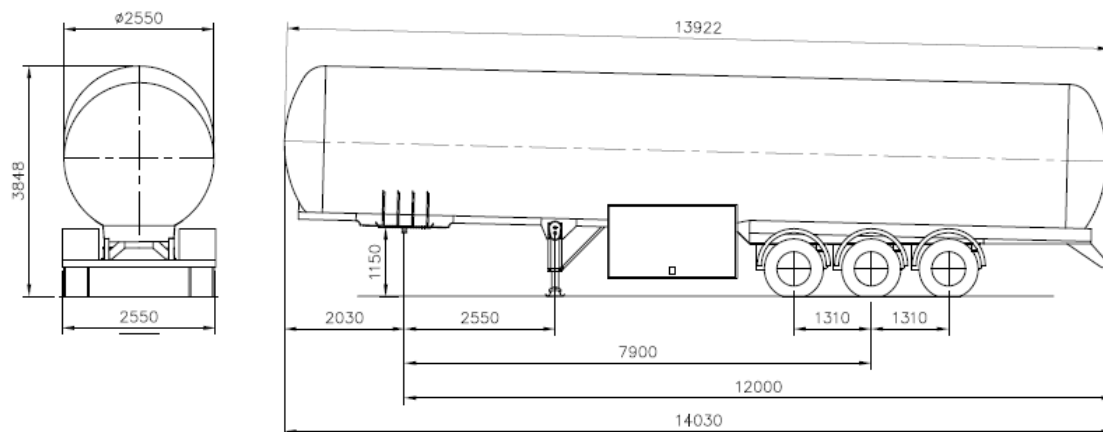


Figur 16 - Primærenergi forbruk med og uten varmegjenvinning. De to kolonnene til venstre (SGtS og Acrion) viser primærenergi forbruk for produksjon av LBG, mens resten viser primærenergi forbruk for oppgradering av rågass med konvensjonell teknologi

Bruken av spillvarme til eksterne formål har en vesentlig effekt på energibalansen. Tilført primærenergi reduseres med mer enn 50 %, og dette viser at bruk av spillvarme til eksterne formål er energieffektiv måte å spare energi.

2.3.4 Levering og transportering av LBG

Levering av LBG til avsidesliggende fyllestasjoner eller lager blir den transportert i vakuumisolerte trykkbeholdere. En produsent av disse semitrailerne er Cryo AB og dimensjonene for en standard utrustet semitrailer for Nordiske logistikkforhold, kan sees i Figur 17.



Figur 17 - Standard utrustet semitrailer for transportering av LNG/LBG (Cryo AB, 2008) som vist i masteroppgaven til Nina Johansson (N. Johansson, 2008).

Traileren er optimert for transport av LNG/LBG og har en tankkapasitet på 56 000 liter ($\sim 30\,000\text{ Nm}^3$ LBG). Den er vakuumisolert og varmelekkasje fra omgivelsene er på mindre enn 0,9 % av maksimal nyttelast per 24 timer. Maksimal nyttelast er 83,7 % påfyllingsrate ved 0 bar (g) (= 19 730 kg).

Varmekilden er omgivelsesluft og varmelekkasje fra omgivelsene øker trykket til den flytende biogassen. Maksimalt arbeidstrykkområde er 7,0 bar (g). Hvis trykket går utover dette, vil gass bli sluppet ut til atmosfæren gjennom en sikringsventil (Cryo AB, 2008).

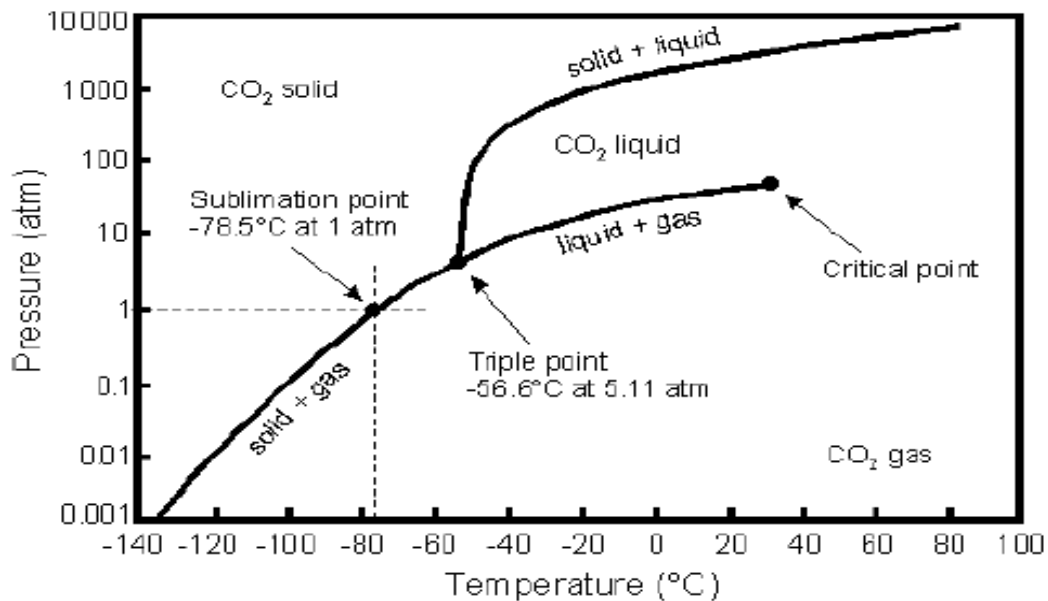
2.3.5 Flytende CO₂

CO₂ blir ofte referert til som en drivhusgass som forårsaker klimaendringer på jorden gjennom forbrenning av fossilt brensel, men CO₂ i flytende eller fast fase kan anvendes innenfor mange kommersielle bruksområder. Med noen av teknikkene for oppgradering, som beskrevet tidligere, kommer ren, flytende karbon dioksid, LCO₂, ut som et biprodukt.

Ved atmosfærisk trykk er CO₂ en usynlig, luktfri og smakløs gass som er tyngre enn luft.

Fasediagrammet i Figur 18 viser ved hvilken temperatur og trykk CO₂ er i fast-, flytende – eller gassform. Man kan se at CO₂ kan ikke være i flytende form dersom trykket er 5,1 atm ($\sim 5,2$ bar). Når CO₂ i flytende form blir varmet opp, ved atmosfærisk trykk, til $-78,5^\circ\text{C}$ går det direkte til gassfase i stedet for å smelte. På grunn av denne egenskapen er fastform vanligvis kjent som tørris.

Tørris blir brukt for kommersielle applikasjoner som et kjølemedium. Andre eksempler på bruksområder kan være som tilsetning av kullsyre i kullsyreholdig drikke, som gjødsel i drivhus eller behandling av forurenset vann.



Figur 18 - Trykk-temperatur fasediagram for CO₂ (Benjaminsson, 2006).

2.4 Markedsmuligheter for biogass

2.4.1 Lokal produksjon av strøm eller varme

Oppvarming fra biogass kan enten foregå ved bruk av varmen som produseres i et kogenereringsanlegg (gassmotor med el-generator), forbrenning av gass direkte i en fyrkjel for produksjon av varmt vann eller bruk av gass i brennere med infrarød strålevarme (Ohr, et al., 2002).

Produksjon av elektrisk strøm fra biogass i en gassmotor med generator har en relativ lav virkningsgrad (30-40 %) når varmen ikke gjenvinnes. Gass til motordrift bør innehold minimum 45 % metan. Det er som regel nokså høye drifts – og vedlikeholdskostnader på motorer for biogass, men disse kan reduseres noe ved å fjerne svovel fra gassen. Ved gjenvinning av varme kan total virkningsgrad bli omtrent 85 %, og dette anses som en interessant løsning for et utråningsanlegg som har et vesentlig varmebehov til prosessen. I og med at det er mer effektivt å overføre gass enn varmt vann, bør det alltid vurderes om gassen bør overføres nær mulige brukere av varme for bruk i kogenereringsanlegg eller i kjelanlegg hos varmekunden. Best utnyttelsesgrad får man i systemer der variasjoner i varmebehovet samsvarer med gassproduksjonen, slik at man får avsatt mest mulig varme over hele året. De fleste brukere har imidlertid en svært ujevn etterspørsel etter varme, med lite behov om sommeren.

Eksempler på varmebrukere som kan ha interessante forbruksmønstre er blant annet meierier, slakterier, veksthus samt landbasert fiskeoppdrett og foredling. Mange avfallsanlegg er for øvrig plassert relativt langt fra mulige brukere av varme. Dette gjør at mange vurderer gassmotor for strømproduksjon som eneste alternativ til og fikle av gassen.

Et anlegg som produserer strøm av biogass regnes som et energigjenvinningsanlegg, og vil etter søknad til toll – og avgiftsdirektoratet kunne bli fritatt for forbrukeravgift på elektrisk kraft (el-

avgiften på 11,39 øre⁴ per kWh per dags dato). Fritaket omfatter både kraft som forbrukes i produksjonsbedriften og kraft som videreselges direkte til en avgiftspliktig sluttbruker av strøm. Dersom anlegget skal levere strøm ut på kraftnettet må det imidlertid inngås en avtale med lokalt nettselskap om tilknytning.

Med dagens kraftpriser vil det kunne forsvares økonomisk å investere i en gassmotor dersom:

- Man inngår avtale med sluttbruker, slik at man får en inntekt tilsvarende el-avgiften (11,39 øre/kWh)
- Man utnytter varmen fra gassmotoren
- Man erstatter innkjøpt strøm på eget anlegg

Dersom det er avtakere av gass eller varme innen rimelig avstand, vil det ofte være mer lønnsomt å selge gass/varme direkte.

2.4.2 Biogass som drivstoff

2.4.2.1 Kjøretøy

Naturgass er godt egnet som motordrivstoff, og er mer miljøvennlig enn bensin og diesel. Behandlet biogass vil ha tilsvarende lave utslipp av partikler, svoveldioksid og NO_x som naturgass, men vil i motsetning til fossile drivstoff være CO₂-nøytral. I transport brukes gass i komprimerte former (CNG/LNG) til drivstoff i båter og biler/busser. Overgang til biogass kan redusere de lokale og regionale miljøvirkningene fra transportsektoren, særlig ved konvertering av tunge dieseldrevne kjøretøy.

2.4.2.2 Skip og ferjer

I skip vil ikke bruk av naturgass medføre de samme vekt – og volumproblemene som i veitransport. Sjøgående fartøy kan derfor være godt egnet til naturgassdrift gitt at øvrige forutsetninger for å bruke gass er til stede. For en del turegående skip vil det heller ikke være en nødvendig forutsetning at et distribusjonsnett er til stede, men at naturgass er tilgjengelig til konkurransedyktig pris på enkelte steder langs kysten. NO_x-utslippene fra kysttrafikken (om lag 12 000 fartøyer) utgjør nærmere 40 % av de norske NO_x-utslippene. En overgang til biogassdrift for deler av de sjøgående fartøyene kan dermed gi store miljøgevinster.

2.5 Substrat

2.5.1 Substrategenskaper

2.5.1.1 TS-innhold

Tørrstoff- innhold (TS) angir et materials innhold av gjenværende forbindelser da vanninnholdet fordampes ved 105°C. Materialer med høyt TS-innhold (>10-15 %) må som ofte tynnes ut for å fungere i mottaket, pumpene og røreverket. Fettrike substrat kan der i mot ha et veldig høyt TS-innhold, og fremdeles være mulig å pumpe. For eksempel fløte inneholder nærmere 60 % tørrstoff, men er mulig å pumpe. Det samme gjelder for glyserol som er 100 % tørrstoff og mulig å pumpe. Materiale med lavt TS-innhold (<10 %) kan brukes til å tynne ut kraftigere substrat og på den måte forberede de mekaniske egenskapene. (Carlsson & Uldal, 2009)

⁴ <http://www.energinorge.no/energi-og-klima/statsbudsjettet-for-2012-vedtatt-i-stortinget-article9013-437.html>

2.5.1.2 VS-innhold

Volatile solids (VS) er det engelske uttrykket for glødetap. Denne parameteren angir materialets innhold av forbrenningsbar substans ved 550°C og gjør at man kan beregne substratets organiske innhold. Generelt sett innebærer høyt VS-innhold høy transporteffektivitet (Carlsson & Uldal, 2009)..

2.5.1.3 COD

Chemical Oxygen Demand (COD) angir hvor mye oksygen som trengs for å bryte ned en gitt mengde organisk materiale. COD brukes til å beregne et substrats organiske innhold, og som for VS-innhold innebærer høy konsentrasjon av COD en høy transporterings effektivitet.

2.5.1.4 Næringssammensetning

Mikroorganismer trenger karbon, nitrogen og fosfor i tillegg til mikronæringsstoffer, vitaminer og sporstoffer for å vokse. I avfallsblandingen må derfor alle disse delene finnes i tilstrekkelig mengder for at mikroorganismenes behov skal dekkes.

2.5.1.5 Mekaniske problemer

Under utråtningsprosessen kan flere mekaniske problemer oppstå som for eksempel skumdannelse, gjæring og sedimentasjon. Lette materiale som halm eller fjær kan flyte opp til overflaten og danne et teppe i utråtningskammeret, mens tyngre partikler lager problemer ved å havne på bunnen av kammeret og unngår med det å bli skylt ut med resten.

2.5.1.6 Mikrobiologiske problemer

Mikrobiologiske problem hører ofte sammen med overbelastning, tekniske problemer eller en næringssammensetning som ikke er optimal. Høyt innhold av tungmetaller eller andre giftige stoffer (for eksempel fra oppvaskmiddel, legemiddelindustrien) kan også havne i den mikrobielle prosessen, det er derfor viktig at substratleverandøren kan redegjøre for materialets innhold. Visse stoffer, som for eksempel tungmetaller og klorforbindelser, har negativ innvirkning på mikroorganismene i utråtningskammeret ved veldig små konsentrasjoner.

2.5.1.7 Lukt

Visse typer avfall kan medføre problemer med lukt, spesielt ved mottaket av substratene. Vanligvis er det transporten av bioavfall inn til anlegget som avgir lukt, og bør derfor bli transportert med lukkede beholdere. Fiskeavfall og hønsegjødsel er eksempel på substrat som er forbundet med luktproblemer i sammenheng med anaerob behandling.

2.5.2 Substrattyper

2.5.2.1 Matavfall

I Norge kaster forbrukere årlig 278 000 tonn mat, som tilsvarer rundt 58 kilo per innbygger. Tallet er et estimat basert på analyser av avfall fra husholdninger. Til sammenligning er det beregnet at matindustrien årlig kaster 14 000 tonn mat og dagligvarehandel årlig kaster 43 000 tonn mat (Steinholt, 2010). Matavfall gir en høy biogassproduksjon og dermed en høy VS-reduksjon. Sortert matavfall inneholder en stor andel biologisk nedbrytbar organisk fraksjon, som medfører risiko for synkende pH i tillegg til akkumulering av fettsyrer (VFA) i råtneskammeret på grunn av den raske gjæringen som skjer ved nedbrytning av dette avfallet (Carlsson & Uldal, 2009).

2.5.2.2 *Prosessavfall fra næringsmiddelindustri*

Slakteri

Slakteriavfall egner seg ikke så bra som eneste substrat, da det har flere egenskaper som kan påvirke biogassprosessen negativt. Avfallets høye innhold av fett kan føre til akkumulering av fettsyrer fulgt av en synkende pH. Videre kan det høye proteininnholdet føre til høy konsentrasjon av ammoniakk i biogassprosessen, som hemmer metanogenene. Slakteriavfall kan imidlertid fungere som et verdifullt nitrogenstilskudd til en substratblanding med utilstrekkelig nærings sammensetning (Carlsson & Uldal, 2009).

Eggindustri

Eggeskallrester har et høyt TS-innhold, inneholder en del nitrogen som kan frigjøres relativt raskt, i tillegg til kalsium, magnesium og fosfor som frigjøres veldig sakte. Utråtningen av skallene er problematisk da skallene i stor grad går upåvirket gjennom prosessen og kan resultere i praktiske problemer som for eksempel mekanisk stopp på anlegget. Innenfor eggindustrien produseres også avfall i form av forkastede egg og eggemasse. Denne delen har et høyt proteininnhold og et TS-innhold på omtrent 15 %, hvorav 95 % er volatile solids og gir et stort gassutbytte.

Fiskeindustri

Fiskeindustrien produserer store mengder bi – og avfallsprodukter, som fiskeinnvoller, slam fra renseanlegg i tillegg til forurenset skyllevann. Slammet fra renseanlegget utgjør en viktig råvare for biogassproduksjonen. Fiskeinnvoller og forkastet fisk går som regel til dyremat og fremstilling av fiskemel. Fiskeavfall har et høyt nivå av nitrogen som ved utråtning kan resultere i hemming, på grunn av giftige nivåer, av ammoniakk i prosessen. Praktiske problemer med fiskeavfall er at TS-innholdet kan variere mye, i tillegg til luktproblemer, som krever at avfallet dekkes til om det skal lagres på forhånd.

2.5.2.3 *Gjødsel*

Gjødsel er et utmerket substrat for et utråtningskammer ettersom den er allsidig sammensatt og medfører dermed stabilitet i prosessen. Dyrene blir matet med fôrtilskudd som delvis er å finne igjen i gjødsla og gjør at gjødsla, før utråtningsprosessen, inneholder viktige mineraler og næringsstoffer. Gjødsel fra svin og fjærkre gir mer biogass enn gjødsel fra drøvtyggere i og med at gjødsla da er delvis brutt ned anaerobt i magesekken. Gjødsel kan også inneholde sand og grus som legger seg på bunnen, i tillegg til fiber i form av halm, høy og surfôrrester som kan gi opphav til en flytende skorpe. Gjødsel inneholder generelt en relativt lav andel fett, og noe høyere andel proteiner, med karbohydrater som hoveddel. Det organiske innholdet (VS) i gjødsel er omtrent 80 % (Carlsson & Uldal, 2009).

Flytgjødsel fra svin og storfe har et TS-innhold på omtrent 8 %, hvorav 80 % VS. Forskjellen mellom svinegjødsel og storfegjødsel er at svinegjødsel ikke er like fiberrik, men i stedet inneholder mye mineraler som gjør at den sedimenterer fort og forårsaker at det setter seg i bunn. Dessuten kan svinegjødsel være veldig nitrogenrik som kan medføre ammoniakkehemming ved noen former for utråtning.

Flytende storfegjødsel

I moderne melkeproduksjon forekommer gjødsla fra produksjonen som flytende, pumpbar gjødsel – bløtgjødsel. Også enkelte kjøttproduksjonsanlegg for storfe har bløtgjødsel. Mange nyere anlegg for

kjøttproduksjon på storfe går imidlertid i retning av tørr gjødselhåndtering. På melkeproduksjonsbruk er det nå mest vanlig med løsdrift for dyrene hvor all gjødsel, både fast og urin, samles i en kjeller under bygningen, eller i en overdekket buffertank ved anlegget, for videre pumping til lager. Denne gjødsla er derfor ikke påvirket av vær og vind og tørrstoffinnholdet er stabilt på den enkelte gård. Tørrstoffinnholdet vil likevel kunne svinge i området 5 – 9 % TS fra gård til gård, avhengig av driftsopplegg (12-kommune samarbeidet i Vestfold (12k), 2009). Ofte kan det være spor av fôrrester i gjødsla, men det gjør den enda bedre egnet som råvare til biogassproduksjon.

Flytende svinegjødsel

Fra svineproduksjonen er hovedmengden gjødsel flytende. Det har imidlertid blitt bygget ganske mange anlegg for purker på halmtalle, også for slaktegris finnes flere anlegg med halmtalle.

Tørrstoffinnholdet i svinegjødsel varierer mye fra gård til gård. Dette skyldes forskjeller i driftsopplegg og at svinegjødsel er vanskelig å røre opp til en homogen masse. Svinegjødsel har lett for å sedimentere tørrstoff på bunnen av lagertanken. Det kan være vanskelig å få en representativ prøve ved måling av tørrstoff - %. Når svinegjødsel blandes med storfegjødsel får man en mye enklere masse å håndtere med tanke på separasjon. Storfegjødsel har helt andre egenskaper og går heller i retning av å danne flytelag med veldig høyt tørrstoffinnhold. Forskjellene i driftsopplegg er hvor ofte dyrerommene vaskes. I smågrisproduksjonen blir mange rom vasket ned hver 3 – 7 uke, året gjennom. Det varierer fra gård til gård hvor mange vannlekkasjer det er fra drikkeutstyret til dyra. I svineproduksjon er det mange dyr og mange punkter for vanntildeling til dyra. Derfor vil bare en liten lekkasje på noen få punkt kunne gi betydelig mengder vann i gjødsla. Norsk Landbruksrådgivning Viken, har gjennom landbrukets biogassprosjekt, delt ut gratis tørrstoffmåleutstyr til en del bønder i fylket. Av de som brukte utstyrte og rapporterte tilbake, er det en variasjon fra 2 – 8 % tørrstoff i gjødsla.

Tørr storfegjødsel

Det var mer vanlig tidligere med tradisjonell talle-løsning, særlig i kjøttproduksjon på ammekyr. I nyere anlegg ser man løsninger beskrevet som tråkkhalle, hvor husdyrgjødsel og daglig tildelt snittet halm sakte arbeider seg ut i gjødselarealet på grunn av fall på gulvet der dyra oppholder seg. Disse anleggene kan ha en betydelig gjødselproduksjon hvor snittet halm er godt innblandet med fastgjødsel og urin fra dyra. Tørre gjødselfraksjoner har høyere energiinnhold per tonn transportert vare enn de flytende. Tørrstoffprosenten varierer noe, men vil typisk ligge i området 30 – 35 % (12-kommune samarbeidet i Vestfold (12k), 2009).

Tørr svinegjødsel

Tørrgjødsel fra svineproduksjonen vil ofte inneholde mye sagflis eller kutterspon i tillegg til mye halm. I svineproduksjonen er det imidlertid tradisjonell talle som er mest vanlig. I tallen starter en aerob nedbrytningsprosess. Temperaturen i tallen kan komme opp i 40-50°C. Dette starter en nedbrytning av det organiske materialet, hvor det er grunn til å anta at også det tungt nedbrytbare materialet får en god forbehandling med tanke på senere gassutbytte. Denne gjødselfraksjonen må doseres i små mengder inn i biogassreaktoren og må samrâtnes med andre substrater.

Alle tørre gjødselfraksjoner har utfordringer med tanke på god utnyttning av næringsstoff ved spredning. Å få denne gjødsla behandlet i et biogassanlegg og over i en flytende stabil biorest vil være ønskelig for mange bønder. Det er relativt høyt gasspotensiale per tonn vare i de tørre gjødselfraksjonene. Dette er positivt med tanke på transportkostnader. Tørre gjødselfraksjoner kan

inneholde sand og jord som vil sedimentere under biogassprosessen. Det er vanskelig å fjerne dette på forhånd.

Andre type gjødsel

Hestegjødsel er ganske tørr og tilføres normalt store mengder tørrfôr, som innebærer et lavt biogassutbytte per volumenhet.

Høsegjødsel har en fin struktur som relativt lett blir ødelagt. Den kan, slik som de andre gjødseltypene, gi opphav til problemer med sedimentasjon og flytende skorpe på grunn av et høyt innhold av eggeskall og mineraler i tillegg til at den inneholder fjær som kan blåses opp til overflaten av biogassboblene. Ettersom hønsfôr inneholder store mengder fosfor er fosforinnholdet i høsegjødsel høyere enn de øvrige næringsstoffene. Det inneholder høye nivåer av nitrogen, hvorav en stor andel i form av ammoniakk, hvilket medfører risikoen for ammoniakkhemming om dette substratet råtnes alene. Generelt har høsegjødsel et høyt tørrstoffinnhold som ligger på omtrent 20-25 % hvorav det organiske innholdet (VS) er på omtrent 75 % av TS.

2.5.3 Co-utråtning

Co-utråtning betyr utråtning av en homogen blanding av to eller flere substrater. Vanligvis består denne blandingen av en større andel base-substrat (for eksempel gjødsel) som blandes og råtnes sammen med mindre mengder av et eller flere substrater. Vanligvis utføres co-utråtning for våte utråtning-prosesser, med tørrsubstansinnhold på omtrent 8-15 %.

Ved å blande ulike substrater kan man effektivisere og stabilisere biogassprosessen, da muligheten for en optimal nærings sammensetning og struktur på materialet øker. Resultatet blir at utråtningsskammeret sin kapasitet kan utnyttes mer optimalt og mer gass kan produseres, samtidig som investeringskostnadene er lave.

Co-utråtning har flere økologiske, tekniske og økonomiske fordeler sammenliknet med enkeltvis utråtning av substrater. Man har mulighet til å oppnå en bedre sammensetning mellom næringsstoffene, mineralene og sporstoffene, ettersom substratet som komplimentere hverandre næringsmessig kan kombineres, slik at en allsidig sammensetning mellom ulike spor – og næringsstoffer kan oppnås. Den anaerobe utråtningprosessen er avhengig av substratets sammensetning, ettersom mikroorganismene trenger en allsidig kost for å ha det bra og prestere optimalt. Som betyr at en bra nærings sammensetning ofte gir et bra gassutbytte.

2.5.3.1 Karbon/nitrogen-forhold

Karbon/nitrogen-forholdet angir forholdet mellom karbon og nitrogen i det organiske materialet. Konsentrasjonen av karbon og nitrogen er vanligvis de begrensende faktorene ved anaerob utråtning og avgjør dermed effektiviteten av prosessen. Karbonet i det organiske materialet er energikilden for mikroorganismene, mens nitrogenet påvirker veksthastigheten til mikroorganismene. Dersom innholdet av nitrogen er begrenset, som er et høyt C/N-forhold, så vil populasjonen av mikroorganismer forbli liten og utråtningen avtar. Hvis det motsatte er tilfelle (lavt C/N-forhold) oppstår det en risiko for akkumulering av ammoniakken, som kan være giftig for mikroorganismene.

2.5.3.2 Ammoniakk

Under utråtningprosessen mineraliseres en del av det organiske nitrogenet til salpetersur ammoniakk (NH_4^+) og ammoniakk (NH_3) som er i likevekt med hverandre. Avhengig av pH og

temperatur forskyves likevekten mot den ene eller andre siden, desto høyere andel ammoniakk desto høyere temperatur og pH. Utråtning av proteinrike substrat gir et høyt innhold av salpetersur ammoniakk i utråtningskammeret og biogjødsel, som gir en høy gjødselverdi. En del substrater inneholder mye salpetersur ammoniakk, som for eksempel hønsegjødsel.

2.5.3.3 Mikronæringsstoffer

Det trengs et stort antall mikronæringsstoffer for at den anaerobe utråtningsprosessen skal fungere optimalt. Disse sporstoffene mangler i for eksempel plantemateriale, og bør derfor co-utråtnes sammen med andre komplimenterende substrat. Jern, kobolt og nikkel er eksempler på mikronæringsstoffer som mikroorganismene trenger.

2.5.3.4 Alkalitet

Alkalitet er et mål på bufferkapasiteten i prosessen, som er prosessens evne til å nøytralisere syre og dermed unngå synkende pH. For å kunne opprettholde en stabil pH, er det viktig at bufferkapasiteten for systemet er tilstrekkelig høy. Alkalitet genereres blant annet under nedbrytning av proteiner og aminosyrer, og er i hovedsak bikarbonater i likevekt med oppløst CO₂. Under den anaerobe utråtningen motvirker alkaliteten svingninger i pH og dermed risikoen for prosesskollaps. Synkende alkalitet kan være et tegn på at de metandannende mikroorganismene er hemmet, med akkumulering av Volatile Fatty Acids (VFA) som et resultat av at alkalitet forbrukes og systemets bufferkapasitet minsker. VFA-konsentrasjonen og alkalitet varierer mellom ulike anlegg, og det er umulig å finne et nøyaktig område som anleggene skal ligge innenfor. For en stabil prosess bør VFA/alkalitet $\leq 0,3$.

Gjødsel og slam er eksempler på substrater som bidrar til en økt alkalitet. Disse substratene gir likevel et relativt lavt biogassutbytte, men i og med at de bidrar med komplimenterende næring og alkalitet kan de være verdifulle å ta med i prosessen. En del lett nedbrytbare substrater som fett – og stivelsesrike substrater gir dårlig næringssammensetning og alkalitet.

2.6 Produktegenskaper og bruksmuligheter for biorest

2.6.1 Typer av biorest

Anaerob utråtning gir i tillegg til biogass et restprodukt bestående av uorganisk materiale, uomdannet organisk stoff og vann (Ohr, et al., 2002). Beskrivelse av ulike typer biorest følger nedenfor.

Flytende biorest

Dette er produktet fra en våt utråtningsprosess før avvanning. Tørrstoffinnholdet er ofte svært lavt (noen få prosent), men generelle tyske kvalitetskrav til flytende biorest beskriver minst 12 % tørrstoffinnhold, og skal også være pumpbar (Ohr, et al., 2002).

Fast kompostert biorest

Dette er produktet av en våt eller tørr utråtningsprosess i reaktor, der bioresten er avvannet til 30-40 % tørrstoff og deretter gjennomgått aerob kompostering av et visst omfang.

Kompostert biorest fra biocelle og kompost

Kompostert biorest fra biocelle er det faste produktet som graves ut av en biocelle og som har gjennomgått aerob kompostering av et visst omfang. Kompost betegner her kompostert organisk avfall som kun har gjennomgått en aerob nedbrytning.

2.6.2 Gjødseilverdi

Gjennom selve utråtningsprosessen vil i prinsippet tilnærmet all næring i det opprinnelige avfallet beholdes i produktet, enten i vannfasen eller i faststoffet. Den biologiske nedbrytningen av organisk stoff vil også medføre at en stor del av organisk bundet nitrogen omdannes til plantetilgjengelig ammonium.

Ammonium er lett vannløselig og vil, avhengig av fysiske og kjemiske forhold, kunne dampe av fra vannfasen som ammoniakk. Størst betydning for denne prosessen har temperatur og pH i løsningen (høyere temperatur og høyere pH gir høyere ammoniakktap).

Ved avanning av bioresten vil en del nitrogen tapes i form av ammoniakk i rejektivannet. Dette reduserer gjødseilverdien for bioresten. Det er også viktig å være klar over dette forholdet dersom man ønsker å resirkulere rejektivannet i prosessen (Ohr, et al., 2002), slik at man kan forhindre giftvirkninger av for høye ammoniumkonsentrasjoner i rånetanken.

Dersom man videre komposterer bioresten vil det kunne foregå et nitrogentap i form av ammoniakk. Omfanget avhenger av prosessbetingelser for kompostering, blant annet C/N-forholdet i massen som komposteres.

Nitrogengjødseilverdien av en flytende ubearbeidet biorest vil være høyere enn for kompost, mens en avvannet og etterkompostert biorest vil kunne ha noe lavere gjødseilverdi enn kompost.

2.6.3 Bruk av biorest

Et utråtningsprodukt vil ha egenskaper og gjødseilverdi avhengig av metode og omfang av etterbehandlingen, og bruksmulighetene må sees i sammenheng med dette.

Det forutsettes her at produktene i løpet av prosessen har gjennomgått hygienisering i tråd med forslag til ny EU-forordning for animalsk avfall.

Flytende biorest

En flytende biorest vil som hovedregel ha en relativt bra gjødseilverkning og kan håndteres med konvensjonelt utstyr for blautgjødseilver. På grunn av det høye vanninnholdet er det behov for et relativt stort volum av lagertank på anlegget. Lagertanken må også dimensjoneres for restriksjoner på spredetidspunkt (frossen og snødekt mark). De store volumene gir et stort transportbehov og logistikk situasjonen bør planlegges nøye (Ohr, et al., 2002).

En flytende biorest kan separeres for å produsere to gjødseilverfraksjoner: en fosforrik fastfraksjon og en nitrogen – og kaliumrik flytende fraksjon.

Alternativt vil vannfasen etter separering resirkuleres i prosessene, men med et overskudd som går til avløp. Fastfasen vil kunne etterkomposteres.

Fast kompostert biorest

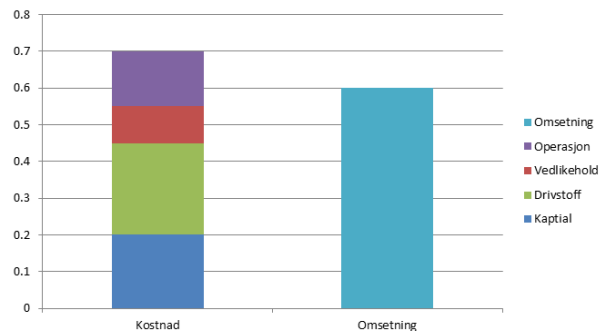
En kompostert biorest vil ha svært mange av de samme egenskapene som en kompost fra aerob behandling, men vil kunne ha en noe lavere gjødseilverdi.

2.7 Virkemidler, lover og regler

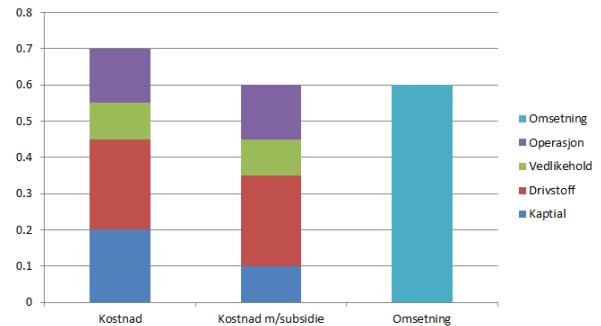
Et av hovedargumentene for bruken av fornybar energi er at bruken av fossil energi medfører uheldige virkninger på miljøet. Spesielt bekymringsfullt er utslippene av drivhusgass, som for eksempel karbondioksid, som slippes ut ved forbrenning av fossilt brensel (Morken, et al., 2005).

Det eksisterer forskjellige energipolitiske løsninger for å få i gang et anlegg som produserer fornybar energi. Her er en oversikt over noen virkemidler og hvordan de fungerer. I tillegg til en oversikt over behandling av animalske biprodukter og biorest.

2.7.1 Investeringsubsidie



Figur 19 - Investeringsanalyse uten subsidie



Figur 20 – Investeringsanalyse med subsidie

I figurene ovenfor vises tenkte eksempler på bioenergiinvestering med og uten investeringsubsidie. Figur 19 viser at prosjektet ikke er lønnsomt. Eksempel på bioenergiinvestering med en investeringsubsidie som tilsvarer 50 %. Figur 20 viser at prosjektet er lønnsomt.

I Norge er det statsforetaket Enova SF som har ansvaret for støtte til fornybar energi. Biogassprosjekter kan oppnå investeringsstøtte fra Enova, og anlegg i landbrukssektoren kan støttes av Innovasjon Norge.

2.7.2 «Feed-in» tariff

«Feed-in» tariff, eller innmatingstariff er en lovbestemt mekanisme utformet for å oppmuntre til å bytte til produksjon av fornybar energi. Produsentene får utbetalt et bestemt beløp per enhet energi som mates inn i eksempelvis kraftnettet.

2.7.3 Kvotehandel (Karbonmarked)

Kvoter er betegnelsen på fritt omsettelige tillatelser til utslipp av klimagasser. Én kvote tilsvarer utslipp av ett tonn karbondioksid. Norske myndigheter fastsetter den totale utslippsmengden av klimagasser som virksomheter i kvotesystemet har lov til å slippe ut i en viss periode. For perioden 2008-2012 er den samlede kvotemengden fastsatt til omtrent 75,2 millioner kvoter. Kvotene tildeles gratis og/eller de auksjoneres ut i markedet. Kvotehandling kan skje direkte mellom to parter, eller man kan kjøpe og selge kvoter via meglere, banker eller andre etablerte arbeidsplasser (Klima- og forurensningsdirektoratet, 2010). Kvotemarkedet stimulerer til klimatiltak som konvertering til fornybar energi dersom kostnaden knyttet til en slik omlegging kan forsvares sammenlignet med kostnaden for kvotekjøp.

For et eventuelt biogassanlegg vil i utgangspunktet energi fra anaerobe prosesser ikke medføre nettutslipp av CO₂, siden dette er prosesser på fornybare kilder. Dersom det skal være aktuelt med salg av kvoter fra biogassanlegg forutsetter man at energi fra fossilt brensel blir erstattet med

biogass. Norge har all elektrisk energi fra vannkraft, som ikke medfører CO₂-utslipp. I denne sammenhengen må det nevnes at utvikling av biogassanlegg fra husdyrgjødsel også vil kunne være et viktig bidrag til reduksjon av metanutslipp. Det er imidlertid per i dag ikke mulig å få godtgjørelse for denne effekten i norske anlegg.

2.7.4 Grønne sertifikater

Grønne sertifikater er et effektivt virkemiddel som fremmer utbygging av ren, fornybar energi. Produsenter av fornybar energi tildeles grønne sertifikater tilsvarende energimengden de produserer. Deretter forpliktes alle kraftleverandører til å kjøpe en viss mengde grønne sertifikater. Dette fører til ekstra etterspørsel av grønne sertifikater, slik at produsenter av fornybar energi kan hente en ekstra inntekt. I dette markedet er det konkurransen som sikrer at de fornybare energiprojektene med lavest kostander realiseres først (Bellona, 2012).

Bakgrunnen for loven om el-sertifikater er et politisk ønske om å øke andelen av elkraft produsert fra fornybare energikilder. Gjennom politiske vedtak settes det en ramme for hvor stor andel av kraften som må stamme fra produsenter av fornybar kraft. Aktører som selger kraft til forbrukere, pålegges å kjøpe denne andelen kraft gjennom sertifikater, der ett sertifikat tilsvarer 1000 kWh (1 MWh). Det opprettes altså et tvunget marked der sertifikatene må omsettes. Prisen på sertifikatene vil avhenge av andelen fornybar kraft og merkostnaden ved produksjon av fornybar kraft. I Sverige har man lengre erfaring med dette systemet og sertifikatprisen der har ligget på omtrent 20 øre/kWh. I praksis betyr det at produsenter av fornybar kraft får betalt for elektrisitet omsatt på kraftbørsen Nordpool, pluss påslaget på 20 øre/kWh. Det er foreslått en begrensning som innebærer at anlegg som har mottatt investeringsstøtte ikke kan bli el-sertifisert (Morken, et al., 2005).

2.7.5 Forskrift om animalske biprodukter

Forskriftene om animalske biprodukter (Fiskeri - og kystdepartementet & Landbruks - og matdepartementet, 2007) deler opp avfall med animalsk opprinnelse i tre kategorier:

Kategori 1

- Dyr og deler av dyr som er mistenkt/bekreftet å være angrepet av TSE
- Spesifisert risikomateriale (SRM)
- Matavfall fra transportmidler i internasjonal trafikk
- Blandinger fra kategori 1 og 2 og/eller 3

Kategori 2

- Husdyrgjødsel og innhold fra fordøyelseskanalen
- Produkter av animalsk opprinnelse som inneholder restmengder av veterinærpreparater og forurensende stoffer
- Animalske biprodukter som ikke består av material i kategori 1 eller 3

Kategori 3

- Slakteriavfall
- Tidligere næringsmidler av animalsk opprinnelse, unntatt kjøkken – og matavfall, som ikke lenger er beregnet på konsum.

- Rå melk, hud, skinn, grisebuster, fjær og mer fra dyr som ikke viser kliniske tegn til sykdommer som kan overføres til mennesker eller dyr via det aktuelle produktet.
- Kjøkken – og matavfall med unntak fra transportmidler i internasjonal trafikk

Mulige behandlingsmåter for respektive avfallskategorier er presenter i Tabell 12.

Tabell 12 - Mulige behandlingsmåter for respektive avfallskategorier

Kategori	Behandlingsmåte
1	Forbrenning
2	Forbrenning, biologisk behandling
3	Forbrenning, biologisk behandling

Behandlingskrav for materiale i kategori 3 som brukes som råstoff i et biogassanlegg som er utstyrt med pasteurisering-/hygieneenhet skal ha maksimal partikkel størrelse på 12 mm ved minst 70°C i en time.

2.7.6 Spredning av bioest

I følge norsk lov, (Landbruks - og matdepartementet, miljøverndepartementet, & omsorgsdepartementet, 2003) forskrift om gjødselvarer mv. av organisk opphav § 24 kan maksimalt 14 kg fosfor spres per 4 dekar (daa), som tilsvarer 35 kg fosfor per ha.

2.8 Miljø - og klimamessige konsekvenser

Biogassproduksjon kan gi et vesentlig bidrag til reduksjon av klimagasser i landbruket (Sørheim, et al., 2010). For å oppnå reduksjon, må man

- Oppnå en reduksjon av utslipp gjennom behandling
- Erstatte ikke-fornybar energi med fornybar biogass
- Redusere bruken av mineralgjødsel (kunstgjødsel) i landbruket.

I forbindelse med husdyrhold er det to kilder til produksjon av metan. Den ene kilden er fordøyelsessystemet til dyrene, den andre kilden er danning av metan ved lagring av gjødsel under anaerobe forhold (Morken, et al., 2005).

Ved fordøyelse i tarmsystemet til dyrene brytes karbohydrater ned ved hjelp av mikroorganismer. Disse enklere molekylene (for eksempel metan) blir absorbert i blodet og transportert til lungene der de blir frigitt igjen. Både drøvtyggere (storfe og sau) og noen ènmagede dyr (gris) produserer metan. Denne typen utslipp vil ikke en anaerob behandling av gjødsel påvirke. Den andre kilden er, som nevnt tidligere, lagring av unedbrutt organisk avfall. Mengden som avgis avhenger av mengden gjødsel, samt lagringsperioden for gjødsel. Dersom gjødsel komposteres produseres det ikke metangass. Bløtgjødsel blir nedbrutt anaerobisk, og produserer metan. Hvor stor mengde metan som produseres avhenger av temperatur, lagringsvarighet og håndteringssystem for gjødsel. Når gjødsel lagres som fastgjødsel, eller når dyra slipper ut gjødsel på beite, har vi aerobe forhold, og metan vil ikke bli dannet.

Når man tar kontroll over den anaerobe nedbrytningen gjennom biogassproduksjon, og utnytter metangassen, vil det medføre at metanutslipp fra lagring av organisk avfall under anaerobe forhold blir eliminert.

En annen klimagass som også påvirkes av gjødselhåndtering er lystgass. Det er tre kilder til lystgassutslipp fra husdyrbruk:

1. Fra håndtering av gjødsel (lagring av gjødsel)
2. Fra jord dersom man gjødsler med husdyrgjødsel, og det dessuten er underskudd på oksygen i jorda.
3. Indirekte fra
 - a. Utslipp av ammoniakk og NO_x -gass
 - b. Avrenning (overflate eller grunnvann) av nitrogen.

Norsk landbruk har betydelige utslipp av drivhusgassene CH_4 og N_2O (tilsvarende omtrent 5,5 millioner tonn CO_2 -ekvivalenter, eller omtrent 9 % av Norges samlede utslipp av drivhusgasser).

Energi fra biogass kan erstatte fossilt brensel. Biogass er CO_2 -nøytralt, fordi den CO_2 som slippes ut fra brenning av biogass ble assimilert i planter som er råstoffbasen for biogass. Når en utnytter biogass vil det medføre reduserte utslipp av CO_2 . Utnytting av biogass til energiformål har også konsekvenser for metanutslipp fra landbruket, samt for utslipp av ammoniakk og lystgass (Briseid, Morken, & Grønlund, 2010).

2.8.1 Utslippskomponenter

Transportvirksomhet fører til betydelige miljøproblemer på grunn av forskjellige typer utslipp til luft. Det er viktig å skille mellom klima og miljø. Klimaet blir skadet av CO_2 -utslipp. For nærmiljøet er det skadelig med utslipp av NO_x , svovel og partikler. I de følgende delkapitlene blir det redegjort for forskjellige typer utslipp.

2.8.1.1 Utslipp som gir globale skadevirkninger

CO_2 (karbondioksid)

CO_2 er den viktigste menneskeskapt klimagassen, den bidrar til drivhuseffekten som fører til at middeltemperaturen på jorda stiger, og er et globalt problem (HOG Energi, 2010). Den dannes ved all forbrenning av kullholdig materiale og utslippsmengdene avhenger direkte av karboninnholdet i brenselet. Utslippsmengdene kan reduseres ved å skifte til et brensel som inneholder mindre karbon per energienhet. Metan er den enkleste av hydrokarbonene og også den som under ellers like forhold gir minst CO_2 -utslipp per energienhet.

2.8.1.2 Utslipp som gir regionale skadevirkninger

Utslipp av NO_x , partikler og SO_2 kan gi helseskader ved store utslipp. En overgang fra dieslbusser til gassbusser vil gi forbedret luftkvalitet i byområder og dermed ha klare helsemessige effekter. Dette sparer samfunnet for store beløp.

NO_x (Nitrogenoksider)

Nitrogenoksider er en felles betegnelse på di-nitrogenoksid (N_2O), og nitrogenoksid (NO) og nitrogendioksid (NO_2). NO_x dannes ved forbrenningsprosesser ved at oksygenet og nitrogenet i luften reagerer med hverandre under påvirkning av høy temperatur. Ulike NO_x -typer har forskjellig virkning. Hovedtyngden av NO_x fra motorer vil normalt være NO_2 og NO. NO inngår ofte i nye reaksjoner og det dannes NO_2 eller ozon. N_2O (lystgass) er en drivhusgass og bidrar også til nedbrytning av ozon i stratosfæren.

Av disse er NO₂ den klart mest problematiske. Den øker faren for luftveissykdommer. I kombinasjon med ikke-metanholdig flyktige hydrokarboner (NMVOC) og sollys medvirker NO₂ også til dannelsen av bakkenært ozon og andre fotokjemiske helsefarlige oksidanter. NO₂ bidrar til forurensing (forsuring) av jord og vann og til korrosjonsskader.

SO₂ (svoveldioksid)

Store lokale konsentrasjoner kan medføre helseproblemer og gi vegetasjonsskader. Utslippene reduseres primært ved valg av brensel ved lavt svovelinnhold

Partikler (sot, støv, med mer)

Partikler referer til svevestøv, for eksempel mikropartikler av sot og lignende, som frigjøres og går ut i luften. Svevestøvet bidrar til økt fare for luftveisinfeksjoner. Støvet kan også bære med seg både kreftfremkallende stoffer og andre miljøgifter.

Det er vanlig å bruke PM₁₀ som indikator for de delene av svevestøvet som har størst helsemessig betydning. Det øvrige svevestøvet – med diameter større en 10 (µm) – kan også ha miljømessige konsekvenser, men det antas ikke å ha særlig helsemessig betydning, fordi de større partiklene ikke er inhalerbare. Finfraksjonen (diameter < 2,5 µm) er spesielt alvorlig i helsemessig sammenheng fordi de mindre partiklene ikke bare er inhalerbare, men også er respirable (føres helt ned i nedre luftveier og lungeblærer)

Det er uforbrente rester av dieseloljen som danner partiklene. Partikler dannes ikke ved forbrenning av naturgass. Når naturgassbusser likevel har et lite partikkelutslipp, kommer dette fra motorens smøreolje.

3 Ørland

Ørland Kommune er en halvøy som ligger på Fosenhalvøya i Sør-Trøndelag, kommunen består av et større landområde, i tillegg til mange småøyer, hvorav 3 større. Kommunen grenser til Bjugn Kommune i øst. Ørland er en liten kommune med et sammenlagt areal på 73,59 km² og hadde i januar 2012 en befolkningsmengde på 5119 (SSB, 2012a). Landskapet er i hovedsak flatt og består av 55 % jordbruksareal, hvor primærnæringer (jordbruk, skogbruk og fiske) utgjør 35 % av næringsvirksomheten. Ørland hadde i løpet av 2009 et totalt energiforbruk for husholdninger (boliger, hytter og fritidshus) på 54,7 GWh, i tillegg energiforbruk for vegtrafikk på 29,9 GWh (SSB, 2012b).

Tabell 13 - Energiforbruk for husholdninger (SSB, 2012b).

Energikilde	GWh
Elektrisitet	37,6
Ved	15,7
Bensin	0,7
Diesel	0,8
Totalt	54,7

Tabell 14 - Energiforbruk for vegtrafikk i GWh (SSB, 2012b)

Energikilde	GWh
Bensin	11,8
Gass	18,1
Totalt	29,9

3.1 Biogass Ørland

Biogass Ørland planlegger å utvikle et sentralisert biogassanlegg basert på landbruksgjødsel. Aktører bak Biogass Ørland er Biogass Fosen SA, Agroenergi AS, Bioskiva AS, Forsen Næringshage, Ørland kommune, Fosenkraft AS og ECgroups AS. I 2008 ble Bioskiva AS innvilget 20 millioner NOK i forskningsmidler fra EU's 7. rammeprogram. Det ble også innvilget 4 millioner i forskningsmidler til Biogass Trøndelag med FNH som administrerende ansvarlig i samarbeid med Frosta utvikling.

«Biogass som drivstoff – en mulighetsstudie av Ørland/Bjugn og Rissa» (2011) rapporterer om et gjødselpotensiale på 154 750 tonn fra husdyrgjødsel, gras og matavfall. Som angivelig gir 7 568 624 m³ metan⁵, CH₄. Miljøgevinsten fra LBG som erstatning for fossilt drivstoff (bensin, diesel) reduserer utslipp med omkring 20 000 tonn CO₂-ekvivalenter årlig. Det er rapportert om en samfunnsøkonomisk gevinst på kr 7 424 000 ved redusert partikkelutslipp og kr 9 248 000 ved redusert metan – og lystgassutslipp.

Det er tatt utgangspunkt i totale ressurser: Ørland/Bjugn-regionen kan produsere 4,5 millioner m³ metan tilsvarende 42 GWh. Totale investeringskostnader er 65 millioner kroner. Gassalg 80 % av total

⁵ Volum oppgitt i m³ i kilden (Lilleengen, 2011)

produksjon, det vil si 34 GWh. Med en gasspris på 60 øre/kWh tilsvarer dette 20,4 millioner kroner per år.

Dette er data for Ørland og Bjugn, men det regnes med at det er tilgjengelig omtrent 50 tusen tonn husdyrgjødsel på Ørland (Ø. Hagen, et al., 2011).

Rapporten «Forutsetninger for biogassproduksjon i Norge» er en samling over det meste som er gjort angående et potensielt biogassanlegg for Ørland og omegn. Figur 21 viser hvilke inngangsparametere som er brukt, og er følgelig et sammenligningsgrunnlag til hva denne rapporten kommer frem til.

Råstoffmengder						Investeringer	
	vekt	Volum	Gassytelse	Gassinhold	Metaninnhold	Biogassanlegg	
Kugjødsel	51 000 t/år	51 000 m3/år	28 m3/t	1 428 000 m3/år	799 680 m3/år	kr 30 000 000	
Annen gjødsel	4000 t/år	4000 m3/år	40 m3/t	160 000 m3/år	89 600 m3/år	Logistikk	
Matavfall	500 t/år	500 m3/år	150 m3/t	75 000 m3/år	42 000 m3/år	kr 13 000 000	
Pleperess/silo	2000 t/år	1000 m3/år	200 m3/t	400 000 m3/år	224 000 m3/år	Total	
Total	55 000 t/år	55 000 m3/år	418 m3/t	2 063 000 m3/år	1 155 280 m3/år	kr 43 000 000	

Driftskostnader		Årslønn	600 000 kr/år
Lønn	2 100 000 kr/år		3,5 årsverk
Adm og drift	400 000 kr/år		
Behandlingsgebyr gjødsel	225 000 kr/år		5 kr/tonn
Vedlikehold	5 % av invest		

Off, investeringstilskudd	
Enova	20 %
Inovasjon Nor	30 %
Sum	50 %

Inntekter	
Salg av biogass	3 472 001 kr/år
Behandlingsavgift	kr/tonn
Klimakvoter	6 600 000 kr/år
Feed-in	kr/år
Total	10 072 001 kr/år

Figur 21 - Økonomi – inngangsparametere biogassørland (Ø. Hagen, et al., 2011)

Figur 22 viser en oversikt over de økonomiske resultatene, hvor NV står for nåverdi.

Type	Nivå	Investeringsstøtte		
		Ingen (0 %)	Ordinær (50 %)	Pilot (100 %)
Produksjonsstøtte relatert til energiproduksjon	40 øre/kWh	NV= -78 MNOK	NV= -57 MNOK	NV= -36 MNOK
	40 + 60 øre/kWh	NV= -31 MNOK	NV= -10 MNOK	NV= 12 MNOK
	40 + 100 øre/kWh	NV= 0 MNOK	NV= 22 MNOK	NV= 43MNOK
Produksjonsstøtte relatert til klimaprestasjon	0 kr/tonn CO2	NV= -78 MNOK	NV= -57 MNOK	NV= -36 MNOK
	600 kr/tonn CO2	NV= -34 MNOK	NV= -12 MNOK	NV= 9 MNOK
	800 kr/tonn CO2	NV= -19 MNOK	NV= 3 MNOK	NV= 24 MNOK

Figur 22 - Økonomi - Resultater biogassørland (Ø. Hagen, et al., 2011)

3.2 Delstudie 1: Beregning av energiproduksjon basert på valg av substrater

3.2.1 Dyr

Dyr som er vurdert i rapporten er hester, melkekyr, kyr, øvrige storfe (okser, ammekyr og kalver), får (vår og søye), lam, geiter (bukker og ungdyr), griser (purker og villsvin), smågriser (< 20 måneder), slaktegris, verpehøns (> 20 uker), kalkuner, gjess og kyllinger.

3.2.2 Gjødning og tørrstoff

Julia Olsson (2010) beregnet i sin masteroppgave gjennomsnittlig gjødselproduksjon for de ulike dyreslagene. Hun baserte sine tall på Jordbruksverket (1995), Albertsson (2008), Börjesson (2007) og Linné et al. (2008). Hvor hun også beregnet en gjennomsnittsverdi om det var mulig.

Det antas i rapporten at svin og storfe produserer flytende gjødsel, mens fjærkre, får og geiter antas å produsere fastgjødsel, og hester produserer dypstrøggjødsel. Dette er basert på tilgjengelig litteratur (Albertsson, 2008; Börjesson, 2007; Jordbruksverket, 1995) og (Linné, et al., 2008). Det velges å anta det samme i dette studiet.

I biogassammenheng er tørrstoff (TS) et viktig aspekt. Dette angir andelen tørt material etter at alt vann er fjernet fra gjødsel. TS-innhold anvendes for å beregne biogasspotensialet for en spesifikk gjødseltype.

I Jordbruksverket (1995) og Albertsson (2008) presenteres andel gjødsel per dyr per år i kubikkmeter, i Börjesson (2007) er det tonn TS per år, mens det i Linné et al. (2008) er representert i tonn TS og gjødsel per år. For å få alt i samme enhet regnes verdien om til tonn per år, man må også finne gjødsel og TS-innhold for de ulike dyreslagene for å kunne beregne transportvolum og biogasspotensiale. Det er mulig å gjøre dette ved å finne volumvekten for de ulike gjødselsortene, i tillegg til TS-innhold. Dette kan man se i henholdsvis Tabell 15 og Tabell 16, som er hentet fra Julia Olsson (2010) sin rapport.

For å beregne TS-innholdet i gjødselen, trengs det informasjon om hvor mange prosent tørrstoff gjødselen inneholder. Verdiene for storfe og svin er beregnet ut i fra gjennomsnittsverdier basert på flere rapporter (Albertsson, 2008; Börjesson, 2007; Linné, et al., 2008). For de resterende dyrene er det hentet verdier direkte fra Börjesson (2007).

Tabell 15 - Vekt per volum for ulike gjødseltyper

Gjødsel	Vekt per volum
Flytende gjødsel ¹	1 tonn/m ³
Dypstrøggjødsel ²	0,5 tonn/m ³
Fastgjødsel høns ¹	0,9 tonn/m ³
Fastgjødsel får ³	0,5 tonn/m ³

¹(Jordbruksverket, 1995); ²(Albertsson, 2008); ³(Albertsson, 2006)

Tabell 16 - TS-innhold, flytende gjødsel for ulike dyr

Flytende gjødsel	TS-innhold
Storfe	9 %
Svin	6 %
Purker	8 %
Tørrpurke	10 %

(Jordbruksverket, 1995)

For visse dyr finnes gjødselpotensiale og TS-innhold kun representert i én rapport, i disse tilfellene er gitte verdier brukt. Geiter finnes det ikke data om, men det er antatt at geiter produserer like mye gjødsel og TS som får. For lam eksisterer det kun TS-innhold (Börjesson, 2007), forskjellen mellom gjødselproduksjon ved får og lam er utregnet og videre brukt til å beregne TS-innhold for lam. Kategorien «øvrige storfe» er omfattende og inneholder flere ulike dyr (okser, ammekyr og kalver), ved beregning er det anvendt et gjennomsnitt basert på: ammekyr > 2 år, ammekyr 1-2 år, stut > 2 år, stut 1-2 år, kalver < 1 år (Börjesson, 2007), ammeku/stut < 1 år, ammeku/stut > 1 år. En nøyaktig oversikt over beregningene som er gjort finnes i Vedlegg 1: Beregning av gjødselvolum og Vedlegg 2: Beregning av tørrstoff.

3.2.3 Biogassutbytte

Gjødselmengden for hver gård gir informasjon om hvor mye gjødsel som skal transporteres, det gir derimot ikke informasjon om biogasspotensialet til gårdene, siden de ulike gårdene har ulike husdyr. De ulike gjødseltypene har ulike biogasspotensial. For å regne ut gjødselmengdens biogasspotensial må den regnes om til tonn TS. Hvor mye biogass man kan utvinne fra ulike gjødseltyper varierer kraftig mellom ulike studier, dette er mest sannsynlig fordi forsøk som er blitt gjort er gjennomført med forskjellige reaksjoner og varierende prosessparametere som oppholdstid, omrøring, belastning og temperatur (Linné, et al., 2008; Olsson, 2010). Det er også viktig å notere seg at biogassutbytte for de forskjellige gjødseltypene er tall fra laboratorieforsøk, som er under optimale forhold. Under vanlige forhold anvendes ofte blandinger av ulike gjødseltyper. Ved å blande ulike gjødseltyper skal det være mulig å oppnå mer eller mindre optimalt miljø for mikroorganismene, som vil gjøre at biogassutbytte varierer (Linné, et al., 2008; Olsson, 2010). I rapporten til Julia Olsson er metanproduksjonen i normalkubikkmeter (Nm^3) til de respektive gjødseltypene blitt beregnet ved hjelp av verdier fra Linné et al. (2008). Energimengden i MWh er beregnet med verdien til Börjesson (2007), som rapporterer at energimengden i gjødsel er omtrent 4,8 MWh per tonn tørrstoff.

Gjødselmengden i studiene (Albertsson, 2008; Börjesson, 2007; Linné, et al., 2008) er angitt med den antakelse at dyrene er inne hele året. Johan Sandberg (2012) ved fylkesmannen i Sør-Trøndelag kunne informere om at på Ørland er det krav om minst 16 uker på innmarksbeite, noe som tilsvarer omtrent 30 % av året. Dette betyr at man må trekke fra 30 % av gjødselproduksjonen. Sandberg kunne også informere om at dersom klimaet var bra en sommer, kunne beitetida øke til 24 uker. Melkekyr og ammekyr er inne både morgen og kveld, og det vil da være mulig å samle sammen litt av gjødsel de produserer. Det er ikke justert noe i forhold til prosentvis andel for melkekyr og ammekyr, i forhold til storfe, hest og får, i og med at 16 uker er minstekrav, som medfører at noen av husdyrene vil oppholde seg lenger ute. Velger derfor å anta at dette utjevner forskjellen mellom melkekyr og storfe. Resultatet av beregningene kan sees i Tabell 17. Oversikt over fullstendig beregning kan sees i Vedlegg 1: Beregning av gjødselvolum og Vedlegg 2: Beregning av tørrstoff, hvor

det er tatt utgangspunkt i beregninger gjort av Julia Olsson (2010) og informasjon fra Johan Sandberg (2012).

Tabell 17 - Gjødelsmengde, TS-innhold og energi beregnet for hver dyresort

Dyr	Tonn gjødsel/dyr/år	Tonn TS/dyr/år	Nm ³ CH ₄ /dyr	Kg CH ₄ /dyr/år	MWh/dyr/år
Melkekyr	18,41	1,8	150	143	8,64
Kviger (ammekyr)	11,67	1,05	150	122	5,04
Øvrige Storfe	6,2	0,553	150	64	2,65
Hester	3,46	1,05	120	18	5,04
Får	0,56	0,175	120	16	0,84
Lam	0,22	0,07	120	5,6	0,34
Geiter	0,56	0,175	120	5	0,84
Purker og villsvin	7,63	0,61	200	15	2,93
Slaktegris	2,8	0,17	200	15	0,82
Smågriser (< 20 mnd)	0,38	0,03	200	15	0,14
Verpehøns (> 20 uker)	0,035	0,0055	150	0,02	0,03
Gjess	0,017	0,032	150	0,02	0,15
Kyllinger	0,007	0,002	150	0,02	0,01
Kalkuner	0,017	0,032	150	0,02	0,15

Gjødelsmengden, TS-innhold, metanpotensiale og energimengde per år for hvert dyr er beregnet. Verdiene skal multipliseres med antall dyr på hver gård. Hvor deretter potensialet legges sammen, slik at man får totalt potensiale for hver gård, i tillegg til samlet potensiale for alle gårdene.

3.2.4 Biorest

Beregningene som er gjort gir informasjon om gjødelspotensialet for hver gård. Mengden gjødsel representerer også mengden biorest som vil være gjenværende på biogassanlegget, og som skal transporteres tilbake til hver gård for og brukes som gjødsel. Ved å beregne hvor mye fosfor, nitrogen og kalium ulike gjødels typer inneholder er det mulig å finne ut om gårdene som leverer gjødsel har et overskudd eller et underskudd av disse stoffene. Dersom gårdsbruket produserer et overskudd er det muligheter for å selge overskuddet. Tabell 18 viser gjennomsnitt innholdet av fosfor, nitrogen og kalium i de ulike gjødels typene.

Det er mulig å finne hver gårds areal ved hjelp av LIB i SOSI (Samordnet Opplegg for Stadfestet Informasjon), og ved bruk av denne informasjonen er det mulig å beregne hvor mye biorest hver gård kan motta, i forhold til forskriften om gjødelsvarer mv. av organisk opphav § 24. Det er derimot ikke mulig å få fram geografisk hvor hver gårds landbruksmark er lokalisert, dette fordi det er en del som leier og/eller leier ut mark, som gjør det vanskelig å få en oversikt over hvem som eier og/eller bruker hvilket område. Dette blir derfor misvisende, og kan på grunn av dette ikke brukes.

Tabell 18 - Årsproduksjon av kg Nitrogen (N), Fosfor (P) og Kalium (K) i fersk gjødsel og urin fra ulike dyreslag

Dyr	N (kg)	P (kg)	K(kg)
Melkekyr	119	16	102
Kviger (ammekyr)	44	10	56
Øvrige Storfe	40	7	42
Hester	48	9	58
Får og lam	14	2	19
Geiter	14	2	19
Purker og villsvin	36	10	13
Slaktegris	11	2,3	4,3
Verpehøns (> 20 uker)	0,22	0,06	0,06
Kyllinger	0,28	0,06	0,11
Kalkuner	0,69	0,24	0,31

3.3 Delstudie 2: Optimal plassering av biogassanlegg

Optimal plassering av et eventuelt biogassanlegg er ikke en del av oppgavebeskrivelsen, men det er valgt å ta med da det er vanskelig å finne logistikkmessige løsninger uten å vite avstand til biogassanlegget. I tillegg til at dersom noen av gårdene befinner seg langt utenfor en realistisk transportstrekning, bør disse gårdene ekskluderes fra biogassanlegget.

3.3.1 GIS

GIS står for Geografisk Informasjon System og er et system for å håndtere, analysere og visualisere store mengder informasjon og attributter. Forenklet kan man si at GIS-databasen består av geografiske datalag som avspeiler virkeligheten som for eksempel veier, vassdrag, etc. De ulike datalagene kan legges oppå hverandre for å visualisere eller analysere fordelingen i forhold til hverandre.

GIS-databasen bygges opp i flere steg, første steg er å samle inn relevante data. Den innsamlede informasjonen, sorteres og lagres i ulike geografiske datalager. De ulike datalagene kan senere kombineres og analyseres med ulike metoder for å få fram ønsket informasjon og resultatet kan senere vises i ulike tematiske kart (Olsson, 2010).

3.3.2 Utvalg av gårder

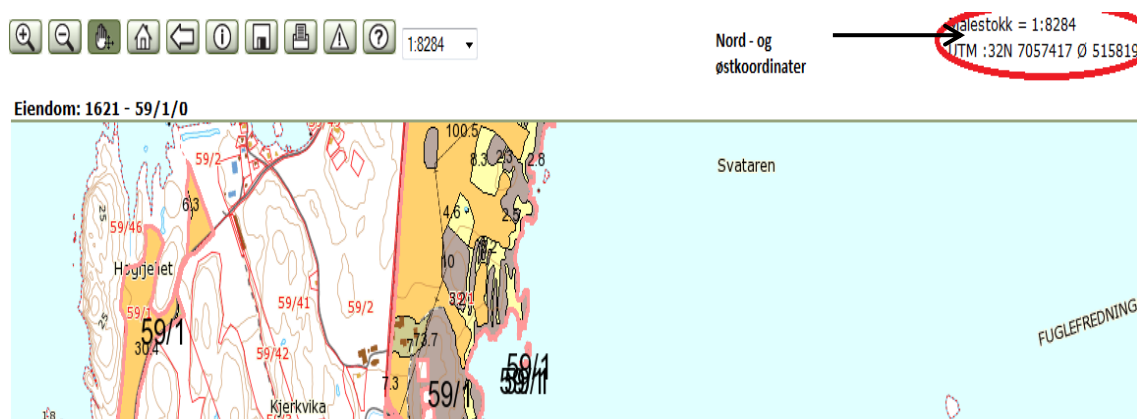
Energimengde per tonn TS er 4,8 MWh (Börjesson, 2007). Roth et al. (2009) rapporterer at minste biogasspotensiale en gård bør ha for å kunne være med på et biogassanlegg er 0,5 GWh. Det velges ikke å ta hensyn til dette, da Ørland mest sannsynlig har et middels stort gjødsel – og biogasspotensiale. Hvis man i tillegg da skal ta hensyn til avstandsbegrensninger, vil dette begrense produksjonen ytterligere. I tillegg til at gjødsel fra fjærkre har et prosentvis høyt biogasspotensiale i forhold til gjødselproduksjon. Man kan også anta at dersom det opprettes et biogassanlegg vil gårder som er i nærområdet mest sannsynlig bidra med gjødsel for det om de ikke har et teoretisk stort nok gjødselpotensiale i følge Roth et al. (2009).

Neste steg er å undersøke om det er mulig å etablere et gårdsanlegg (10 000 tonn gjødsel per år), lite fellesanlegg (22 500 tonn gjødsel per år), fellesanlegg (35 000 tonn per år), stort fellesanlegg (55 000

tonn per år) eller industrianlegg (110 000 tonn per år), samt se på hvilke gårder som kan bidra til dette anlegget. Østfoldforskning forutsetter at hver gård som skal levere gjødsel til et sentralisert biogassanlegg skal produsere nok gjødsel til å fylle en lastebil på 20 m³ per måned (Olsson, 2010) og Berglund & Börjesson (2003) mener at det ikke er økonomisk forsvarlig å transportere gjødsel lenger enn 10-30 km. Som nevnt i forrige avsnitt bør det tas hensyn til gjødsel fra fjærkre som har et høyt biogasspotensiale, i tillegg til at dersom gårder ligger nært hverandre, vil ha mulighet til å fylle en lastebil sammen. Dette fører til at de nevnte kravene er betinget. I følge Johansson & Nilsson (2007) tar det 15-20 minutter å fylle en lastebil på 30-40 m³. For å finne fylletid for 20 m³ brukes et gjennomsnitt for de oppgitte verdiene, som tilsvarer omtrent 10 minutter.

3.3.3 Geografisk plassering av gårder med dyr

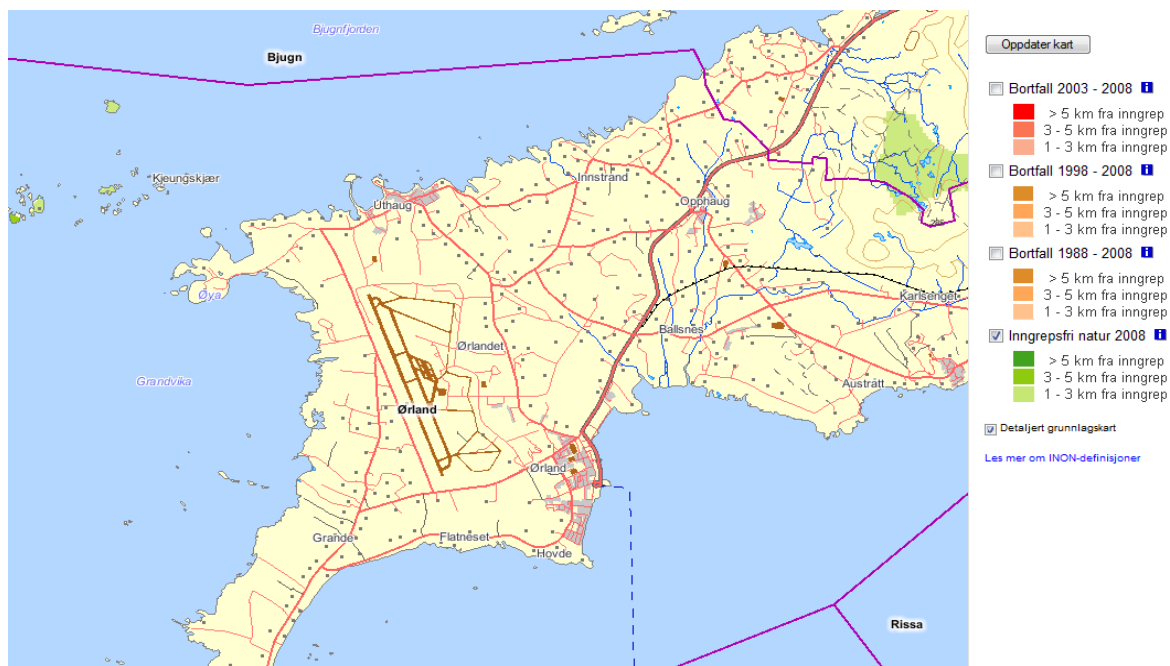
Den geografiske plasseringen av gårdsbruk finnes ved å bruke skog – og landskapskart (2012), hvor gårds – og bruksnummer brukes for å få en visning over området, og man deretter kan hente ut X – og Y-koordinater, øst- og nord-koordinater, for gitt sted. Koordinatene kobles deretter opp mot et kart over Ørland ved hjelp av GIS (ArcMap). I Figur 23 er et eksempel for hvordan man finner koordinatene til gård med gnr/bnr/fnr 59/1/0, 1621 er kommunenummeret til Ørland.



Figur 23 - Nord - og østkoordinater over tilfeldig gård på Ørland

3.3.4 Geografiske analyser

Koordinatene til gårdene blir hentet inn i ArcMap, slik at de viser på kartet over Ørland. Kartdata som er brukt er fra Statens kartverk, Norge Digitalt, og er det mest detaljerte kartdatasettet som er tilgjengelig. Kartdataene er i Shape-format i en skala fra 1:25 000 til 1:100 000. N-50 vektordata er brukt i analysen. Det er tatt hensyn til inngrepsfrie naturområder i Norge (2012) (INON), og det viste seg at det ikke var noen INON-områder på Ørland (se Figur 24). INON-områder er områder som ligger mer enn en kilometer i luftlinje fra tyngre tekniske inngrep som for eksempel større kraftlinjer, veger og vassdragsreguleringer. Dataene som danner grunnlaget for kartene er hentet fra kommuner, fylkesmenn og nasjonale registre. Dataene er sammenstilt og bearbeidet av Geodatasenteret AS på oppdrag fra DN. All data er i projeksjonen WGS84 UTM zone 32N.



Figur 24 - Oversiktskart over Ørland gjennom INON

3.3.5 Optimal plassering av biogassanlegg

3.3.5.1 Plasseringsbegrensninger

Det er valgt å gjøre de samme antakelsene som er gjort i Julia Olsson (2010) sin masteroppgave, da denne analysen ikke var definert som et punkt i oppgaveteksten.

For å finne potensielle områder for et biogassanlegg er det en del negative og positive faktorer som må tas hensyn til. Det er benyttet en avstand på 500 meter fra tettbebyggelse, for å unngå eventuelle luktp problemer.

Andre sensitive områder er strandsonene til hav, sjøer, elver og bekker, i tillegg til myr, kulturminner og naturbeskyttede områder. I følge norsk lov er det ikke lov å bygge nærmere enn 100 meter fra strandsoner til hav, sjøer, elver og bekker (Lov om planlegging og byggesaksbehandling (§1-8)), som også er tatt hensyn til. Det er også medregnet en avstand fra naturbeskyttede områder og kulturminner på 100 meter. I følge norsk lov bør også jordbruksmark unngås (Lov om jord (§ 9)), som det også er tatt hensyn til.

Ved alle typer konstruksjoner er det hensiktsmessig å ta hensyn til el – og telefonledninger, derfor er en avstand på minst 10 meter anvendt, i tillegg til en avstand på 10 meter fra vei.

En annen parameter som man bør ta hensyn til er helning. Et bratt terreng stiller høyere krav til konstruksjoner, derfor er det hensiktsmessig å finne en så flat overflate som mulig, en begrensning på 0-15 % helning er valgt. Tabell 19 viser en liste over alle parametere med tilhørende minsteavstand.

Tabell 19 - Buffersoner for begrensninger ved plassering av et biogassanlegg

Begrensninger	Minimum avstand (m)
Strandsone sjø og hav	100
Elver og bekker	100
Myr	100
Naturreservat	100
Veg	10
Ledninger	10
Tettbebyggelse	500
Bebyggelse	100
Kulturminne	100
Helning	<= 15 %

3.3.6 Transport

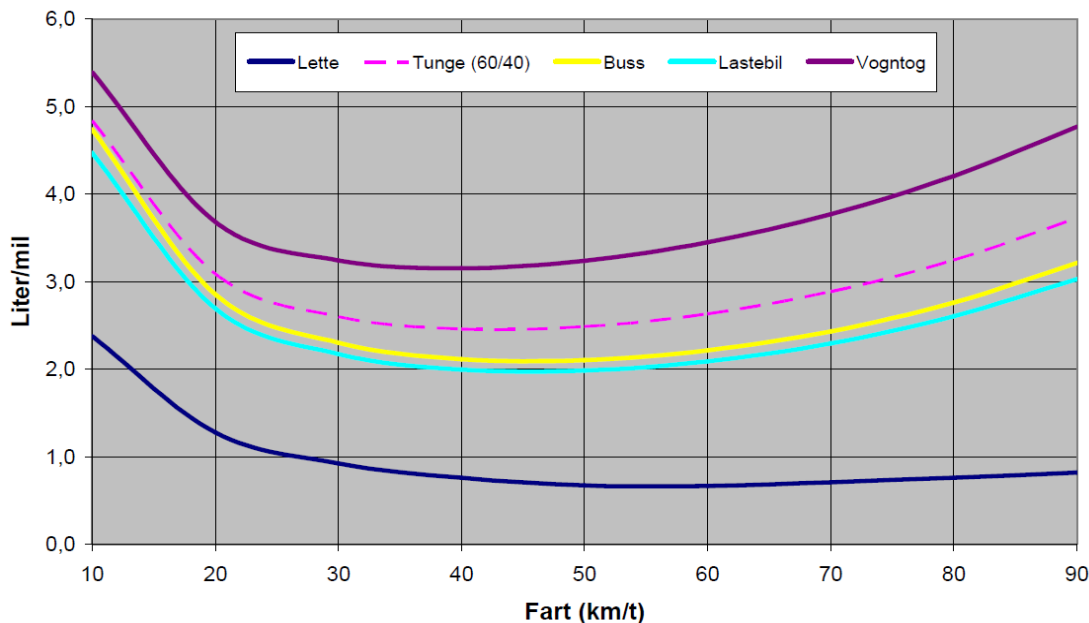
Gjødsel inneholder store mengder vann, og gårdene har en stor geografisk spredning, noe som fører til at transportkostnadene er en kritisk faktor og er ofte den største kostnaden av biogassanleggets totale kostnader (Berglund & Börjesson, 2003; M. Johansson & Nilsson, 2007). På grunn av dette fokuseres det på korte transportavstander mellom råvare og anlegg ved bygging av et biogassanlegg. For å finne kostnader med transport fra og til biogassanlegget og gårdene må topologien for nettverket defineres og bygges opp. Topologien gir informasjon om hvilke veier som er tilgjengelige i tillegg til hvordan de er sammenkoblet.

3.3.6.1 Nettverksanalyse

For å beregne avstand fra gård til biogassanlegg er analyseverktøyet punktanalyse i GIS brukt. Gårdene legges inn som inndata og biogassanlegget er endepunkt. Avstandene som beregnes vil være i luftlinje, som betyr at det ikke vil være en nøyaktig avstand, det vil likevel gi et grunnlag for å beregne transportkostnader og utslipp ved transport.

Ved beregning av transportkostnader må de ulike parameterne som påvirker strekningenes transportkostnad defineres og beregning. Parameterne som benytter her er veilengde og dieselforbruk ved ulike hastigheter (Martinsen, 2008). For beregning av basisforbruk for lastebil i liter per mil for ulike hastighetsbegrensninger for en rett, plan vei, anvendes verdier fra Norsk Vegvesen (Martinsen, 2008), se Figur 25 og Tabell 20. Dieselforbruket er senere brukt som den primære parameteren for å finne utslipp ved transport til og fra biogassanlegg.

Det antas ved transport at en lastebil på 20 m³ anvendes og at hver gård skal besøkes minst en gang i måneden, da gjødselen bør være så fersk som mulig. Dersom en gård ikke har stort nok volum til å fylle en lastebil, antas det at gårdene går sammen om å levere et lastebillass i måneden. Det antas også at det brukes to separate biler for transport av gjødsel og biorest. En bonde som produserer 20 m³ per måned skal besøkes en gang per måned, mens en bonde som produserer 100 m³ skal besøkes fem ganger i måneden. Ved utregning av transportkostnadene beregnes kostnadene for å kjøre en vei til en spesifikk gård, for så å multiplisere antall transporter per år/måned. All gjødsel, uansett gjødseltype, skal kunne hentes med samme type lastebil. En lastebil på 20 m³ antas å romme 20 tonn gjødsel. Dette forutsetter at gjødselen har en volumvekt på 1 m³ per tonn. Fra Tabell 15 kan man se at dette kun gjelder flytende gjødsel, men da flesteparten av alle gårdene på Ørland produserer flytende gjødsel, gjøres denne forenklingen.



Figur 25 - Brenselforbruk for ulike kjøretøy som en funksjon av hastighet for en rett, plan veg (Martinsen, 2008)

Tabell 20 - Dieselforbruk for lastebil ved ulike hastigheter

Km/t	Liter/mil
10	4,5
20	2,7
30	2,7
40	2,0
50	2,0
60	2,1
70	2,3
80	2,5
90	3,0

Verdiene er hentet fra Figur 25

3.4 Delstudie 3: Dimensjonering biogassproduksjon

3.4.1 Anleggsstørrelse

Ved utforming av modell er det operert med fem ulike anleggstørrelser, og tatt utgangspunkt i et tørrstoffinnhold på 8,5 %, som er gjennomsnittet av tørrstoffinnholdet fra ulike husdyr i denne rapporten, dette er gjort for å kunne sette et intervall for mengde tørrstoff, slik som det er gjort for mengde gjødsel.

- Gårdsanlegg 10 000 tonn/år (5000 – 20 000 tonn eller 400 – 1600 tonn TS, type 800 tonn TS/år)
- Små fellesanlegg 22 500 tonn/år (15 000 – 30 000 tonn eller 1200 – 2400 tonn TS, type 1800 tonn TS/år)
- Fellesanlegg 35 000 tonn/år (30 000 – 40 000 tonn eller 2400 – 3200 tonn TS, type 2800 tonn TS/år)

- Store fellesanlegg 55 000 tonn/år (40 000 – 70 000 tonn eller 3200- 5600 tonn TS, type 6875 tonn TS/år)
- Industrianlegg 110 000 tonn/år (> 70 000 tonn eller > 5600 tonn TS, type 8800 tonn TS/år)

Anleggsstørrelsen er valgt på bakgrunn av litteratur (Briseid, et al., 2010).

3.4.2 Hygienisering

Fra Asplan Viak (Nedland & Ohr, 2010) sin studie var pasteurisering⁶ og aerob, termofil forbehandling⁷ de vanligste hygieniseringsmetodene blant biogassanleggene i Norge som ga tilbakemelding på spørreundersøkelsen. Det mest hensiktsmessige vil da være å benytte seg av en av de to, da begge har en relativt lav temperatur og kort oppholdstid. Det er i tillegg en klar fordel at andre biogassanlegg i Norge opererer med denne formen for hygienisering, da det er lett å få kompetanseoverføring og erfaringstall.

3.4.3 Temperaturprofil

Av de tre temperaturprofilene som er nevnt tidligere er det kun mesofil og termofil som er aktuell, da psykrofil temperaturprofil kan resultere i en nedbrytningstid på 1 år, i tillegg til sopp – og/eller virusdannelse i bioresten. Termofil temperaturprofil har mindre nedbrytningstid, men er også mer ustabil og energikrevende. Det er i tillegg flest biogassanlegg som driver mesofilt, og det er derfor mer litteratur, kompetanse og erfaring for denne temperaturprofilen.

3.4.4 Reaktor

Diskontinuerlig utråkning og lagring med kontinuerlig tilførsel er enkle anlegg med lave investeringskostnader (Ø. Hagen, et al., 2011), mens reaktor med kontinuerlig tilførsel er den som er under raskest utvikling i Nord-Europa i dag. Det vil være hensiktsmessig å velge den type reaktor som er mest brukt, da det mest sannsynlig medfører lettere drift og installasjon da det finnes erfaring innenfor området.

Det skal være mulig å få en mer gunstig prosess med en to-trinns eller fler-trinns prosess. Likevel er de alle fleste prosessene i dag ett-trinns prosesser (Ohr, 2003). Dette henger trolig sammen med at to-trinns prosesser har høyere investeringskostnader og har en mer kompleks drift enn ett-trinns prosesser. Fra et miljøsynspunkt er to-trinns prosess og høyest mulig biogassutbytte ønskelig for å minimalisere ettergjæring og utslipp av metan til atmosfæren. En ett-trinns prosess kan imidlertid gi større gassutbytte per investerte krone og dermed bedre prosessøkonomi. I Tyskland har disse tankene typisk et volum på 1000 til 4000 m³.

Reaktor med kontinuerlig tilførsel har forskjellige måter å operere på. Den typen biogassreaktor som har utviklet seg i Danmark og andre land siden midten av 1980-tallet er relativt store biogassanlegg i landbruket, som tar i mot husdyrgjødsel. Det velges oftest en reaktor med kontinuerlig omrøring (CSTR – continuously stirred tank reactor). Slike reaktorer egner seg også godt til sambehandling av forskjellige typer substrater. Omrøring er viktig fordi nytt substrat raskt blir blandet med mikroorganismene, varme fordeles jevnt, hindrer bunnfall og skum samt frigjør gass i bundet væske. Ulempen er at en del ubehandlet biomasse følger med utråtnet masse ut (Morken, et al., 2005).

⁶ Pasteurisering, minimum hygieniseringstemperatur 60-70 °C, minimum oppholdstid i hygieniseringstrinn 30 – 60 min.

⁷ Aerob, termofil forbehandling, minimum hygieniseringstemperatur 60 °C, minimum oppholdstid i hygieniseringstrinn 60 min.

3.4.4.1 Lagertank for biorest

I Sverige er det vanlig å benytte lagringstanker for gjødsel til lagring av bioresten. Disse er gjerne dimensjonert for 6-10 måneders gjødselproduksjon, og man antar et tilsvarende behov for lagring av biorest på gårdsnivå. Om lag 20 % av biogassen dannes i lagringstanken for bioresten og det er viktig ut fra både miljøhensyn og økonomihensyn å ta hånd om denne biogassen. En vanlig løsning er å dekke lagringstanken med en plastduk enten flytende eller spent over tanken. Flytende dekke gir en viss lekkasje, men er en billigere løsning.

3.4.5 Rensing og oppgradering

Tabell 21 viser en oversikt over hvilke oppgraderingsteknikker, med tilknyttet rågasskapasitet, som er brukt i Excel-modellen. Dataene er gitt av Cirmac et al. (2008), Greenlane (2012) og MemfoACT (2012). Den gitte rågasskapasiteten har investeringskostnad og drift – og vedlikeholdskostnad, og det er kostnaden som avgjør hvilke teknikk som velges. Som nevnt i litteraturstudiet er det absorpsjon, adsorpsjon og membranseperasjon som er de mest benyttede oppgraderingsteknikkene. Dette er fordelaktig for Ørland, da det finnes en del litteratur om disse teknikkene.

Tabell 21 - Oppgraderingsteknikker inkludert i Excel-modell

Oppgraderingsteknikk	Dimensjonert rågasskapasitet (Nm ³ /h)
Membranseperasjon – MemfoACT	100, 200
Absorpsjon – Vannskrubber	250, 300, 500, 1000
Absorpsjon – Organisk løsemiddel Coaab	500
Absorpsjon – Kjemisk reaksjon Aminvask	250, 500, 1000
Adsorpsjon – Pressure Swing Adsorption	500, 1000, 2000

3.4.6 Komprimering

Komprimeringskapasitet blir dimensjonert ut i fra oppgraderingskapasitetene, da kompresjonen skjer etter oppgradering.

3.5 Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi

3.5.1 Transport til biogassanlegg

Landbrukstjenester (2012) informerer om kostnader for gjødseltransport. Kostnaden gjelder kun for flytting av gjødsel. Kostnaden inkluderer traktor og sjåfør og er kr 20/m³ transport inntil 1 km. Det vil si med en forventet kapasitet på 20 m³ koster det 400 kroner for første kilometer. Skal det transporteres lenger enn 1 km, er kostnadene kr 3/m³, noe som tilsvarer 60 kr per påfølgende km. Det antas at disse kostnadene inkluderer drivstoff.

Briseid et al. (2010) har i rapporten «Klimatiltak i jordbruket» gjort beregninger på grunnlag av en modell utarbeidet av Transportøkonomisk institutt. Det er tatt utgangspunkt i at kjøretøyet er spesialtilpasset transport for blautgjødsel og flytende biorest, med transportkapasitet på 25-35 m³. Fylle – og tappetid er satt til 10 minutter. Kostnaden varierer da fra 10 til 40 kroner per tonn, da sistnevnte gjelder for avstander mellom 10 og 25 km.

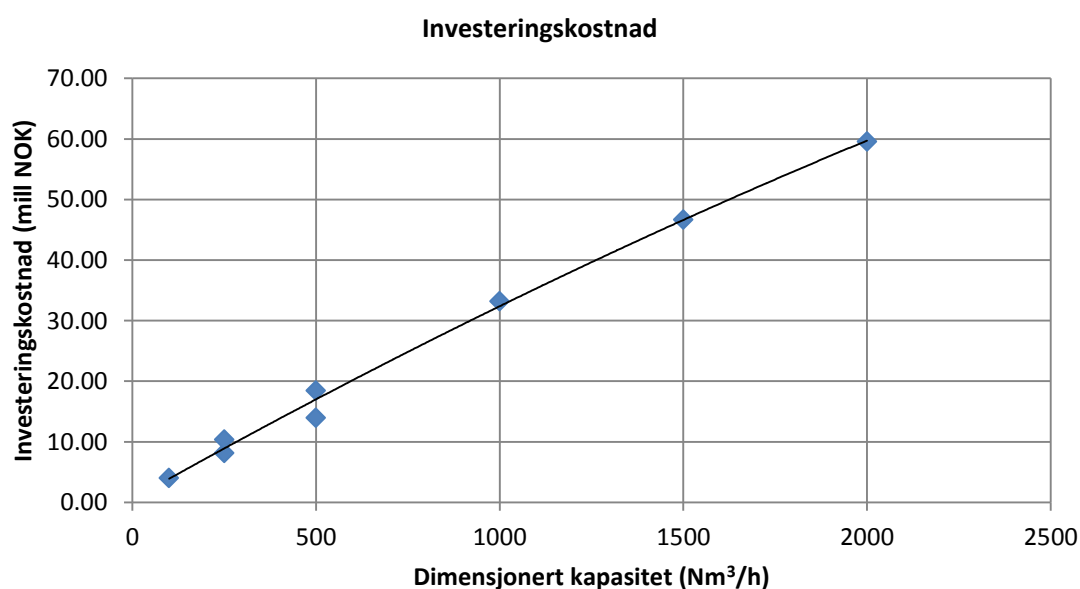
Det vil også være mulig å transportere gjødsel i rør, dette kan være en måte å redusere transportkostnadene og minske forbruket av fossile brensel (diesel). Men vil medføre store kostnader. Da hver gård må kobles seg på røret, eventuelt må det være flere rørnett. Det må pumpes

en varierende strekning, som krever energi. Røret må legges, som vil medføre en stor engangskostnad, i tillegg til at det må varmes opp på vinteren for å unngå frostskafer.

3.5.2 Økonomi biogassanlegg

3.5.2.1 Investeringskostnad

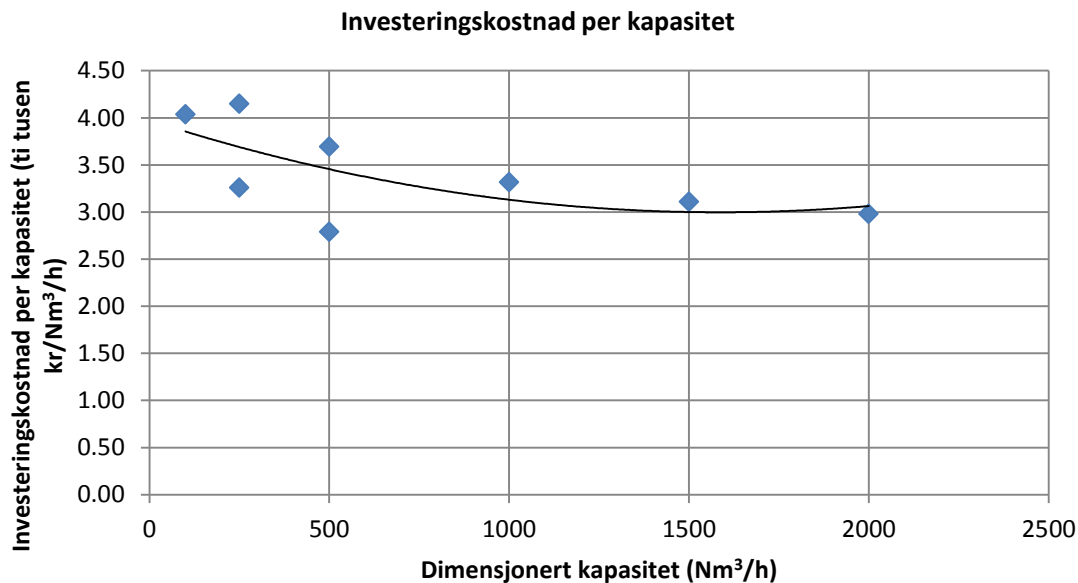
Curt van Oss fra Cirmac sendte en rapport fra Fraunhofer (Cirmac, et al., 2008) hvor det var en oversikt over kostnader for biogassproduksjon og oppgradering av biogass. I første omgang brukes kun kostnadene for biogassanlegg. Kostnadene er i EUR, som er regnet om til NOK (1 EUR = 7,543 NOK⁸). Driftstid i rapporten er 8000 timer per år, levetid er 15 år og kalkulasjonsrenten er 6 %, har valgt å sette denne til 7 %. Ulempen med kostnadene er at det ikke er oppgitt hvilke type reaktor som er installert, det er heller ikke informert om det er en et – eller to-trinns reaktor. Men fra litteratur (Ø. Hagen, et al., 2011) er det rapportert om at det mest vanlige er biogassreaktor med kontinuerlig tilførsel, så man kan anta at dette er tilfellet. Dataen er fra Tyskland, hvor 2/3 av alle ny biogassanlegg har to-trinns gjæring, så det er mulig det er tilfellet her også, men det blir bare spekulasjoner. Figur 26 viser investeringskostnad, med hensyn på dimensjonert kapasitet på biogassanlegget.



Figur 26 – Investeringskostnad for biogassanlegg basert på data fra Cirmac et al. (2008)

Figur 27 viser investeringskostnad i ti tusen kroner per dimensjonert kapasitet.

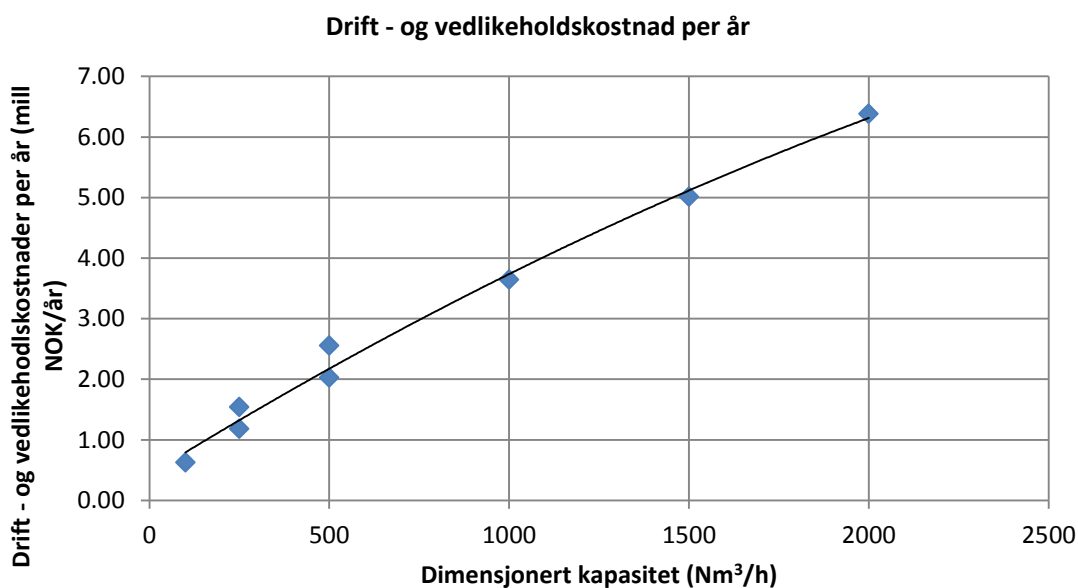
⁸ <http://www.dn.no/> 08-05-2012



Figur 27 - Investeringskostnad per dimensjonert kapasitet for biogassanlegg basert på data fra Cirmac et al. (2008)

3.5.2.2 Drift – og vedlikeholdskostnad

Drift – og vedlikeholdskostnadene er også basert på rapporten fra Cirmac (Cirmac, et al., 2008). Det er gitt at substratene som behandles er husdyrgjødsel (90 %), i tillegg til et substrat fra mais (10 %). Det sistnevnte substratet forbehandles til en relativt høy kostnad, er 38- 55 % av totale drift – og vedlikeholdskostnader. Denne kostnaden er trukket fra, for å få en mer realistisk kostnad til det eventuelle anlegget på Ørland, og følgelig en lavere total kostnad per kWh. Figur 28 viser drift – og vedlikeholdskostnader per år, med hensyn på dimensjonert kapasitet.



Figur 28 - Drift - og vedlikeholdskostnad per år basert på data fra Cirmac et al. (2008)

3.5.2.3 Kostnad produksjon av råbiogass

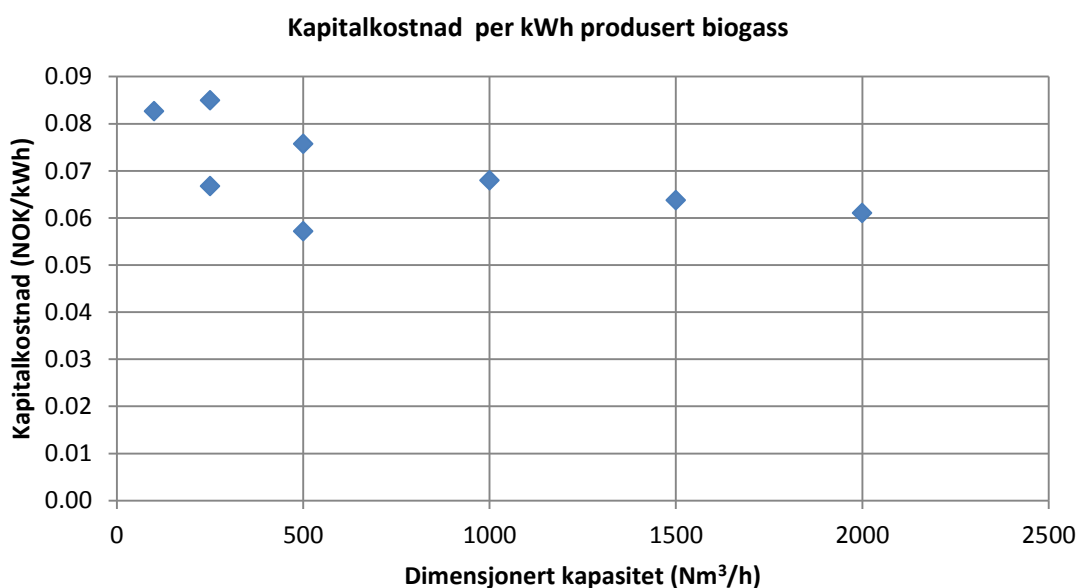
For å få investeringskostnaden per produsert kubikkmeter gass regnes investeringskostnaden for anleggene om til kapitalkostnad per år. Dette gjøres ved hjelp av den reelle annuitetsmetoden som vises i Likning 3.

$$\text{Kapitalkostnad} = \frac{I * r}{1 - (1 + r)^{-t}}$$

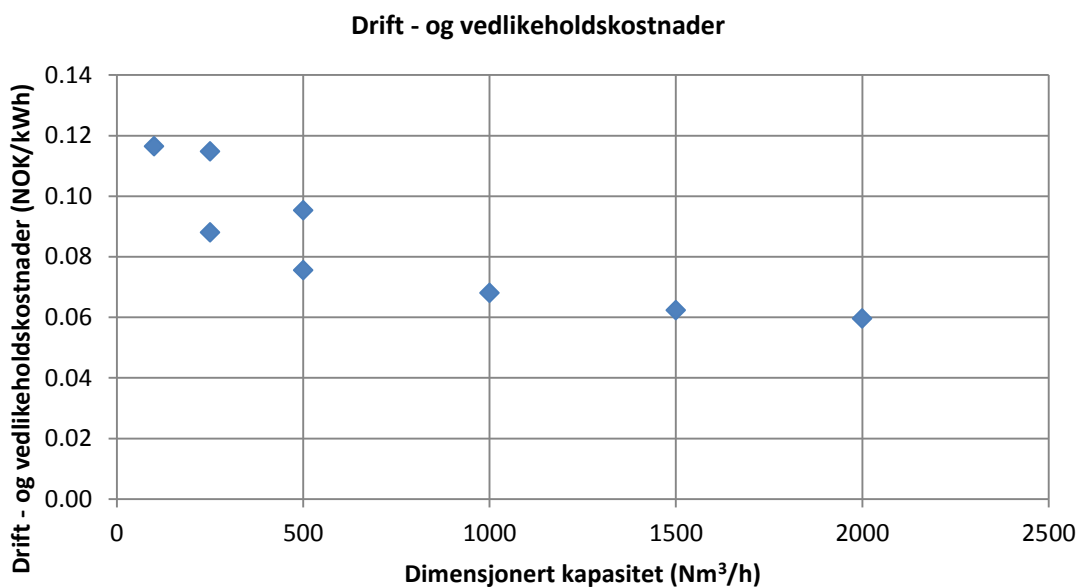
Likning 3

I = investering; t = levetid; r = realrente

Figur 29 viser kapital kostnad per produsert enhet biogass, med hensyn på dimensjonert kapasitet.

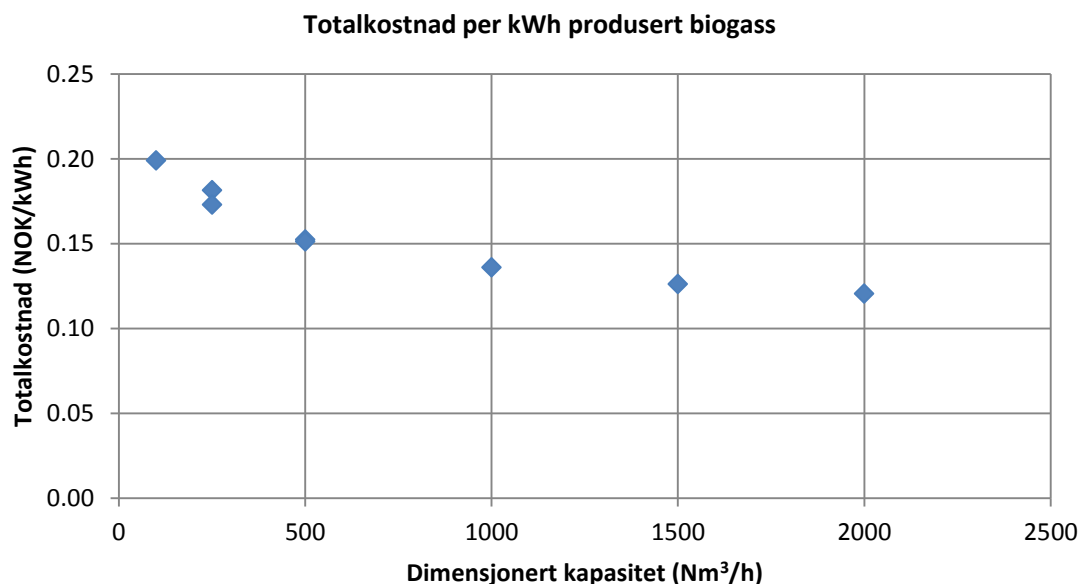


Figur 29 - Kapitalkostnad per kWh produsert biogass basert på data fra Cirmac et al. (2008)



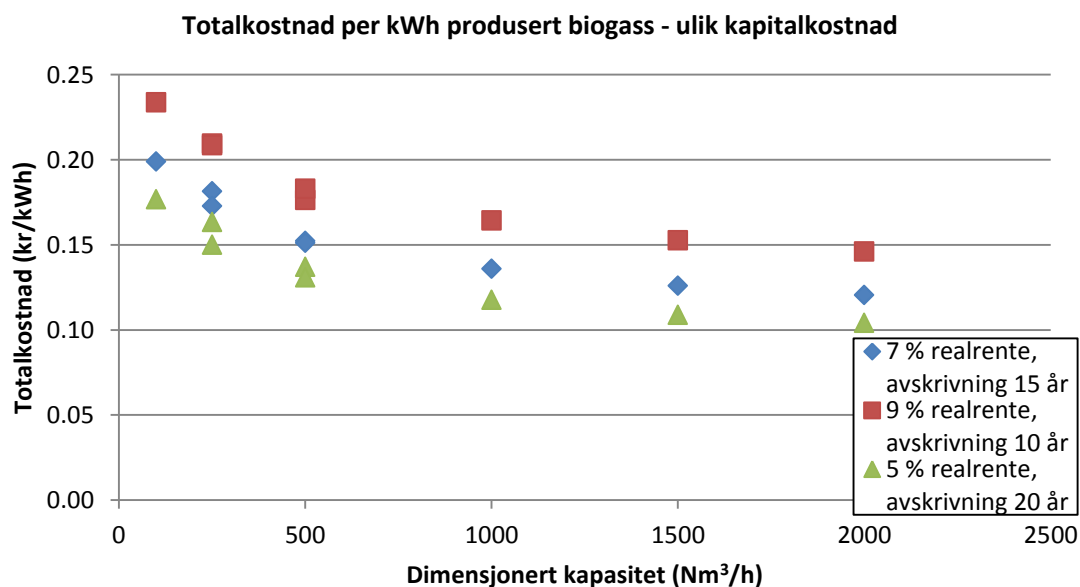
Figur 30 - Drift - og vedlikeholdskostnader per kWh produsert biogass basert på data fra Cirmac et al. (2008)

Figur 30 viser drift – og vedlikeholdskostnader per produsert enhet biogass, med hensyn på dimensjonert kapasitet, og Figur 31 viser total kostnad per produsert enhet biogass, med hensyn på dimensjonert kapasitet.



Figur 31 - Totalkostnad per kWh produsert biogass basert på data fra Cirmac et al. (2008)

For å studere hva som påvirker total kostnaden for å produsere biogass forandres kapitalkostnaden for gitte data. Kapitalkostnaden forandret ved at kalkulasjonsrenten senkes til 5 % og avskrivningstid 20 år, eller økes til 9 % og avskrivningstid 10 år. Figur 32 viser total kostnad per produsert enhet biogass, med ulik kapitalkostnad.



Figur 32 - Totalkostnad per kWh produsert biogass, ulik kapitalkostnad

Det vil også være mulig å forandre drift – og vedlikeholdskostnader per år ved å endre energiprisen ved produksjon av råbiogass. Men i og med at dataene fra Cirmac er basert på tyske data, er det allerede usikkerheter knyttet til valutaen, personallønn etc. det velges derfor ikke å teste for dette.

3.5.3 Kostnad råbiogassproduksjon brukt i modell

For å finne kostnaden for rågassproduksjon brukes de forskjellige anleggstørrelsene som Briseid et al. (2010) har definert og knytter de opp mot kostnadene for rågassproduksjon fra Cirmac et al. (2008). Kostnadene oppgitt av sistnevnte er for anlegg med 10 % biomasse i tillegg, hvor kostnadene for tilberedning av dette før råbiogassproduksjon er inkludert i drift – og vedlikeholdskostnader. Disse kostnadene blir trukket fra siden det her kun jobbes med husdyrgjødsel. Der hvor der finnes flere kostnader for samme anleggsstørrelse, er det regnet ut et gjennomsnitt.

Tabell 22 - Kostnader tilknyttet anleggsstørrelse

Kapasitet (Nm ³ /h)	Driftstid (h)	Nm ³ /år	kWh/år	Tonn TS/år	Tonn/år	Investeringskostnad (NOK)	Drift - og vedlikeholdskostnad (NOK/år)
100	8000	800000	5200000	1083	12745	4040000	620000
250	8000	2000000	13000000	2708	31863	9260000	1360000
500	8000	4000000	26000000	5417	63725	16215000	2285000
1000	8000	8000000	52000000	10833	127451	33180000	3640000
1500	8000	12000000	78000000	16250	191176	46670000	5010000
2000	8000	16000000	104000000	21667	254902	59580000	6380000

Tonn gjødsel/år er regnet ut i fra at anlegget kjører ved maksimal produksjon hele året, som vanligvis blir definert som 8000 timer/år. Dette vil sannsynlig ikke alltid vil være tilfellet, men det brukes videre. Kostnadene fra litteratur var ikke spesifisert med tanke på type reaktor, temperaturprofil, så endelige kostnader blir et omtrentlige. For å knytte kostnader fra Tabell 22 opp mot anleggsstørrelse velges det å interpolere mellom de beregnede kostnadene (se Vedlegg 3: Beregning av kostnad råbiogassproduksjon) da kostnadene tilknyttet størrelse ikke passer optimalt til hvilke anleggsstørrelser det er operert med i rapporten. Har satt maksimal kapasitet på industrianlegg på 140 000 tonn/år, siden kostnaden er regnet ut i fra maksimal mengde gjødsel inn i anlegget per år.

Tabell 23 - Kostnader tilknyttet definerte anleggsstørrelser

Anlegg	Størrelse (tonn/år)	Investeringskostnad (NOK/år)	Drift – og vedlikeholdskostnad (NOK/år)
Gårdsanlegg	5000 – 20 000	6020913	900819
Små fellesanlegg	15000 – 30 000	8357640	1287890
Fellessanlegg	30 000 – 40 000	11036185	1596228
Store fellesanlegg	40 000 – 70 000	17885517	2418424
Industrianlegg	70 000 – 140 000	35836508	3908786

For å finne enhetskostnaden per kWh, blir investeringskostnaden for hvert av anleggene multiplisert med annuitetsfaktoren, hvor realrente og levetid kan forandres. Ved å dividere drift – og vedlikeholdskostnader og kapitalkostnaden med råbiogassproduksjon, finner man kostnad per enhet.

$$kr / kWh = \frac{(Investeringskostnad * annuitetsfaktor) + (Drift - og vedlikeholdskostnader)}{Produsert råbiogass}$$

I modellen som er laget vil denne kostnaden forandre seg ut i fra gjødselpotensialet og størrelsen på anlegget. Enhetskostnaden vil følgelig være høyere dersom kun tilfører 5000 tonn gjødsel/år, i forhold til 20 000 tonn/år ved et gårdsanlegg. Slik at det blir hensiktsmessig å bygge et anlegg hvor gjødselpotensialet er tett opp mot maksimal kapasitet for valgt anlegg. Dette kommer selvfølgelig an på om man har planer om å ekspandere produksjon i løpet av nærmeste år, hvor man da burde bygge et anlegg med større kapasitet.

3.5.4 Økonomi oppgraderingsanlegg

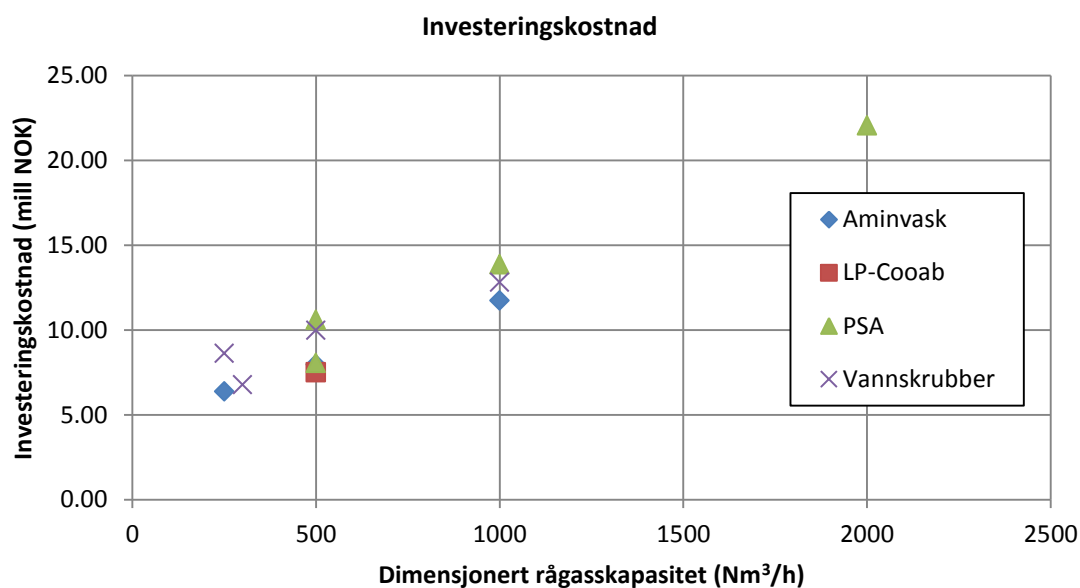
Cirmac og Greenlane (2008; 2012) har sendt data for kostnader ved etablering av ulike oppgraderingsanlegg, disse dataene er brukt for å gi en teknikkspesifikk kostnad.

3.5.4.1 Investeringskostnad

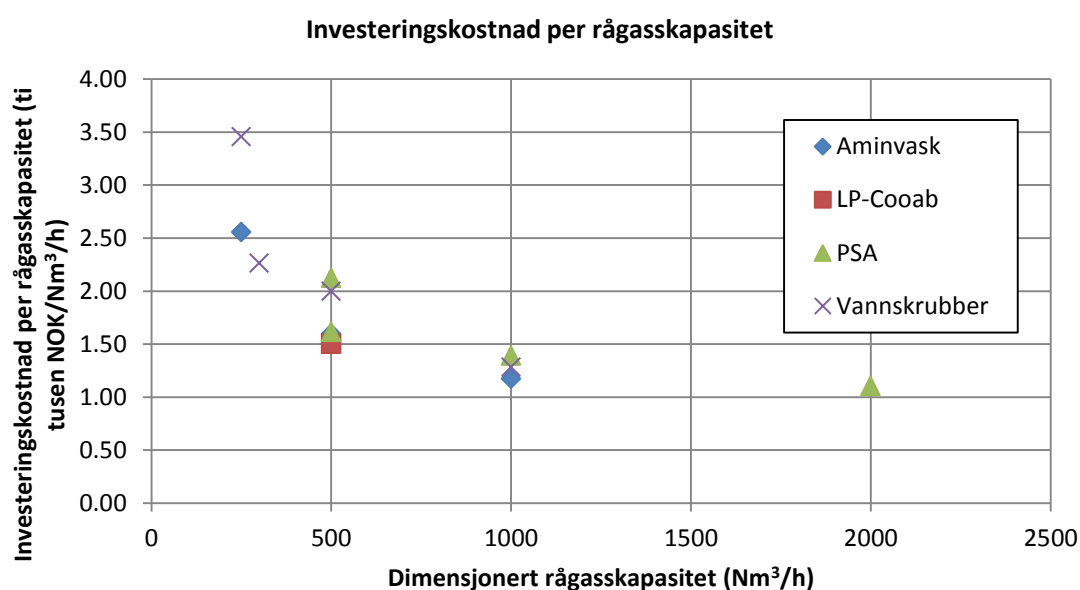
Ulf Jonsson fra Greenlane (2012) rapporterte om investeringskostnader på 900 000 EUR for oppgraderingsenheten Kanuka med rågasskapasitet på 300 Nm³/h, med 8350 driftstimer i året. Og estimerte driftskostnader på 54 159 EUR/år. Kanuka er installert i både Danmark og Finland, og er første oppgraderingsanlegget installert i begge landene.

Curt van Oss fra Cirmac (2008) sendte en oversikt over kostnader for både biogassproduksjon og oppgradering. Driftstimer er 8000 timer per år, 6 % kalkulasjonsrente, levetid 15 år, 90 % spillvarme gjenvinning der ikke annet er oppgitt. Velger å bruke 7 % kalkulasjonsrente, da det er dette som er brukt på de andre utregningene.

Figur 33 og Figur 34 er basert på data fra Greenlane og Cirmac. Figur 33 viser at investeringskostnadene øker med økende kapasitet. Kostnadene er ikke lineære, som kan sees i Figur 34 hvor investeringskostnaden for en normalkubikkmeter rågasskapasitet er beregnet fra gitte investeringskostnadene. De har begge rapportert om driftstid på omtrent 8000 timer per år. Det er ikke gitt informasjon om tilgjengelighet, men man må anta at det er vedlikeholdsarbeid og lignende som gjør at optimal driftstid ikke blir oppfylt. Det er ikke gjort noe påslag på kostnadene fra Greenlane og Cirmac, og man kan anta at det nok vil være litt høyere kostnader ved å investere i et anlegg i Norge. Det positive med dataene fra Greenlane og Cirmac er at det er oppgitt hvilke type oppgraderingsanlegg det er, slik at det er mulig å bruke spesifikke kostnader videre i en modell for et biogassanlegg.



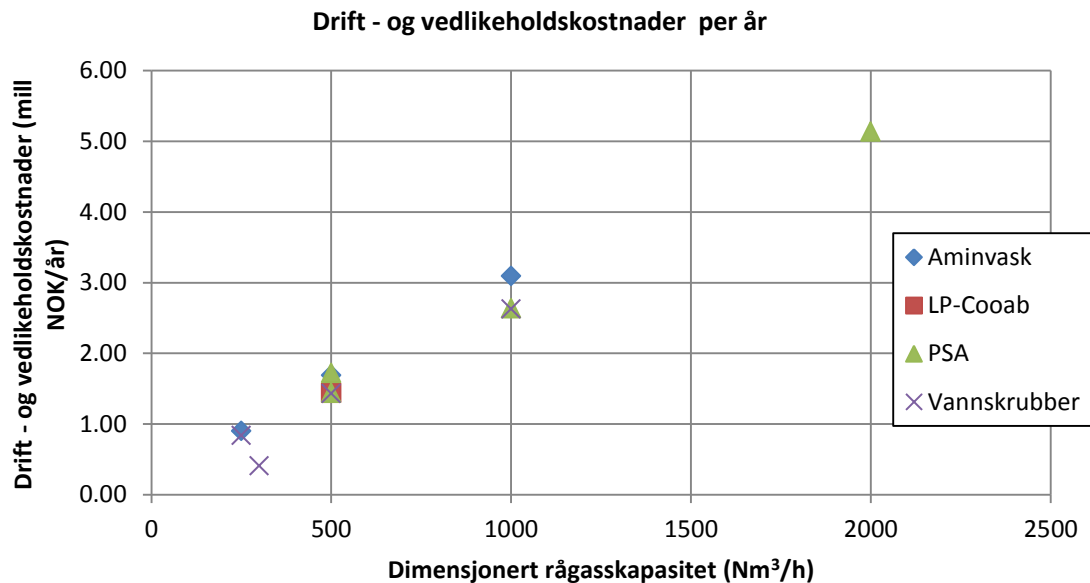
Figur 33 – Investeringskostnad basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)



Figur 34 - Investeringskostnad per rågasskapasitet basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)

3.5.4.2 Drift – og vedlikeholdskostnader

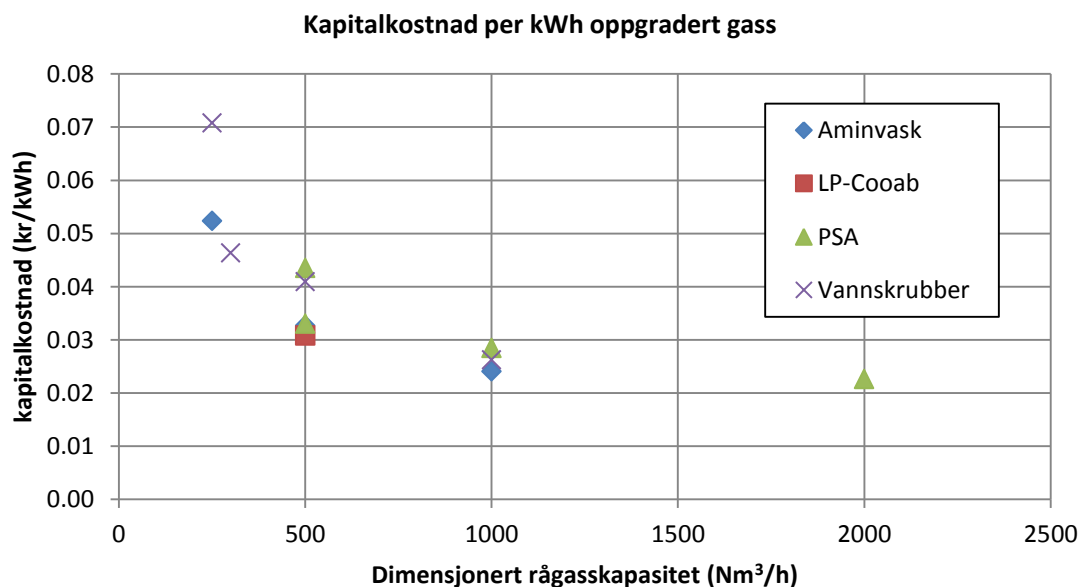
Drift – og vedlikeholdskostnader er basert på data fra Cirmac (2008) og Greenlane (2012). Figur 35 viser drift – og vedlikeholdskostnader per år, med hensyn på dimensjonert kapasitet basert på data fra Greenlane og Cirmac. I en modell for biogassanlegg, vil det være mulig å endre på driftstimer om det er ønskelig.



Figur 35 - Drift - og vedlikeholdskostnader per år basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)

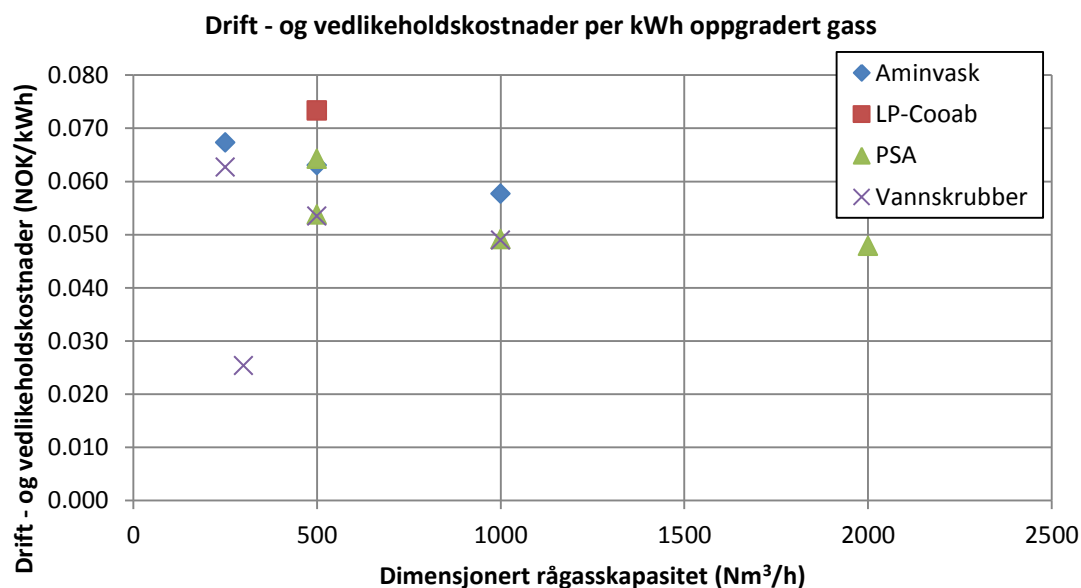
3.5.4.3 Kostnad for oppgradering av gass

For å få investeringskostnaden per produsert kubikkmeter gass regnes investeringskostnaden for anleggene om til kapitalkostnad per år. Dette gjøres ved hjelp av den reelle annuitetsmetoden (Likning 3). Realrenten settet til 7 % og avskrivningstid til 15 år. Når investeringen beregnes om til kapitalkostnad per år kan den brukes til å beregne kostnaden for å produsere en normal kubikkmeter eller kWh oppgradert gass. Kapitalkostnad per kWh viser optimal kostnad for oppgradering av biogass, dersom ikke dimensjonert rågasskapasitet blir brukt, vil kostnaden per kWh følgelig bli høyere.



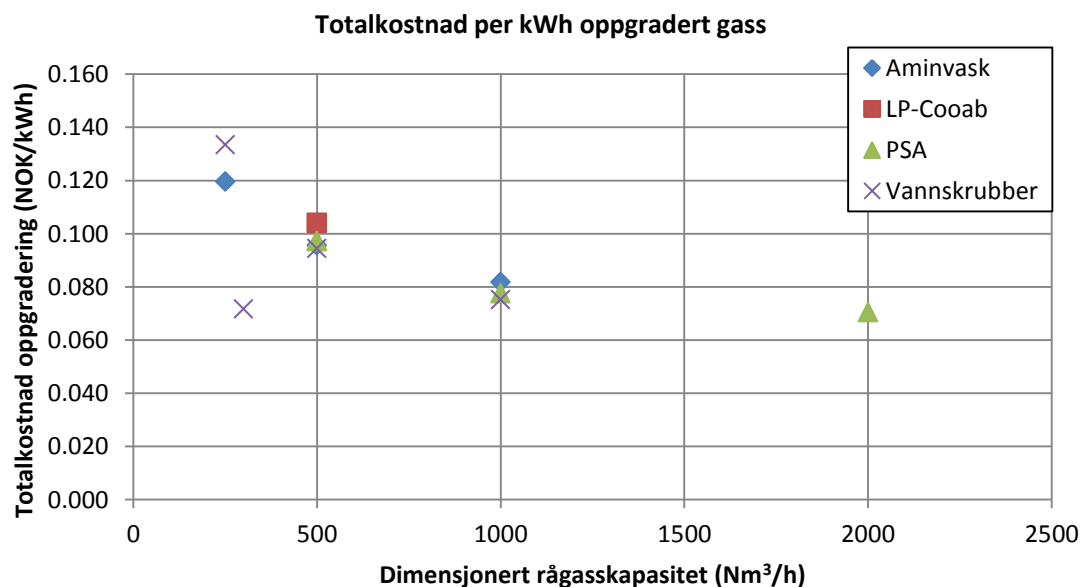
Figur 36 - Kapitalkostnad per kWh oppgradert gass basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)

I Figur 36 er investeringskostnaden, i form av kapitalkostnad beregnet per kWh oppgradert gass. Drift – og vedlikeholdskostnader er beregnet per produsert kWh oppgradert gass. Dette gjøres ved å dividere drift- og vedlikeholdskostnadene fra anlegg med produsert mengde oppgradert gass, og kan sees i Figur 37.



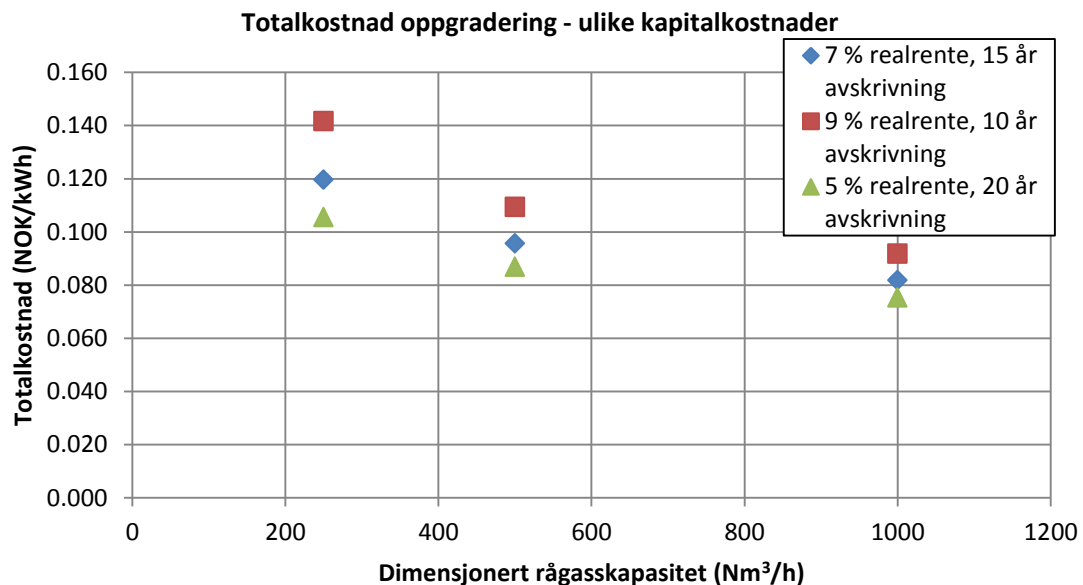
Figur 37 - Drift - og vedlikeholdskostnader per kWh oppgradert gass basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)

Figur 38 viser total kostnad per produsert enhet oppgradert biogass, med hensyn på dimensjonert kapasitet. Basert på data fra Cirmac og Greenlane.



Figur 38 - Totalkostnad for å oppgradere en kWh gass basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)

For å studere hva som påvirker totalkostnaden for å oppgradere biogass forandres kapitalkostnaden for gitte data. I Figur 39 er kapitalkostnaden forandret ved at kalkulasjonsrenten senkes til 5 % og avskrivningstid 20 år, eller økes til 9 % og avskrivningstid 10 år. Det er valgt og kun se på aminvask, da de ulike oppgraderingsteknikkene har omtrent samme dimensjonert kapasitet, som resulterer i en graf som ikke er lesbar.



Figur 39 - Kostnad å oppgradere en kWh gass, ulike kapitalkostnader basert på data fra Greenlane (Greenlane, 2012) og Cirmac (Cirmac, et al., 2008)

I en rapport utført av Margareta Persson (2003) er det sett på variasjoner i pris per kWh for oppgradering av biogass. Dette gjorde kun et utslag på et par øre i totalkostnad per oppgradert kWh. Dette er en variasjon man også kunne testet på Cirmac og Greenlane sine tall, men i og med at alt er oppgitt i euro, og kostnadene gjelder for Tyskland vil det medføre en enda større usikkerhet i beregningene. Men man kan anta at det vil medføre et lignende resultat, og en midlertid konklusjon er at det er kapitalkostnaden som påvirker totalkostnaden mest, da det er denne som blir påvirket om man endrer kalkulasjonsrenten og avskrivningstid.

3.5.5 Kostnad biogass (metangass)

Tabell 24 er basert på kostnader fra Cirmac et al. (2008), Greenlane (2012) og MemfoACT⁹ (2012).

Tabell 24 - Kostnader tilknyttet oppgraderingsteknikk

Oppgraderingsteknikk	Dimensjonert kapasitet (Nm ³ /h)	Investeringskostnad (NOK)	Drift – og vedlikeholdskostnad (NOK/år)
Membranseperasjon – MemfoACT	100	6000000	150000
	200	8500000	212500
Absorpsjon – Vannskrubber	250	8640000	840000
	300	6790000	410000
	500	9980000	1430000
	1000	12820000	2630000
Absorpsjon – Organisk løsemiddel Coaab	500	7510000	1970000
Absorpsjon – Kjemisk reaksjon Aminvask	250	6390000	900000
	500	7980000	1690000
	1000	11740000	3090000
Adsorpsjon – Pressure Swing Adsorption	500	9340000	1580000
	1000	13890000	2640000
	2000	22060000	5140000

Fra MemfoACT var det kun oppgitt investeringskostnad. I følge litteratur (Briseid, et al., 2010) vil vedlikeholdskostnader for biogassanlegg ligge på 2 – 2,5 % av investeringskostnad. Det er derfor antatt at drift – og vedlikeholdskostnadene er 2,5 % av investeringskostnadene.

Det må tas forbehold om usikkerheter i kostnadene fra Cirmac og Greenlane, da de er oppgitt i euro, og omregnet til norske kroner, med vekslingsrate 1 EUR = 7,543 NOK.

De ulike kostnadene er gitt for ulike dimensjonert kapasitet, og det er ikke gjort en estimering over hva kostnadene ville vært ved alle de ulike oppgraderingsteknikkene for hver kapasitet.

For å finne enhetskostnad per oppgraderte kWh, må man gjøre det samme som for rågassproduksjon. Hvor kalkulasjonsrente og levetid kan endres på.

$$kr / kWh = \frac{(Investeringskostnad * annuitetsfaktor) + (Drift – og vedlikeholdskostnader)}{Produsert biogass}$$

Kostnaden her vil også variere med produksjonen i forhold til dimensjonert maksimal kapasitet. Hvor maksimal kapasitet er avhengig av driftstiden per år. Det vil også her være hensiktsmessig å velge oppgraderingsteknikken som passer til det teoretiske biogasspotensialet.

3.5.6 Kostnad komprimering av biogass

Det er generelt lite litteratur om kostnader for komprimering av biogass, foruten om selve enhetskostnaden for komprimering av én kWh. Klima – og forurensningsdirektoratet (2011) rapporterer om en enhetskostnad på 0,06 kr/kWh, som inkluderer kapitalkostnader og drift – og

⁹ Kostnadene fra MemfoACT ble oppgitt ved personlig kommunikasjon, gjennom e-post og er inkludert i Excel-modellen.

vedlikeholdskostnader. Denne kostnaden er justert i forhold til konsumprisindeksen (SSB, 2012d). Det er derfor antatt at dette er komprimeringskostnad per enhet dersom den maksimale dimensjonerte kapasiteten blir utnyttet. Har antatt at kapasiteten til kompresjon følger de samme kapasitetene til oppgradering, da det ofte er en komprimeringskolonne knyttet til selve oppgraderingsanlegget.

$$kr / kWh = \frac{\text{Kostnad}(kr / kWh) * \text{Kapasitet}(Nm^3 / h) * \text{Driftstid}(h) * \text{Energiinnhold}(kWh / Nm^3)}{\text{Komprimert biogass}(kWh)}$$

3.5.7 Distribusjonskostnader

Transport av gass kan skje i rør, som flytende biogass (LBG) eller som komprimert gass i tanker (CBG).

3.5.7.1 Rørtransport

Transport av gass i rør kjennetegnes ved høye og ugjenkallelige investeringskostnader og lave driftskostnader. Transportkostnadene ved rørtransport av gass er avhengig av hvor stor del av kapasiteten som utnyttes. De høye investeringskostnadene medfører at det kreves store volum eller små avstander for at det skal være lønnsomt (Selfors, Thorsen, Hofstad, Fagerlund, & Wiggen, 2004).

3.5.7.2 Transport som LBG eller CBG

LBG som transportløsning har en fordel i forhold til rør i situasjoner der et gassmarked bygges opp gradvis. Det er derimot kostbart å gjøre biogass flytende. Et forbedret forslag til omforming fra LNG til CNG er LCNG-prosessen, som betyr «Liquified to Compressed Natural Gas». Prinsippet får ut på at LNG blir pumpet opp til 270 bar. Deretter blir den flytende gassen ført gjennom høytrykksfordamper og inn på en ordinær CNG-flaskebank. Med dette prinsippet er det behov for mindre energi for trykkoppbygging. Likevel vil det mest sannsynlig være mer gunstig å ha gassen i komprimert form i utgangspunktet, da det, som nevnt tidligere, vil være kostbart å gjøre gassen om til LBG

CBG er gass som lagres og transporteres under høyt trykk på tanker. Transporten kan foregå ved hjelp av bil, båt eller tog og kan være aktuell for både små og store volum. CBG fylles på stålfasker som er montert på en CNG-trailer. En CNG-trailer med 200 bars trykk vil kunne transportere 3792 Nm³ eller 5688 Nm³ ved 300 bars¹⁰ trykk. CBG er foreløpig den vanligste måten å transportere biogass på.

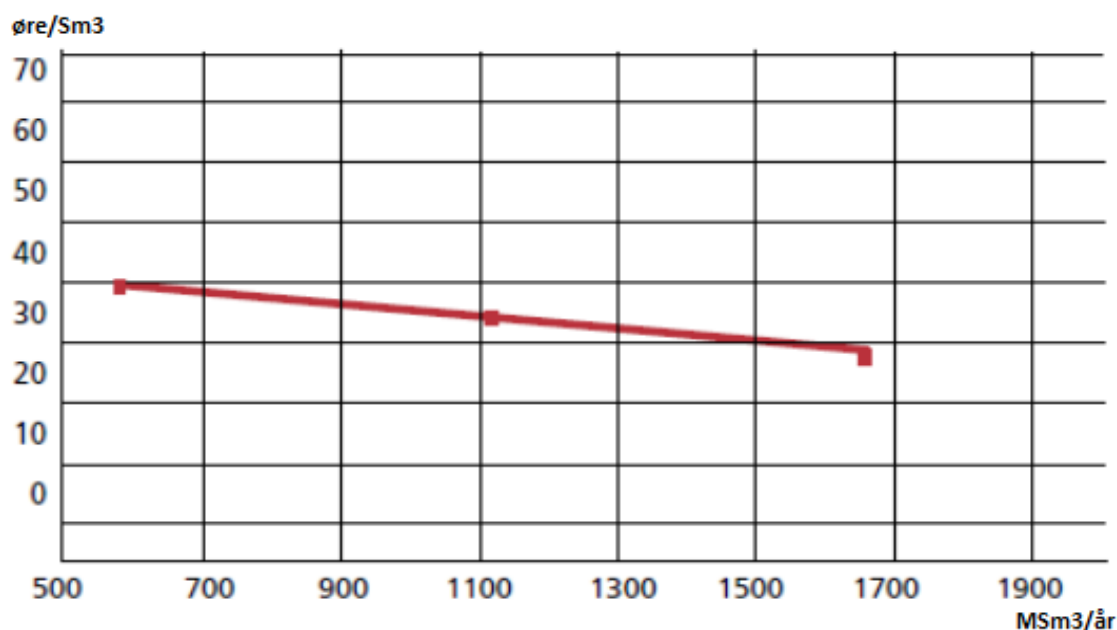
Med Ørland sitt biogasspotensiale vil det nok være mest gunstig å transportere gassen som CBG da det i «Naturgass – en generell innføring» (Selfors, et al., 2004) rapporteres om at transport av komprimert naturgass har hittil vært mest brukt til lokal distribusjon. Figur 40 viser en oversikt over kostnader for CNG-transport fra Kårstø til Grenland for ulike gassvolum. Man kan se at kostnadene synker med økende produksjonsvolum. Ved å finne stigningstallet til grafen vil det være mulig å finne et estimat for transport av et mindre volum biogass.

$$m = \frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{25 - 35(\text{øre} / Sm^3)}{1500 - 600(MSm^3 / \text{år})} = -0,0111$$

Likning 4

¹⁰ <http://energilink.tu.no/leksikon/normalkubikkmeter%20nm3.aspx>

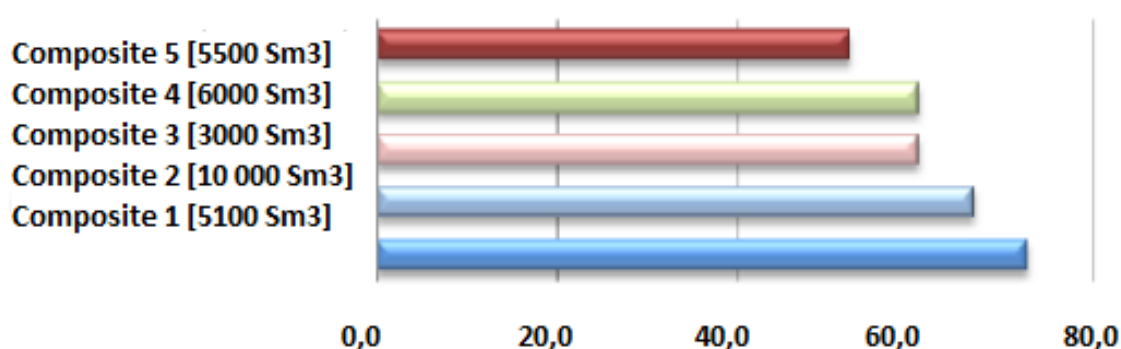
Det vil da være mulig å finne kostnad per transportert standard kubikkmeter ved å inkludere faktisk produksjon i Resultat og diskusjon av delstudier, spesifikt i Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi.



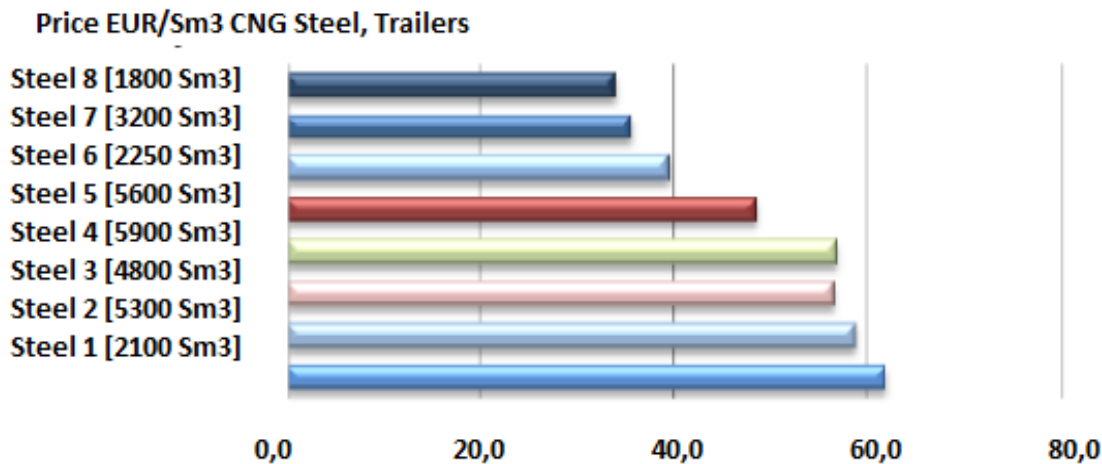
Figur 40 - Kostnader for CNG-transport fra Kårstø til Grenland (Selfors, et al., 2004)

Det finnes en rekke ulike alternativer for CNG-trailere. Først av alt er det mulig å velge trailer med kompositter (Figur 41) og stålsylindere (Figur 42), med ulike størrelse og kapasitet. Sammenligningen av forskjellige CNG-trailere er basert på et utvalg av prisindikasjoner gitt av ulike leverandører (HOG Energi, 2010).

Price EUR/Sm³ CNG Composite Trailers



Figur 41 - Priser for kompositt-trailere



Figur 42 - Priser for ståltrailere

3.6 Delstudie 5: Bruksområde

3.6.1 Gassferge

For å kunne benytte biogass på ferger, må den oppgraderte gassen gjøres om til LBG, dette er en meget kostbar prosess, i tillegg til at gassen bør transporteres 50 mil før kostnadene for LBG-produksjonen er lik som kostnaden for CBG-produksjon. Ved kontakt med GASNOR (Lindtner, 2012) ble det anbefalt å komprimere biogassen og bruke den som drivstoff til buss eller bil, da det ville blitt for kostbart et LBG-anlegg for det biogasspotensialet Ørland har.

Normalforbruket av LNG for verdens største gassferge, som er for Boknafjord, er avhengig av hvilket samband den går (Mortavika-Arsvågen eller Halhjem-Sandvikvåg), den går med marsjart 17 knop (2 LNG motorer inne) på det sørlige sambandet og 20 knop (3 LNG motorer) på det nordlige. Det er to LNG-tanker om bord, hver på 125 m³. På Fiskerstrand Verft fyller de fra tankbiler, 50 m³ LNG¹¹ om gangen, det tar 3-4 timer inkludert forberedelser og stripping/purging av LNG i fyllerør eller fylling. Det er vesentlig dyrere å bygge en LNG-drevet ferge enn en tilsvarende dieseldrevet ferge. Kanskje så mye som 20-25 % dyrere, dette er fordi det er mer avansert teknologi for fylling, lagring, forsyning av LNG om bord. Overvåking av systemet (sikkerhet), styring av LNG-systemet mot motorer/fremdrift, lastvekslinger, manøverevne osv. (Båtnes, 2012).

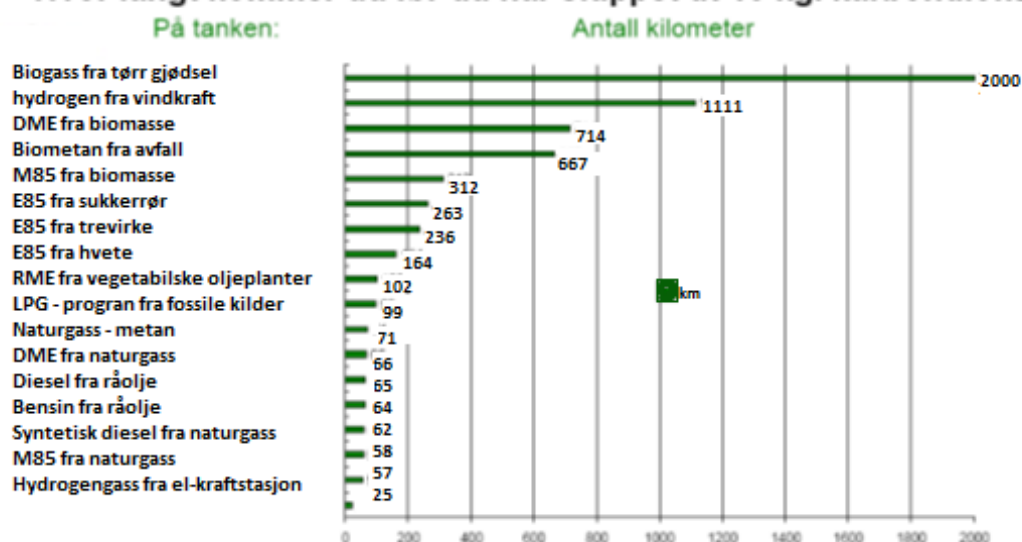
3.6.2 Buss

Trondheim var først ute med å prøve gassbuss i Norge og den første bussen ble satt i drift allerede i 1989 av AS Trondheim Trafikkselskap. Bakgrunnen var lokale ønsker om å demonstrere aktuell anvendelse av naturgass, utvikle enda mer miljøvennlig kollektivtrafikk, utnytte forskningsmiljøet i Trondheim og et sentralt ønske om utnyttelse av naturgass som drivstoff i kjøretøy.

Som man ser fra Figur 43, er det biogass fra gjødsel som kommer best ut. Oppsamling og forbrenning av biogass gir dobbel gevinst. Fordi det reduserer metan som slipper ut i atmosfæren og fordi det brukes i forbrenning i stedet for olje.

¹¹ Volum oppgitt i m³

Hvor langt kommer du før du har sluppet ut 10 kg. karbondioksid



Figur 43 - CO₂-utslipp for alternative drivstoff (HOG Energi, 2010)

Gjennomsnittlig kjørelengde for gassbuss i Trondheim er 70 000 km (Rambøll unico & Agder Gassforum, 2006) per år. Det antas et gassforbruk på 0,52 Nm³/km eller 5,9 kWh/km (HOG Energi, 2010).

Tabell 25 - Estimert forbruk per buss

Estimert forbruk	
Årlig kjørelengde (km)	70 000
Forbruk per km (kWh/km)	5,9
Forbruk per km (Nm ³ /km)	0,52
Årlig forbruk (kWh/år)	413 000
Årlig forbruk (Nm ³ /år)	36400

3.7 Delstudie 6: Klimaeffekt

De dominerende klimagassene fra husdyrbruket er lystgass og metan. Av det samlede utslippet av klimagasser utgjør metangass (CH₄) omtrent 45 %. Hele 85 % av dette kommer via utåndingslufta fra drøvtyggere. Metan fra gjødsel, fra alle husdyrene, utgjør dermed bare 15 %. Lystgass utgjør omtrent 45 % av samlet utslipp av klimagasser fra landbruket, og av dette er rundt 30 % fra nitrogen i husdyrgjødsel (Briseid, et al., 2010).

3.7.1 Transport til biogassanlegg

Men en gjennomsnittsfart på 40 km/t og et dieselforbruk på 2,0 liter/mil, har man et CO₂-utslipp på 538 gram CO₂/km¹² og 2690 gram CO₂/liter diesel. Klima- og forurensningsdirektoratet (2011) rapporterer om utslipp inkludert produksjon av diesel tilsvarende omtrent 3200 gram CO₂/liter. Som betyr at omtrent 15 % av utslippene stammer fra produksjonsleddet.

¹² <http://energilink.tu.no/leksikon/metan.aspx>

3.7.2 Jordbruk

Dette delkapittelet er basert på «Direkteutslipp fra landbruket i LCA» (Ø. Hagen, et al., 2011), hvor utslipp for melkeku, øvrige storfe, gris, høne og kylling er beregnet. Utslippene for de resterende dyreslagene på Ørland er beregnet i denne rapporten med samme metode.

Jordbruk bidrar spesielt til utslipp fra CH₄ (metan), N₂O (lystgass) og NH₃ (ammoniakk). Husdyr er største kilden til metanutslipp fra jordbruket. Både enterisk (tarmgjæring) og håndtering av husdyrgjødsel bidrar til ikke-brennbare utslipp av CH₄. Håndtering av husdyrgjødsel bidrar også til utslipp av lystgass. Utslippene er basert på rapport fra Hoem (2006) og Sandmo (2009).

Faktorene dekker de direkte utslippene fra besetning (enteriske utslipp), behandling og gjødsling med husdyrgjødsel, og for gjødsling med kunstgjødsel.

Beregningene er gitt med to mulige utgangspunkt, og basert på rapporten «Direkteutslipp fra landbruket i LCA»:

- i) Per dyr, det vil si en gitt bestand av storfe, gris eller annet. Dette antas å være med hensiktsmessig for senere bruk i beregninger for gårder generelt, gårdsanlegg tilknyttet et biogassanlegg, eller som grunnlag for klimaregnskap for kommuner.
- ii) Per volum husdyrgjødsel sendt til behandling, i et biogassanlegg eller gjennom konvensjonell behandling, som er lagring og bruk som gjødsel.

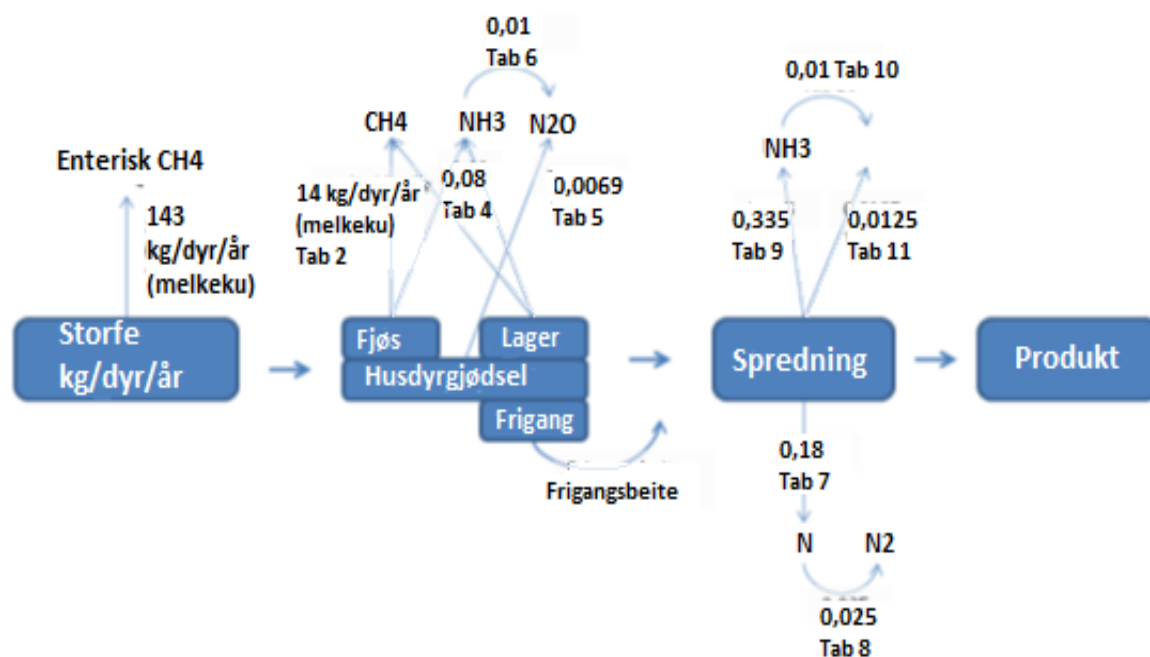
Med direkte utslipp menes her utslipp fra dyr og behandling av gjødsel, inklusive lystgass (N₂O), ammoniakk (NH₃), og N-avrenning, metan (CH₄), og fosfat (P).

Data er basert på «Direkteutslipp fra landbruket i LCA» (Ø. Hagen, et al., 2011) og «The Norwegian Emission Inventory 2006/2009» (Hoem, 2006; Sandmo, 2009) som alle har basert dataene sine på «IPCC 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories»¹³. «The Norwegian Emission Inventory 2009» er kilderapporten for nasjonale utslipp, videre omtalt som metoderapporten.

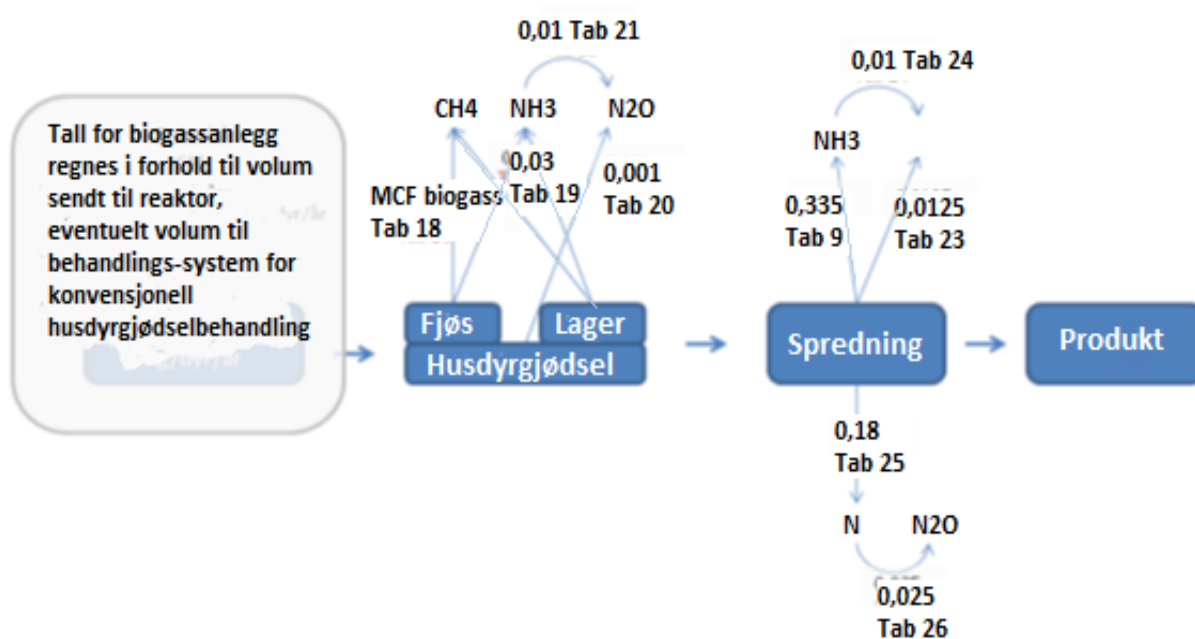
Data for Melkeku, ammeku, storfe, purke og slaktegris er gjengitt fra Sandmo og Pettersen et al. (2011; 2009). Data for hest, får, lam, geit og kylling er beregnet ut i fra data fra Sandmo, og på samme måte som er gjort i «Direkteutslipp fra landbruket i LCA». Alle tabeller kan sees i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk

Figur 44, Figur 45 og Figur 46 viser hvordan utslippene er beregnet for konvensjonell gårdsdrift, ved biogassanlegg og ved bruk av gjødsel. Tabellreferanser viser til tabeller i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk. De nevnte figurene er henter fra rapporten til Pettersen et al. (2011)

¹³ Hele rapporten kan lastes ned her: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

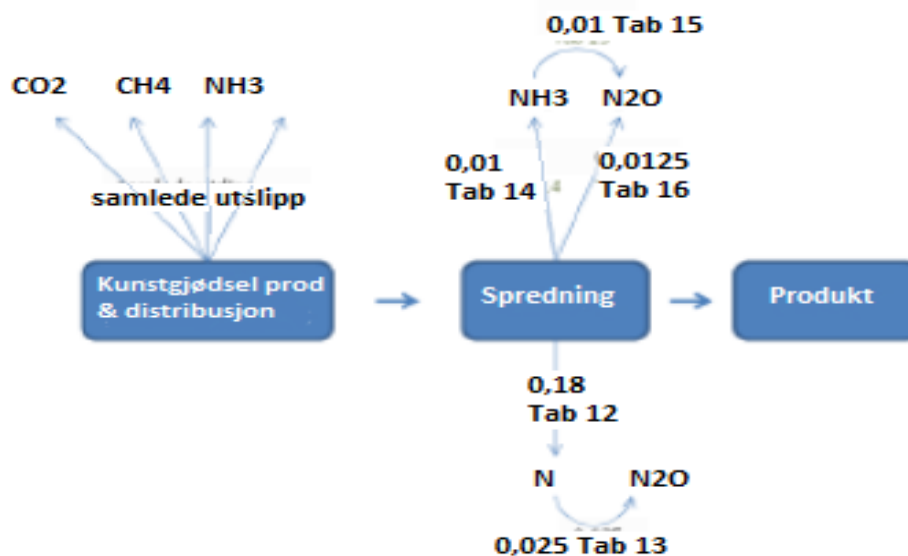


Figur 44 - Modelloppsett og tabellreferanser for utslippsberegninger for direkte utslipp fra gårdsdrift, gitt konvensjonell behandling av husdyrgjødsel



Figur 45 - Modelloppsett og tabellreferanser for utslippsberegninger for direkte utslipp fra husdyrgjødselbehandling, gitt i et biogassanlegg

Det er nødvendig å regne med utslipp fra bruk av kunstgjødsel for å få et fullstendig estimat for direkteutslipp fra et gårdsbruk. Dette er gjort med utgangspunkt i samme metoderapport, og med tilsvarende tilnærming som ellers for landbruket.



Figur 46 - Modelloppsett og tabellreferanser for utslippsberegninger for bruk av kunstgjødsel

3.7.2.1 Beregning av utslipp

Enteriske utslipp

Det er laget en modell for beregning av nasjonale utslipp av metan fra enterisk fermentering i kyr, som beskrives i vedlegg H i metoderapporten. Modellen beregner metandannelse som en funksjon av brutto energiinntak og metanomdannelseeffektiviteten.

Det velges her å fokusere på resultatene fra modellen, fremfor selve metodikken. Tallene er normalisert per dyr per år. Verdiene er gjennomsnitt for Norge, gitt en sammensetning av fôrprogram og regioner. I forhold til nomenklaturen til IPCC er tallene beregnet med Tier 3 presisjon, som betyr stor grad av tilpasning til nasjonale forhold. Det er valgt å kun vise husdyrene som er representert i jordbruket på Ørland. Dette vil være tilfelle for alle tabellene, om ikke annet er oppgitt. Valgte faktorer for enteriske utslipp er vist i Tabell 26.

Tabell 26 - Enteriske metanutslipp

Dyr	kg CH ₄ /dyr/år
Melkeku	143
Ammekyr	67
Øvrige storfe	76
Hester	18
Får	15
Lam	17
Geiter	5
Purker	1,5
Slaktegris	1,5
Høns	0,02
Kalkun	0,02
Kylling	0,02

3.7.2.2 Utslipp fra behandling av husdyrgjødsel – konvensjonell og biogassanlegg

Metanutslipp fra gjødselbehandling

Metanutslipp skjer også fra gjødselbehandlingen, avhengig av hvordan det lagres, spres eller behandles. Metoderapporten beskriver en gjennomsnittlig norsk situasjon, som er en kombinasjon av lagring i gjødselkjeller, i lukkede tanker, og med en vesentlig andel rett fra ku til beite. Inndelingen mellom de ulike alternative er vist i Tabell 27 som er hentet fra metoderapporten.

Tabell 27 - Fraksjon av total utskillelse per dyreart for hvert gjødselhåndteringssystem

	Anaerob lagune	Kjellerlager	Fast form	Andel på beite	Andre systemer
Melkekyr	0	0,69	0,05	0,26	0
Øvrige storfe	0	0,64	0,05	0,31	0
Fjærkre	0	0,27	0,73	0	0
Får	0	0,26	0,3	0,45	0
Svin	0	0,88	0,12	0	0
Andre dyr	0	0,26	0,29	0,45	0

Det er gitt at melkekyr og okser over 1 år har en gjødselproduksjon på henholdsvis 45 og 35 kg per dyr per dag, med et VS-innhold på 9,2 %. 45 kg per dag, tilsvarer 16 435 kg/år for melkeku. Tallet som er brukt tidligere ved estimering av biogasspotensiale er 18,41 tonn/år for melkeku. Det er et avvik, men det velges å bruke forskjellige verdier, da sistnevnte data er brukt som bakgrunnsdata for beregning av gjødselpotensiale med tilhørende tørrstoffinnhold, og førstnevnte er brukt som base ved beregning av klimaeffekt. Tallene som brukes ved klimaeffekt skal vise forskjellen ved konvensjonell gjødselbehandling og biogassanlegg. Som betyr at det likevel vil resultere i et forholdstall. Gassdannelsen beregnes fra innhold av VS, i henhold til metodikken i IPCC-metoderapporten. Den beregnes som vesentlig lavere for norske forhold her enn det som ellers er gitt i retningslinjene for andre land. Hovedårsaken til dette er lav gjennomsnittstemperatur i Norge. Fullstendig oversikt kan sees i Tabell 28.

Tabell 28 - Norske faktorer brukt til å estimere CH₄ fra gjødselbehandlingsmetoden ved IPCC Tier 2 metoden

	kg gjødsel/dyr/dag	VS (%)
Melkeku	45	9,2
Ammekyr	30	9,2
Øvrige storfe	35	9,2
Hester	25,5	16,4
Får	2	19,5
Lam	1	19,5
Geiter	1	23
Purker	9	9,5
Slaktegris	4.5	9,5
Høns	0,16	15,6
Kalkun	0,7	16
Kylling	0,085	19,4

Resulterende faktorer for utslipp fra behandling av gjødselmengder fra forskjellige besetninger er gitt i Tabell 29. Faktorene er gjort i henhold til hovedretningslinjene til IPCC, med noe tilpasning etter norske forhold, det vil si med presisjonsgrad gitt som Tier 2.

Tabell 29 - Gjennomsnittlige CH₄-utslippsfaktorer for gjødselbehandling ved norsk metode, Tier 2

Dyr	kg CH ₄ /dyr/år
Melkeku	14,41
Ammekyr	11,2
Øvrige storfe	13,07
Hester	16,98
Får	0,9
Lam	0,45
Geiter	0,53
Purker	3,47
Slaktegris	1,74
Høns	0,12
Kalkun	0,23
Kylling	0,08

Metanutslipp fra norsk gårdsdrift er gjengitt i tabell 2 for konvensjonell gjødselbehandling i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk.

Ammoniakkutslipp fra gjødselbehandling

Utslipp av nitrogen i form av ammoniakk (NH₃-N) beregnes i metoderapporten som en funksjon av totalnitrogen i gjødsla og en utslippsfaktor, der utslippsfaktoren er avhengig av bestand (gris, lam osv.) og lagringsløsning for gjødsla. Utslipp fra fjøs – og lagerrom er som regel 7 % av total-N for de fleste storfe-systemene, med noe større verdier for løsninger med avløpsløsning (drenering til tank). For dreneringsoppsett er samlet utslippsfaktor innenfor 20-23 % av total-N. Tabell 30 viser utslippsfaktorene for storfe, og er hentet fra metoderapporten.

Tabell 30 - Utslippsfaktorer for ulike lagringssystemer og produksjon. Prosentvis tap av N per total-N

	Lagringssystem						
	Gjødsel- kjeller	Åpen gjødsel- binge	Gjødsel- binge med tak	Åpen stein- helle	Innendørs utbygging	Utendørs utbygging	Lagring for fast avfall og urin
	Avløpsrenne				Drenering til avløpsrenne		
Melkeku:							
Tap fra fjøs	5	5	5	5	8	8	5
Tap fra lagring	2	9	2	2	75	15	15
Tap totalt	7	14	7	7	23	23	20

De fleste storfe-fjøs har gjødselkjeller, som gir et N-tap i fjøs på 5 % og i kjeller på 2 %. Nasjonale tall for ulike regioner i Norge, satt sammen basert på andel av ulike løsninger, gir tall innenfor 7,7-10,1 % N-tap under lagring og oppbevaring av gjødsla. Det velges å bruke 8,3 %, som er det geometriske gjennomsnittet for storfe, beregnet ut i fra tallene som er gitt i metoderapporten på beregnede utslippsfaktorer for ulike bestander i forskjellige landsdeler. Alle verdiene for ammoniakk-tap er vist i Tabell 31.

Tabell 31 - Gjennomsnittlig utslippsfaktor for gjødsellagringsystem, fordelt på husdyr og region. Prosentvis tap av total-N

	Sør-Øst Norge	Hedmark/ Oppland	Rogaland	Vestlandet	Trøndelag	Nord-Norge
Storfe	10,1	8,4	8	8	7,7	7,9
Svin	26,2	22,1	19,8	20,3	21	21,2
Får og geiter	22,5	21,8	18,6	20,9	21,4	21,1
Fjærkre	47	46,4	38,7	37,3	41,7	44,5
Andre dyr	25,7	24,7	17,1	19,1	23,5	21,6

I metoderapporten er det gitt et samlet innhold av N i storfegjødsel, Tabell 32 er en gjengivelse av dette.

Tabell 32 - N utskillelse for forskjellige husdyr

Dyr	kg N i møkk/dyr/år
Melkeku	82
Ammekyr	35
Øvrige storfe	35
Hester	50
Får	11,6
Lam	7,7
Geiter	15,5
Purker	18,3
Slaktegris	4,4
Høns	0,7
Kalkun	2
Kylling	0,1

Beregnete utslipp for ammoniakk fra lagring og behandling av gjødsel i fjøs og lager er gitt i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk i tabell 18 for biogassdrift, og tabell 4 for konvensjonell behandling.

Lystgassutslipp fra gjødselbehandling

En andel av lystgassavdampingen skjer direkte, men det tapes også via ammoniakk til lystgass, såkalt indirekte slik det klassifiseres i metoderapporten. Lystgass, N₂O er en svært potent klimagass, med potensial på 298 kg CO₂/kg N₂O.

Tap av lystgass fra behandling av gjødsel antas som en del av nitrogenavdampingen. Metoderapporten beskriver ulike verdier for dette avhengig av behandlingssystem. Alternativene er vist i Tabell 33, som er hentet fra metoderapporten.

Tabell 33 - Lystgass-utslipp for gjødselbehandling per gjødselbehandlingssystem

Gjødselhåndteringssystem	Utslippsfaktor, kg N ₂ O-N/kg N
Anaerob lagune	0,001
Kjellerlager	0,001
Daglig spredning	0
Fast form	0,02
Beite	0,02
Andre system	0,005

Indirekte utslipp av lystgass fra lagring og behandling, det vil si via ammoniakk til lystgass, er regnet som 0,01 kg N₂O-N/kg NH₃-N, som er en standardverdi fra IPCC.

Det er vist tidligere at metoderapporten beskriver fordelingen mellom bruk av ulike løsninger for gjødselbehandling. Som regel går gjødsel fra storfe til lagring i flytende form i gjødselbunge, dette gjelder for 69 % av gjødsla, mens det resterende går direkte til beite (26 %). En liten andel lagres i fast form. Basert på dette kan man beregne gjennomsnittsverdi for N-tapet til lystgass for melkekyr:

$$\begin{aligned} \text{Andel N-tap til lystgass} &= \text{Andel lagret i kjeller} * 0,001 + \text{Andel på beite og/eller fast form} * 0,02 \\ \rightarrow \text{Andel N-tap til lystgass} &= 0,69 * 0,001 + 0,31 * 0,02 = 0,00689 \text{ kg N}_2\text{O-N per kg N i rågjødsel} \end{aligned}$$

Beregninger for lystgassutslipp for alle buskaper, er gitt i tabell 5 (konvensjonell gjødselbehandling) og tabell 20 (biogassanlegg) for direkte utslipp, og for indirekte utslipp via ammoniakk i tabell 6 (konvensjonell) og 20 (biogassanlegg) i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk.

3.7.2.3 Utslipp fra gjødsling – husdyrgjødsel

3.7.2.3.1 Nitrogenavrenning fra gjødsling

Nitrogenavrenning

En andel av nitrogen tilsatt jorda tapes ved avrenning og erosjon. Standardverdier fra IPCC er innenfor 10-80 % av tilsatt N. Beregninger gjort i «Direkteutslipp fra landbruket i LCA» (Ø. Hagen, et al., 2011) basert på verdier i Gjødslingshåndboka (Bioforsk, 2012) estimerer at 30 % av tilsatt nitrogen tapes ved avrenning og erosjon. Metoderapporten angir et samlet tap på 18 % av tilsatt N. Denne verdien brukes her for både husdyrgjødsel og kunstgjødsel.

Før husdyrgjødsla blir spredt må det regnes hvordan tap fordeler seg mellom prosesser i fjøs, lager og behandling. Summerte beregninger for avrenning, gitt opprinnelig N-innhold og tap av N i fjøs og lagring av gjødsla, er gitt i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk i tabell 7 for konvensjonell behandling og tabell 24 for gjødsel som inngår som substrat i et biogassanlegg.

Det antas som tidligere at tettheten til alle klasser av husdyrgjødsel er 1 tonn/m³. For å beholde materialbalansen gjennom alle tabellene antas det at volum er uforandret gjennom prosessene, og alle volumberegninger er dermed gitt per opprinnelig volum, som er 1 m³/tonn gjødsel.

Lystgass i nitrogenavrenning

Metoderapporten beregner en andel av nitrogenavrenningen som lystgass, satt til en andel på 0,025 kg N₂O-N/kg avrenning. Beregnede verdier er gitt i tabell 25 for biogass og tabell 8 for konvensjonell behandling av gjødsla i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk.

3.7.2.3.2 Fosfatavrenning fra gjødsling

Utslipp av fosfat er ikke dekket i metoderapporten, siden fosfat ikke er forbundet med klimaeffekt. Det regnes ikke med særlig tap av fosfat under lagring og behandling av husdyrgjødsel eller kunstgjødsel. Det vil være en del tap av fosfat som avrenning og erosjon fra jorder etter spredning.

Pettersen et al. (2011) har gjort en enkel vurdering ut fra det som er gitt om gjødseleffekten av fosfor i husdyrgjødsel, som antyder at omtrent 4 % av P tapes ved avrenning, som et gjennomsnitt for gjødsling gjennom året.

Tabell 34 - Fosfor-innhold i husdyrgjødsel, hentet fra Gjødslingshåndboka (Bioforsk, 2012)

Dyr	Fosfor (P) kg/tonn gjødsel
Storfe	0,67
Gris	1,5
Sau/geit	1,20
Høns	4
Hest	1

3.7.2.3.3 Luftutslipp fra gjødsling

Ammoniakkutslipp

Metoderapporten beskriver gjennomsnittlige ammoniakkutslipp for landsdeler delt opp etter sommer -, høst – og vårspredning. Beregningene tar høyde for forskjeller i spredetid, innblanding av vann (som øker nitrogenopptaket), spredeteknologi, bruksområde og tid til innmolding. Tapet kan være så lavt som 10 % ved spredning av tørrgjødsel eller injeksjonsteknikk. Samlede landsdelsresultater er vist i Tabell 35.

Tabell 35 - Gjennomsnittlig NH₃ utslippsfaktor for dyrket mark og beite etter spredetid og region. Prosentvis utslipp.

	Sør-Øst Norge		Hedmark/ Oppland		Rogaland		Vestlandet		Trøndelag		Nord-Norge	
	Åker	Eng	Åker	Eng	Åker	Eng	Åker	Eng	Åker	Eng	Åker	Eng
Vår	32,9	44,4	35,3	44,3	23,3	48,2	4,0	40,2	28,4	46,9	5,1	47,6
Høst	28,6	33,3	28,9	33,2	21,3	34,4	10,0	28,9	30,9	34,4	11,0	33,2

Generelt er det fordamping av ammoniakk ved spredning på grasjorder omkring 30 % i Sør-Norge, utenom Vestlandet, innenfor 21-35 %. Ved spredning på beite er det et større tap, generelt innenfor 24-48 %, utenom Vestlandet.

Metoderapporten oppgir ikke et landsgjennomsnitt og det tas derfor utgangspunkt i det som er gitt for Trøndelag. Et gjennomsnitt for landsdelen er da et N-tap ved fordamping av ammoniakk mellom 28-46 % av tilsatt nitrogen. Det er ikke oppgitt tall for fordeling mellom bruk på dyrket mark og beite, det blir derfor antatt at en tredel av husdyrgjødsel spres på beite, mens to tredeler på dyrket mark. Dette gir en utslippsfaktor på omtrent 33,5 % av N i gjødsla ved spredning.

Det antas samme utslippsfaktor for spredning av råtnerest, altså 33,5 % av N i bioresten etter utråtning tapes til ammoniakkavdamping.

Resulterende beregninger for ammoniakkavdamping fra spredning er gitt i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk i tabell 9 for konvensjonell behandling og tabell 21 for gjødsel behandlet i et biogassanlegg.

Lystgassutslipp

Rapporteringssystemet til IPCC skiller mellom direkte utslipp og indirekte utslipp fra gjødsling. Metoderapporten for norske utslipp, skiller også mellom disse for beregning av lystgassutslipp.

Metoderapporten gir et direkte utslipp av N_2O-N på 0,0125/kg N i gjødsla. Denne utslippsfaktoren er oppgitt som en generell verdi i metoderapporten¹⁴. Videre er det indirekte utslipp via ammoniakkavdamping, med en verdi på 0,01 kg N_2O-N /kg NH_3-N avdamping, altså tilsvarende som verdien for indirekte utslipp fra avdamping under lagring.

I tillegg oppgir metoderapporten et indirekte lystgassutslipp via nitrogenavrenning, det vil si at en andel av N som tapes ved avrenning gir et lystgassutslipp. Denne andelen er i metoderapporten gitt som 0,025 kg N_2N-N /kg N i avrenning.

Resultatene er gitt i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk i tabell 11 (konvensjonell gjødselbehandling) og 22 (gjødsel til biogassanlegg) for direkteutslipp av lystgass fra spredning. Tabell 10 (konvensjonell gjødselbehandling) og 23 (gjødsel til biogassanlegg) for indirekte utslipp via ammoniakkavdamping. Tabell 8 (konvensjonell behandling) og tabell 25 (gjødsel til biogassanlegg) for indirekte utslipp via nitrogenavrenning.

3.7.2.4 Utslipp fra gjødsling – kunstgjødsel

Alle utslipp fra gjødsling med kunstgjødsel er gitt i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk i tabell 12-17.

3.7.2.4.1 Nitrogenavrenning fra gjødsling

Nitrogenavrenning

Det regnes 18 % avrenning av all N som spres på jorder eller beite, slik det oppgis som forventet gjennomsnittsverdi for norske forhold i metoderapporten.

Lystgass i nitrogenavrenning

Utslippsfaktoren for indirekte utslipp av lystgass fra nitrogenavrenning er gitt som 0,025 kg N_2O-N /kg N. Dette er samme faktor som er brukt for tilsvarende utslipp for gjødsling med husdyrgjødsel.

¹⁴ Side 126 (Sandmo, 2009)

3.7.2.4.2 Fosfatavrenning fra gjødsling

Som for husdyrgjødsel er ikke avrenning av fosfat fra kunstgjødsel dekket i metoderapporten. Baserer derfor tallene på Pettersen et al. (2011) som setter avrenning fra husdyrgjødsel som 4 % av tilført P, og for kunstgjødsel satt som 2 % av tilført P.

3.7.2.4.3 Luftutslipp fra gjødsling

Ammoniakkutslipp

Utslipp av ammoniakk ved fordamping, fra gjødsling med kunstgjødsel, er i metoderapporten beregnet som et gjennomsnitt av type gjødsel og med ulik fordampingsgrad. Dette er gjengitt fra metoderapporten i Tabell 36.

Tabell 36 - Utslippsfaktor for NH₃-N for forskjellige gjødslingstyper, og andel forbruk av gjødseltype

Kunstgjødsel	Utslippsfaktor (Prosent av anvendt N)	Anvendelse (%)
Urea	15	0,3
Ammoniumsulfat og ammoniumnitrat	5	0,02
Kalsiumnitrat	0	9,7
Kalsium ammoniumnitrat	1	10,7
NPK (Nitrogen, fosfat, kalium)	1	77,6
Andre	1	1,6

Man ser fra tabellen at det meste av nitrogengjødsel blir spredt som CAN (Calcium Ammonium Nitrate) og NPK (nitrogen, fosfat-gjødsel), begge med en estimert fordamping til ammoniakk på 1 %. Denne verdien brukes som et gjennomsnitt for all kunstgjødsel.

Utslippstallet blir da 0,01 kg NH₃-N/kg N i kunstgjødsel, omregnet blir det 0,0121 kg NH₃/kg N i kunstgjødsel.

Lystgassutslipp

De direkte lystgassutslippene fra bruk av kunstgjødsel er satt som 0,0125 kg N₂O-N/kg N i kunstgjødsel i metoderapporten. Denne verdien brukes også her, og dette er samme direkteutslippsfaktor som regnes for nitrogen i husdyrgjødsel.

Indirekte lystgassutslipp fra kunstgjødsel regnes på samme måte som for husdyrgjødsel: via ammoniakkavdamping og via nitrogenavrenning. Faktorene er like som det som ble beskrevet for husdyrgjødsel, henholdsvis 0,01 kg N₂O-N/kg NH₃-N avdamping og 0,025 kg N₂O-N/kg N-avrenning.

Til sammen gir dette et utslipp av lystgass på

$$0,0125 \text{ kg N}_2\text{O} - \text{N} \text{ (direkte)} + (0,01 \text{ kg N}_2\text{O} - \text{N} / \text{kg NH}_3 - \text{N} * 0,01 \text{ kg NH}_3 - \text{N}) \\ + (0,025 \text{ N}_2\text{O} - \text{N} / \text{kg N} - \text{avrenning} * 0,18 \text{ kg N} - \text{avrenning} / \text{kg N})$$

Dette gir et samlet utslipp av lystgass på 0,0171 kg N₂O-N/kg N i kunstgjødsel, tilsvarende 0,0269 kg N₂O /kg N i kunstgjødsel.

Beregningene for lystgassutslipp fra kunstgjødselbruk er vist i Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk i tabellene 13 (direkte) og 15-16 (indirekte).

3.7.2.5 Flyktige utslipp fra biogassanlegg

Antatt flyktige utslipp som 5 % av gassutbytte, der gassutbytte er estimert som teoretisk utbytte. Denne vurderingen er gjort av Pettersen et al. (2011) og er ikke basert på en spesiell forventet prestasjon eller uttrykk for teknologi på stedet. Det er viktig å vise at flyktige utslipp kan ha stor betydning, særlig på stedet der biogass foreslås som et klimatiltak. Man må merke seg at utslippene fra konvensjonell gjødselhåndtering antas som 8 % av teoretisk gassutbytte, denne antakelsen er også gjort i denne rapporten.

3.7.3 Transport til sluttbruker

Antar en gjennomsnittsfart på 65 km/t til endestasjon, som tilsvarer et forbruk på 2,2 liter diesel/mil, og et CO₂-utslipp på 592 gram/km.

3.7.4 Overgang fra fossilt brensel

Regner samme utslipp for buss som går på diesel som transporten til biogassanlegg og endestasjon. Hver buss kjører 70 000 km per år. Med en antatt gjennomsnittsfart på 65 km/t, gir det et dieselforbruk på 2,2 liter/mil, hvor man da har et CO₂-utslipp på 592 gram CO₂/km. Utslipp per buss per år vil da være 41,44 tonn CO₂-ekvivalenter per år.

Gassforbruk per km er 0,52 Nm³ biogass, som gir et CO₂-utslipp på 87 gram per km. Dette tilsvarer 36400 Nm³/år/buss og 6,09 tonn CO₂-ekvivalenter per år.

4 Excel-basert verktøy

Excel-modellen er lastet opp som vedlegg til denne rapporten, og er i .ZIP-filen, lagret som «biogassanlegg.xls».

4.1 Metode

4.1.1 «Data»-fane

Fanen «Data» er en oversikt over gjødselproduksjon per buskap, energiinnhold, kostnader biogassanlegg, oppgraderingsanlegg og komprimering. Alle figurer er skjermdump fra Excel-modellen.

4.1.1.1 Biogasspotensiale

Øverst er det en oversikt over tonn gjødsel/dyr/år, og tonn TS/dyr/år. Dataene tilknyttet dette er hentet fra beregningene gjort i Delstudie 1: Beregning av energiproduksjon basert på valg av substrater. Dette er verdier som ved en senere anledning kan endres. Energiinnhold per kWh er basert på data fra litteratur (Pettersson, et al., 2007), og kan følgelig endres om det skulle være ønskelig. Datagrunnlaget kan sees i Figur 47.

Dyr	Tonn gjødsel/dyr/år	Tonn TS/dyr/år
Melkekyr	18.41	1.8
Kviger (ammerkyr)	11.67	1.05
Øvrige storfe	6.2	0.553
Hester	3.46	1.05
Får	0.56	0.175
Lam	0.22	0.07
Geiter	0.56	0.175
Purker	7.63	0.61
Slaktegris	2.8	0.17
Smågriser (< 20 mnd)	0.38	0.03
Verpehøns (> 20 uker)	0.035	0.0055
Gjess og kalkun	0.017	0.032
Kyllinger	0.007	0.002
Energiinnhold	Metaninnhold (%)	kWh/Nm³
Naturgass	100 %	10
Råbiogass	65 %	6.5
Oppgradert biogass	97 %	9.7

Figur 47 - Gjødselpotensiale og energiinnhold, hentet fra Excel-modellen fane «Data»

I fanen «data» er det deretter to tabeller for hygienisering (pasteurisering og aerob, termofilforbehandling) og temperaturprofil (mesofil og termofil). Det er her kun en oversikt over oppholdstid, minimum temperatur og energiforbruk. Dette er ikke brukt videre i modellen ved utregninger av kostnad for biogassanlegg, da det antas at kostnader for anlegget inkluderer kostnader for energiforbruk ved hygienisering og valgt temperaturprofil.

4.1.1.2 Biogassanlegg

I Figur 48 er en oversikt over kostnader for ulike biogassanlegg, avhengig av kapasitet basert på Briseid et al. (2010) og beregnet i Delstudie 3: Dimensjonering biogassproduksjon, spesifikt i kapittel 3.4.1. Kostnadene er beregnet i Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi, spesifikt i kapittel 3.5.3. Tørrstoffinnholdet er her satt til 8,5 % av tonn gjødsel per år, og hentes fra fanen «biogassanlegg». Tonn TS/år er tørrstoffinnholdet (%) multiplisert med tonn gjødsel/år, og endres automatisk om man velger å endre prosentvis andel av tørrstoff i gjødsla. Energiinnhold/tonn TS er basert på litteratur (Börjesson, 2007) og hentet også fra fanen «biogassanlegg».

Biogassanlegg	Gårdsanlegg	Små fellesanlegg	Fellesanlegg	Store fellesanlegg	Industrianlegg
TS-innhold (%)	8.50 %	8.50 %	8.50 %	8.50 %	8.50 %
Energiinnhold per TS. (GWh/år)	0.0048	0.0048	0.0048	0.0048	0.0048
Tonn gjødsel/år. Fra	5000	15000	30000	40000	70000
Tørrstoff per år. Fra	425	1275	2550	3400	5950
Energipotensielle per år (GWh/år). Fra	2.04	6.12	12.24	16.32	28.56
Tonn gjødsel/år. Til	20000	30000	40000	70000	190000
Tørrstoff per år. Til	1700	2550	3400	5950	16150
Energipotensielle per år (GWh/år). Til	8.16	12.24	16.32	28.56	77.52
Investeringskostnad (NOK)	6020913	8357640	11036185	17885517	35836508
Drift - og vedlikeholdskostnader (NOK/år)	900819	1287890	1596228	2417424	3908786

Figur 48 – Data for biogassanlegg, hentet fra Excel-modellen fane «Data»

4.1.1.3 Oppgraderingsanlegg

Figur 49 er en oversikt over kostnader for ulike oppgraderingsteknikker, avhengig av kapasitet basert på kontakt med leverandører (Cirmac, et al., 2008; Greenlane, 2012; MemfoACT, 2012) og beregnet i Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi, spesifikt i kapittel 3.5.5. De ulike kapasitetene er satt ut i fra hvilken kapasitet en gitt kostnad er tilknyttet. Det er valgt å innføre «non applicable» hvor det ikke ble gitt kostnader for gitt kapasitet, dette fordi det allerede er en usikkerhet i kostnad der hvor det er regnet om fra euro. I tillegg til at det blir feil om man skal regne ut et forholdstall da det skal være stordriftsfordeler.

Oppgradering	Opp til 100 Nm3/h	Opp til 200 Nm3/h	Opp til 250 Nm3/h	Opp til 300 Nm3/h	Opp til 500 Nm3/h	Opp til 1000 Nm3/h	Opp til 2000 Nm3/h
Absorpsjon - Vannskrubber							
Dimensjonert kapasitet (Nm3/h)	N/A	N/A	250	300	500	1000	N/A
Investeringskostnad (NOK)	N/A	N/A	8640000	6790000	9980000	12820000	N/A
Drift - og vedlikeholdskostnader (NOK/år)	N/A	N/A	840000	410000	1430000	2630000	N/A
Absorpsjon - Organisk løsemiddel Coaab							
Dimensjonert kapasitet (Nm3/h)	N/A	N/A	N/A	N/A	500	N/A	N/A
Investeringskostnad (NOK)	N/A	N/A	N/A	N/A	7510000	N/A	N/A
Drift - og vedlikeholdskostnader (NOK/år)	N/A	N/A	N/A	N/A	1970000	N/A	N/A
Absorpsjon - kjemisk reaksjon Aminvask							
Dimensjonert kapasitet (Nm3/h)	N/A	N/A	250	N/A	500	1000	N/A
Investeringskostnad (NOK)	N/A	N/A	6390000	N/A	7980000	11740000	N/A
Drift - og vedlikeholdskostnader (NOK/år)	N/A	N/A	900000	N/A	1690000	3090000	N/A
Adsorpsjon - PSA							
Dimensjonert kapasitet (Nm3/h)	N/A	N/A	N/A	N/A	500	1000	2000
Investeringskostnad (NOK)	N/A	N/A	N/A	N/A	9340000	13890000	22060000
Drift - og vedlikeholdskostnader (NOK/år)	N/A	N/A	N/A	N/A	1580000	2640000	5140000
Membranseparasjon - MemfoACT							
Dimensjonert kapasitet (Nm3/h)	100	200	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Investeringskostnad (NOK)	6000000	8500000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Drift - og vedlikeholdskostnader (NOK/år)	150000	212500	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Figur 49 - Data for oppgraderingsanlegg, hentet fra Excel-modellen fane «Data»

4.1.1.4 Komprimering

Figur 50 er en oversikt over ulike kostnader for ulike komprimeringskapasiteter. Kostnadene er basert på litteratur (Klima - og forurensningsdirektoratet, 2011) og er beregnet i Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi, spesifikt i kapittel 3.5.6.

Komprimering av biogass	Opp til 100 Nm3/h	Opp til 200 Nm3/h	Opp til 250 Nm3/h	Opp til 300 Nm3/h	Opp til 500 Nm3/h	Opp til 1000 Nm3/h	Opp til 2000 Nm3/h
Dimensjonert kapasitet (Nm3/h)	100	200	250	300	500	1000	2000
Driftstimer (h)	7600	7600	7600	7600	7600	7600	7600
Maksimalproduksjon (Nm3/år)	760000	1520000	1900000	2280000	3800000	7600000	15200000
Maksimal energiproduksjon (kWh/år)	7372000	14744000	18430000	22116000	36860000	73720000	147440000
Produksjonskostnad maksimal kapasitet (kr/kWh)	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Totalkostnad maksimal kapasitet (NOK/år)	452279	904558	1130698	1356837	2261395	4522791	9045581

Figur 50 - Data for komprimering, hentet fra Excel-modellen fane «Data»

4.2 Resultat og diskusjon

4.2.1 «Biogassanlegg»-fane

Fanen «biogassanlegg» er oversikt over total gjødselproduksjon og totale kostnader for et gitt biogassanlegg.

4.2.1.1 Biogasspotensiale

For å finne gjødselpotensialet, tørrstoffpotensialet og biogasspotensialet fyller man inn antall dyr i undergrupper i Figur 51, som multipliseres med tilhørende verdi i Figur 47. Det resulterer i at tonn gjødsel/år, tonn TS/år og GWh/år fylles med verdier. Dersom man vet hvor mange tonn gjødsel/år man har, og har en gjennomsnittlig prosentandel for tørrstoff, er det mulig å ta en snarvei ved å fylle inn tonn gjødsel/år (rød ring). Og da vil tonn TS/år og GWh/år fylles ut automatisk. Tørrstoffandelen er mulig å endre ved senere anledninger.

Antall	Dyr	Tonn gjødsel/år	Tonn TS/år	GWh/år
1217	Melkekyr	22404,97	2190,6	10,51488
163	Ammekyr	1902,21	171,15	0,82152
3410	Øvrige storfe	21142	1885,73	9,051504
33	Hester	114,18	34,65	0,16632
329	Får	184,24	57,575	0,27636
328	Lam	72,16	22,96	0,110208
5	Geiter	2,8	0,875	0,0042
23	Purker	175,49	14,03	0,067344
492	Slaktegris	1377,6	83,64	0,401472
66	Smågriser (< 20 mnd)	25,08	1,98	0,009504
5809	Verpehøns (> 20 uker)	203,315	31,9495	0,1533576
7722	Gjess og kalkun	131,274	247,104	1,1860992
11524	Kyllinger	80,668	23,048	0,1106304
Snarvei		0	0	0
31121		47815,987	4765,2915	22,8733992

Figur 51 - Total gjødsel mengde, tonn TS og GWh/år, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»

Figur 52 er en oversikt over kalkulert gjødselproduksjon/ år, TS-innhold og energipotensiale, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg». Tonn gjødsel/år er her den reelle mengden etter nøyaktig antall dyr på Ørland er tastet inn i det som ble vist i Figur 51.

Input	Tonn gjødsel/år
Tonn gjødsel/år	47815.987
Gjennomsnittlig TS-innhold (%)	8.5 %
Energiinnhold per TS (GWh/TS)	0.0048
Metaninnhold rågass (%)	65
Energiinnhold rågass (kWh/Nm3)	6.5
Metaninnhold oppgradert biogass (%)	97
Energiinnholder oppgradert biogass (kWh/Nm3)	9.7
Transportkostnad per tonn (NOK/m3) totalt	80

Figur 52 – Kalkulert gjødselproduksjon per år, TS-innhold og energiinnhold, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»

Tonn gjødsel per år oppdateres automatisk. Gjennomsnittlig TS-innhold (%) brukes kun dersom man benytter seg av snarveien i Figur 51, og er mulig å endre. Denne verdien er nødvendig da tonn TS/år må beregnes, hvor da energipotensiale beregnes automatisk ut fra tonn TS/år. Ellers vil beregnet TS-innhold for hver type dyr brukes. Energiinnhold per TS (GWh/TS) er verdi basert på litteratur, er mulig å endre dersom man har nye oppdaterte tall, men skal i utgangspunktet ikke endres. Det samme gjelder for energiinnhold for både rågass og oppgradert biogass. Transportkostnad per tonn er mulig å endre. Kostnaden er i utgangspunktet 20 kr per tonn, men tur-retur gjødsel og biorest er også inkludert, og resulterer derfor i en kostnad på 80 kroner per tonn totalt. Denne kostnaden er selvsagt avhengig av avstand fra gård til biogassanlegg og må endres deretter.

4.2.1.2 Biogassanlegg

Etter at nevnte punktene er fylt inn vil oversikten over anbefalt størrelse på biogassanlegget bli oppdatert.

Størrelse på biogassanlegg	Tonn gjødsel/år	Tonn TS/år	GWh/år
ikke anlegg	muligheter for et anlegg	muligheter for et anlegg	muligheter for et anlegg
Gårdsanlegg (5000 - 20000 tonn gjødsel)	Nei	Nei	Nei
Små fellesanlegg (15000 - 30000 tonn gjødsel)	Nei	Nei	Nei
Felles anlegg (30 000 - 40000)	Nei	Nei	Nei
Store fellesanlegg (40000 - 70000)	Ja	Ja	Ja
Industrianlegg (70000 - 190000)	Nei	Nei	Nei

Figur 53 - Produksjonsstørrelse for et eventuelt anlegg, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»

For det gitte eksempelet med 47 815 tonn gjødsel/år, er det mulig å bygge et stort fellesanlegg. Hver celle har en tilhørende HVIS-setning¹⁵, i dette tilfellet betyr dette at det skal være et stort anlegg dersom gjødselpotensialet er større eller lik 40 000 og mindre eller lik 70 000 tonn per år. Cellene har også en tilhørende formatering som gjør at cellen er grønn eller rød, avhengig av om et gitt anlegg potensielt kan bygges eller ikke.

Man velger deretter den anbefalte størrelsen på biogassanlegget¹⁶ (se Figur 54). Det er mulig å bli anbefalt to ulike størrelser, hvor man da kan sjekke hvilket alternativ som gir lavest kostnader. Deretter vil investeringskostnader og drift – og vedlikeholdskostnader bli oppdatert i forhold til hvilken størrelse man velger. Kapitalkostnaden blir deretter regnet ut ved å multiplisere investeringskostnaden med annuitetsfaktoren, summert med drift – og vedlikeholdskostnader og dividert med energiinnhold inn for å få total kostnad per enhet i NOK/kWh. Det er her mulig å endre realrente og levetid på anlegget. Kostnadene fra biogassanlegget er basert på tall fra Cirmac et al. (2008) og hentet direkte fra «Data».

¹⁵ Eksempel: =HVIS(OG(C16>=40000;C16<=70000)); "Ja"; "Nei"). Hvor C16 er cellen med tonn gjødsel/år.

¹⁶ Valgmulighetene for produksjonsstørrelse er presentert ved hjelp av datavalidering. Hvor hvert valg har sine tilhørende kostnader.

Eksempel: =INDEKS(Data!B46:F46;SAMMENLIGNE(Biogassanlegg!\$B\$38;Data!\$B\$34:\$F\$34;0)), som gjør at kostnadene fra «Data» knyttes opp mot produksjonskapasitet i «biogassanlegg». Det samme er benyttet for oppgraderingsanlegg og komprimering.

Valgt størrelse på biogassanlegg		Store fellesanlegg	tale kostnader (NOK/år)
Input		Gårdsanlegg	
		Små fellesanlegg	
		Fellesanlegg	
		Store fellesanlegg	
		Industrialanlegg	
Avskrivningstid			
Kalkulasjonsrente			
Annuitetsfaktor		0.109794625	
Gjødsel inn (tonn/år)	47815.987		
Tørrestoff inn (tonn/år)	4765.2915		
Energiinnhold inn (GWh/år)	22.8733992		
Investeringskostnad (NOK)			17885517
Drift - og vedlikeholdskostnader (NOK/år)			2417424
Kapitalkostnad (NOK/år)			1963734
Totalkostnad (NOK/kWh)			0.19
Energi ut av biogassanlegg (GWh/år)	22.8733992		
Rågass ut av biogassanlegg (Nm ³ /år)	3518984		
Driftstimer (h)	8000		
Tilgjengelighet (%)	95 %		
Anbefalt oppgraderingskapasitet (Nm ³ /h)	463.02		
Valgt størrelse på biogassanlegg		Store fellesanlegg	
Input			
Avskrivningstid			15
Kalkulasjonsrente			7.0 %
Annuitetsfaktor			0.109794625

Figur 54 - Kostnad produksjon av råbiogass, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»

4.2.1.3 Oppgraderingsanlegg

Anbefalt oppgraderingskapasitet blir automatisk regnet ut, hvor det er mulig å endre driftstid og tilgjengelighet. Tilgjengelighet er hvor stor prosentandel av året oppgraderingsanlegget er i bruk.

$$\text{AnbefaltOppgraderingskapasitet}(\text{Nm}^3 / \text{h}) = \frac{\text{RåbiogassUtAnlegg}(\text{Nm}^3 / \text{år})}{\text{Driftstid}(\text{h} / \text{år}) * \text{Tilgjengelighet}(\%)}$$

Det er i dette tilfellet satt driftstid lik 8000 timer/år og tilgjengelighet til 95 %, det resulterer i en anbefalt oppgraderingskapasitet på 463,02 Nm³/h, det må derfor velges en oppgraderingskapasitet opp til 500 Nm³/h. Kostnader for de ulike oppgraderingsteknikkene med denne kapasiteten vil da automatisk oppdateres. Kostnader er basert på litteratur (Cirmac, et al., 2008; Greenlane, 2012) og er hentet direkte fra «Data». Totalkostnaden NOK/kWh blir regnet ut på samme måte som for biogassanlegget. Figur 55 viser hvordan det blir seende ut.

Oppgradering	Opp til 500 Nm ³ /h				
Input					
Energi inn biogassanlegg (kWh/år)					
Rågass inn oppgraderingsanlegg (Nm ³ /år)					
	Absorpsjon - Vannskrubl	Absorpsjon	Absorpsjon	Adsorpsjon -	Membranseperasjon
Dimensjonert kapasitet (Nm ³ /h)	500	500	500	500	N/A
Investeringskostnad (NOK)	9980000	7510000	7980000	9340000	N/A
Drift - og vedlikeholdskostnader (NOK/år)	1430000	1970000	1690000	1580000	N/A
Kapitalkostnad (NOK/år)	1095750	824558	876161	1025482	N/A
Totalkostnad (NOK/kWh)	0.1104	0.1222	0.1122	0.1139	N/A
Output					
Energi ut oppgraderingsanlegg (kWh/år)	22873399.2				
Oppgradert gass ut oppgraderingsanlegg (Nm ³ /år)	2358082				
Anbefalt komprimeringskapasitet (Nm ³ /h)	310				

Figur 55 – Kostnad for oppgradering av råbiogass, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»

Figur 55 er skjermdump fra Excel-modellen, fane «biogassanlegg», hvor kolonnene er blitt komprimert slik at det skal være mulig å se dataverdiene. Oppgraderingsteknikker fra venstre til høyre er:

- Absorpsjon – Vannskrubber
- Absorpsjon – Organisk løsemiddel Coaab
- Absorpsjon – Kjemisk reaksjon Aminvask
- Adsorpsjon – PSA
- Membranseperasjon – MemfoACT

4.2.1.4 Komprimering

Anbefalt komprimeringskapasitet blir automatisk regnet ut. Tilgjengelighet er også her hvor stor prosentandel av året komprimeringsdelen er i bruk.

$$\text{AnbefaltKomprimeringskapasitet}(\text{Nm}^3 / \text{h}) = \frac{\text{OppgradertBiogassUtAnlegg}(\text{Nm}^3 / \text{år})}{\text{Driftstid}(\text{h} / \text{år}) * \text{Tilgjengelighet}(\%)}$$

I dette tilfellet, med driftstid på 8000 timer og tilgjengelighet på 95 %, resulterer det i en anbefalt komprimeringskapasitet på 310 Nm³/h. Kapasitetsvalgene for komprimering i samme størrelsesorden som oppgraderingskapasitet, da komprimeringen skjer i det siste steget ved oppgradering. Totalkostnad NOK/kWh blir beregnet på samme måte som for biogass – og oppgraderingsanlegget. Kostnadene er basert på litteratur (Klima - og forurensningsdirektoratet, 2011) og hentet direkte fra «Data» i Excel-modellen. Oversikt kan sees i Figur 56, hvor kostnader og volum er presentert.

Komprimering av biogass		Opp til 500 Nm ³ /h	tale kostnader (NOK/år)
input			
Ren biogass inn (Nm ³ /år)			
Energi inn (kWh/år)			
Dimensjonert kapasitet (Nm ³ /h)			
Totalkostnad (NOK/år)			2261395
Totalkostnad (NOK/kWh)			0.099
Output			
Totalt volum komprimert gass (Nm ³)		2358082	
Komprimert gass per oppgradert gass (m ³ /Nm ³)		0.005065	
Totalt volum komprimert gass (200 bar) (m ³)		11943.69	
Std kubikkmeter per normal kubikkmeter		1.055	
Totalt volum komprimert gass (Sm ³)		2487777	

Figur 56 - Kostnad for komprimering av oppgradert biogass, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»

For å finne komprimert gass per oppgradert gass, m³/Nm³ brukes Boyle's lov. Trykket av en gass ved bestemt temperatur er omvendt proporsjonal med volumet av gassen. Og antar at gassen blir komprimert til 200 bar.

$$PV = PV$$

$$PV = \text{konstant}$$

Nm³ er lik 1 m³ gass ved temperatur 0°C og trykk 101325 Pa.

$$1 \text{ Pa} = 0,00001 \text{ bar}$$

$$101325 \text{ Pa} = 1,013 \text{ bar.}$$

$$200 \text{ bar} * V_{\text{CBG}} = 1,013 * 1 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{CBG}} = 0,005065 \text{ m}^3 / \text{Nm}^3_{\text{oppgradert gass}}$$

V_{CBG} blir deretter multiplisert med andel oppgradert gass som komprimeres, hvor resultatet automatisk blir oppdatert. Hvor dette volumet gjør det mulig å beregne transportering og kostnader tilknyttet dette.

Det er også mulig å benytte seg av en kostnad/transportert standardkubikkmeter eller normalkubikkmeter, som vist i Figur 57. Denne kostnaden er mulig å endre. Det er kun tatt hensyn til rapporten «Naturgass – en generell innføring» (Selfors, et al., 2004), hvor kostnadene er basert på total transport av naturgass/år, og drivstoffpriser og personalkostnader er inkludert i kostnaden.

Transport til endestasjon	
Kostnad transport (kr/Sm ³)	0.42

Figur 57 - Kostnad transport biogass som CBG, hentet fra Excel-modellen fane «biogassanlegg»

4.2.2 «Lønnsomhetskalkyle»-fane

Fanen «Lønnsomhetskalkyle» er en oversikt over kostnader per år, og inntekter ved salg av komprimert biogass (CBG).

Lønnsomhetskalkyle			
Biogasspotensiale (GWh/år)	22,87		
levetid (år)	15		
Kalkulasjonsrente	7 %		
år	0	1	2
Utgift			
Transport til biogassanlegg			
Transportkostnad (NOK/år)	-3825279	-3825279	-3825279
Biogassanlegg			
Investeringskostnad (NOK)	-17885517		
Drift - og vedlikeholdskostnad (NOK/år)		-2417424	-2417424
Oppgraderingsanlegg			
	Absorpsjon - Vannskrubber		
Dimensjonert kapasitet (Nm ³ /h)	500	500	500
Investeringskostnad (NOK)	-9980000		
Drift - og vedlikeholdskostnad (NOK/år)		-1430000	-1430000
Komprimering			
Totalkostnad (NOK/år)	-2261395	-2261395	-2261395
Transport til fyllestasjon			
Transportkostnad (NOK/år)	-1044866	-1044866	-1044866
Inntekt			
Salg komprimert biogass (NOK/kWh CBG)	0,60	0,60	0,60
Total inntekt (NOK/år)	13724040	13724040	13724040
SUM	-22703018	2745075	2745075
NPV	-22703018	2565491	2397655

Figur 58 – Utdrag lønnsomhetskalkyle for biogassanlegg, hentet fra Excel-modellen fane «Lønnsomhetskalkyle»

Figur 58 er en del av lønnsomhetskalkylen til biogassanlegget. For oppgraderingskostnader velger man den oppgraderingsteknologien som var mest lønnsom i fanen «biogassanlegg», oppgraderingskapasiteten oppdateres automatisk.

Det antas at investeringen skjer i begynnelsen av år 1, og drift – og vedlikeholdskostnader diskonteres først i slutten av år 1. Levetiden her er antatt til å være 15 år, med en kalkulasjonsrente på 7 %. Nåverdi regnes ut automatisk, ut i fra kostnader, levetid og kalkulasjonsrente.

Knut Lileng (Lillerud, 2009) mener at med dagens drivstoffpris vil biogass koste 8,60 kroner/liter. 1 liter diesel tilsvarer 10,10 kWh¹⁷, som igjen gir en pris på 0,85 kr/kWh biogass. Naturgassbusser er dyrere enn dieselbusser (Gillebo, Selvig, Teigland, & Hagman, 2010), i tillegg til at busselskapet vil være en storkunde og vil derfor mest sannsynlig betale en litt lavere pris for biogass. Det er derfor valgt å sette prisen for biogass per kWh til 60 øre.

¹⁷ <http://energilink.tu.no/leksikon/metan.aspx>

4.2.3 «Produksjonsstøtte»-fane

Fanen «Produksjonsstøtte» er oversikt over kostnader per år, inntekter ved salg av CBG, i tillegg til investeringsstøtte, produksjonsstøtte ved energiproduksjon og produksjonsstøtte ved klimaprestasjon.

Produksjonsstøtte			
Biogasspotensiale (GWh/år)	22,87		
levetid (år)	15		
Kalkulasjonsrente	7 %		
Investeringsstøtte	0 %		
Klimareduksjon per år (tonn CO2)	2845,00		
Støtte relatert til klimaprestasjon (kr/tonn CO2)	0,00		
Støtte relatert til energiproduksjon (kr/kWh)	0,00		
år	0	1	2
Utgift			
<i>Transport til biogassanlegg</i>			
Transportkostnad (NOK/år)	-3825279	-3825279	-3825279
<i>Biogassanlegg</i>			
Investeringskostnad (NOK)	-17885517		
Drift - og vedlikeholdskostnad (NOK/år)		-2417424	-2417424
<i>Oppgraderingsanlegg</i>			
Dimensjonert kapasitet (Nm3/h)	500	500	500
Investeringskostnad (NOK)	-9980000		
Drift - og vedlikeholdskostnad (NOK/år)		-1430000	-1430000
<i>Komprimering</i>			
Totalkostnad (NOK/år)	-2261395	-2261395	-2261395
<i>Transport til fyllestasjon</i>			
Transportkostnad (NOK/år)	-1044866	-1044866	-1044866
Inntekt			
Salg komprimert biogass (NOK/kWh CBG)	0,60	0,60	0,60
Total inntekt (NOK/år)	13724040	13724040	13724040
<i>Investeringsstøtte</i>	0		
<i>Produksjonsstøtte energiproduksjon</i>	0	0	0
<i>Produksjonsstøtte klimaprestasjon</i>	0	0	0
SUM	-22703018	2745075	2745075
NPV	-22703018	2565491	2397655

Figur 59 - Utdrag produksjonsstøtte for biogassanlegg, hentet fra Excel-modellen fane «produksjonsstøtte»

Figur 59 er en ekstra del til lønnsomhetskalkylen, med samme utgifter og inntekter, hvor det her mulig å supplere med investeringsstøtte eller ulike produksjonsstøtter dersom det skulle vise seg at prosjektet ikke er lønnsomt. Støtten til biogassanlegget er merket i grønt, og inndata verdier for investeringsstøtte i prosent, støtte relatert til klimaprestasjon og energiproduksjon kan endres. Klimareduksjon per år kan også endres, men må beregnes på forhånd.

5 Resultat og diskusjon av delstudier

5.1 Delstudie 1: Beregning av energiproduksjon basert på valg av substrater

Oversikt over alle gårder med tilhørende buskap på Ørland er fra august 2011, og mottatt fra Julia Olsson (2012). Biogasspotensialet til hver gård er blitt beregnet ved å multiplisere mengde gjødsel per dyr med antall dyr på den gitte gården. Hvor det deretter er blitt lagt sammen til totalt gjødsel – og biogasspotensiale.

Tabell 37 - Gjødsel - og biogasspotensiale på Ørland

Antall	Dyr	Tonn gjødsel/år	Tonn TS/år	GWh/år
1217	Melkekyr	22404,97	2190,6	10,51488
163	Ammekyr	1902,21	171,15	0,82152
3410	Øvrige storfe	21142	1885,73	9,051504
33	Hester	114,18	34,65	0,16632
329	Får	184,24	57,575	0,27636
328	Lam	72,16	22,96	0,110208
5	Geiter	2,8	0,875	0,0042
23	Purker	175,49	14,03	0,067344
492	Slaktegris	1377,6	83,64	0,401472
66	Smågriser (< 20 mnd)	25,08	1,98	0,009504
5809	Verpehøns (> 20 uker)	203,315	31,9495	0,1533576
7722	Gjess og kalkun	131,274	247,104	1,1860992
11524	Kyllinger	80,668	23,048	0,1106304
	<i>Snarvei</i>	0	0	0
31121		47815,987	4765,2915	22,8733992

Som man ser fra Tabell 37 er gjødselpotensiale på 47 815 tonn/år totalt for alle gårdene. Denne mengden gjødsel tilsvarer 22,87 GWh/år.

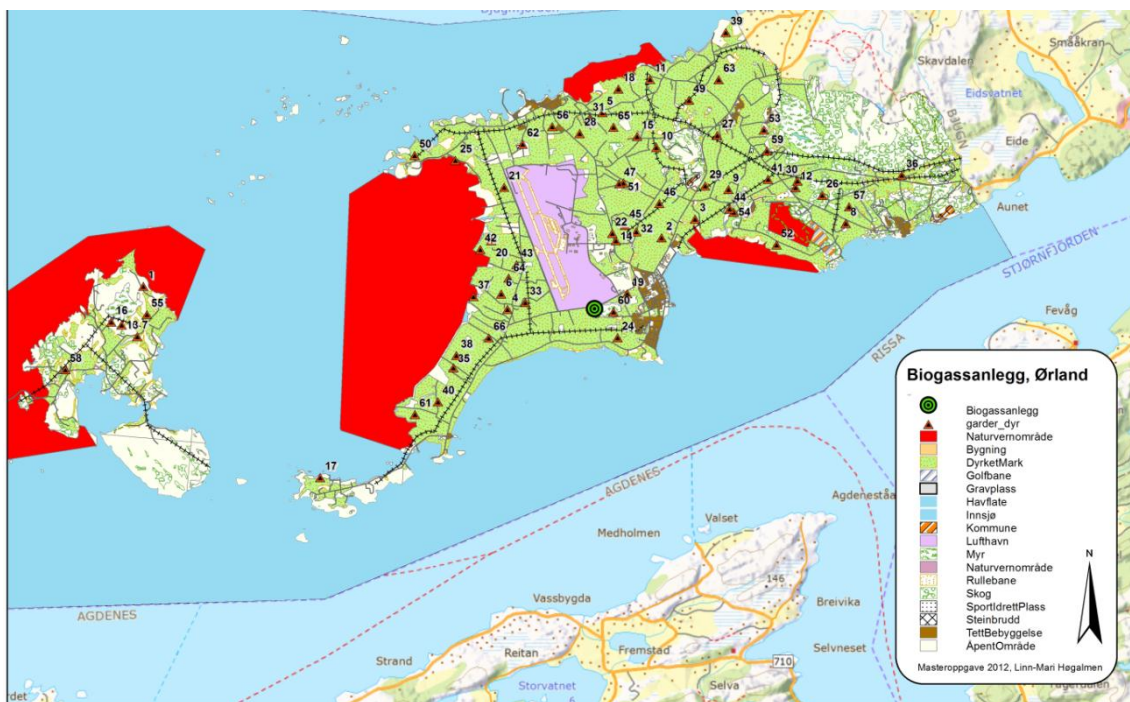
Registeret over antall gårder og dyr er en oversikt over gårder som har søkt om økonomisk støtte til gårdsdrift, dette medfører at det kan være noen gårder som ikke er inkludert i rapporten. Gårdene er mest sannsynlig ikke av veldig stor størrelse, da de har mulighet til å klare seg uten økonomisk støtte. Men det vil likevel ha en effekt på biogasspotensialet, da det kan være fjærkre på gården som har et relativt stort biogasspotensiale i forhold til gjødselproduksjon.

5.2 Delstudie 2: Optimal plassering av biogassanlegg og logistikkmessige løsninger

Det er 65 gårder på Ørland som driver med husdyr, som til sammen har et biogasspotensiale på 23 GWh, av disse 65 gårdene er alle innenfor anbefalt avstand til ett eventuelt biogassanlegg. Den lengste avstanden er omtrent 16 km i luftlinje. Figur 60 viser en potensiell plassering av biogassanlegget. Det ble testet ut for tre forskjellige plasseringer, og deretter sett om plasseringen oppfyller restriksjonene i Tabell 19. Helning er ikke gjort beregninger på, da det ikke er mulig å bruke

data for helninger i landskapet i GIS, men man kan anta at i og med det er en flyplass i nær omkrets til biogassanlegget, er området relativt flatt.

Det er beregnet en gjennomsnittsavstand fra gårdene til biogassanlegget for og lettere kunne beregne kostnader og klimaeffekt, presentert i henholdsvis Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi og Delstudie 6: Klimaeffekt. Avstandene er vektet i forhold til gjødselpotensiale per gård for å få en mer realistisk gjennomsnittsavstand. Vektet gjennomsnittsavstand er 4,36 km.



Figur 60 - Optimal plassering av et eventuelt biogassanlegg

Gjødselen og bioresten må transporteres til og fra anlegget. Total mengde gjødsel er 47 815 tonn/år. Ved å anta at lastebilkapasiteten er 20 m³, som tilsvarer 20 tonn gjødsel, blir det i gjennomsnitt omtrent 3 (37 per år) transporter per måned til hver gård. Antar gjennomsnittsfart på 40 km/t, da det vil være en del småveier inn til gårder, hvor farten vil være relativ lav. Gjennomsnittstiden per transport blir da 6,54 minutter en vei. Med en lastetid på 10 minutter, resulterer det i en gjennomsnittstid på omtrent 33 minutter per tur. I løpet av en normal arbeidsdag (7,5 timer) kan 13,63 transporter utføres. Basert på den totale gjødselmengden fra de 65 gårdene blir det omtrent 2390 transporter per år. Ser man bort i fra helligdager, men trekker i fra helg fra antall døgn/år, gjenstår det 260 arbeidsdager/år. Transporter per dag blir da 9,19. En lastebil vil nok ikke kjøre 0,19 turer, men i løpet av en uke tilsvarer det en hel tur ekstra, så det velges å bruke dette tallet videre. Dersom man antar at det brukes separate biler for transport av gjødsel og biorest, kreves lastebiler som hver kjører 9,19 turer fram og tilbake per dag. Som man ser vil dette ikke kunne kjøres ved hjelp av to lastebiler, men dieselforbruk beregnes for å kunne estimere klimaeffekt, og kostnad ved transport skal beregnes per volum, som betyr at antall lastebiler ikke vil ha innvirkning på resultatet. Dieselforbruk for en gjennomsnittshastighet på 40 km/t, er 2,0 liter/mil (hentet fra Tabell 20). Dette tilsvarer et årlig dieselforbruk på:

$$4,36\text{km} / \text{tur} * 9,19\text{turer} / \text{dag} * 260\text{dager} / \text{år} * 0,2\text{liter} / \text{km} = 2083\text{liter} / \text{år}$$

Beregnet ut i fra transportstrekningen og antall turer til de ulike gårdene trengs det omtrent 8334 liter diesel per år.

Ut i fra antall gårder og antakelsen om at lastebilkapasiteten er 20 m³, kan lastebilene forsyne biogassanlegget med omtrent 184 m³ (20*9,19) hver ukedag, og like mye biorest kan pumpes ut.

Det medfører en usikkerhet ved å kun benytte seg av gjennomsnittsstrekning vektet på gjødselproduksjon, da det vil resultere i unøyaktige kostnader ved transport fra gård til anlegg. Gjødselpotensialet er også sett på som en enhet, hvor maksimal kapasitet i lastebil er utnyttet hver gang. Det er dermed antatt implisitt at det er nok gårder som ligger i klynge på hvert sted til at de fyller en lastebil med jevne mellomrom.

Ved plasseringen av biogassanlegget er det ikke tatt hensyn til helning, det er, som nevnt, antatt at i og med at det ligger en flyplass i nærområdet og Ørland er relativt flatt, er området hvor biogassanlegget er plassert også nokså flatt. De resterende kravene til plassering av et biogassanlegg er oppfylt, men vindretning burde også vurderes, da en buffersone kan måtte være større mot det området som ligger i vindretningen, i forhold til andre områder.

5.3 Delstudie 3: Dimensjonering biogassproduksjon

Dersom det er mulig å velge mellom flere størrelser på biogassanlegget, og forskjellige teknologier for oppgradering og kompresjon, er den løsningen med lavest kostnad per enhet valgt. Fullstendig oversikt over kostnader kan sees i Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi.

Tørrstoffinnhold varierer med type buskap, da totalt antall dyr er satt inn i første tabell i Excel-modellen «biogassanlegg.xlsx». Fullstendig forklaring, med tekst og bilde kan sees i kapittel 4.

5.3.1 Biogassanlegg

Ørland har omtrent 47 815 tonn gjødsel/år, 4770 tonn TS/ år og 22,87 GWh/ år. Dette betyr at det i teorien, i følge Briseid et al. (2010), kan bygges et stort fellesanlegg. Kapasiteten til dette anlegget går helt opp til 70 000 tonn per år. Dette betyr at det vil ved en senere anledning være mulig å øke produksjonen ved anlegget.

Hygienisering

Hygienisering ved varmebehandling er det mest aktuelle for et eventuelt biogassanlegg. Det vil da enten være pasteurisering eller aerob, termofil forbehandling. Det er ikke mye data om hva som er mest optimalt av disse to, men det er disse to teknologiene som er mest brukt ved biogassanlegg i Norge.

Temperaturprofil

Som nevnt tidligere vil det være hensiktsmessig med mesofil temperaturprofil, da dette er det flest biogassanlegg har erfaring med. I tillegg til at Norge har et relativt kaldt klima, og det vil da være mer energikrevende med en termofil temperaturprofil, og prosessen er mer ustabil. Ved optimal temperatur er utråtningstiden 20 dager.

Reaktor

De fleste nye biogassanlegg som bygges i dag er, som nevnt tidligere, kontinuerlige anlegg. Det vil være mest hensiktsmessig med en utforming som mange har erfaring med, da det er muligheter for kompetanseoverføring.

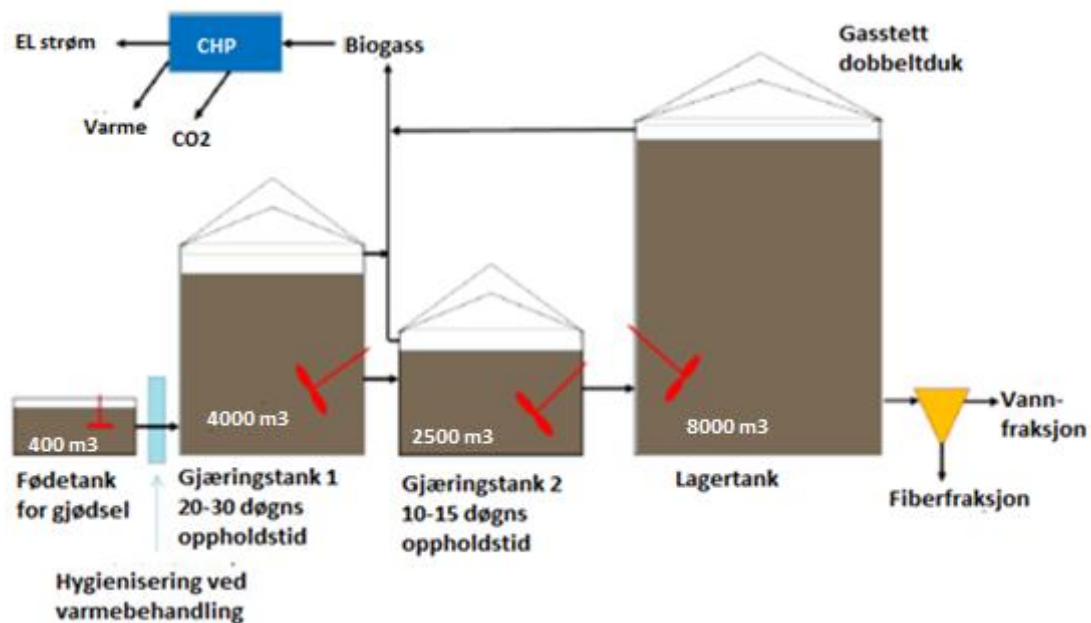
Med en utråtningstid på 20 dager og et gjødselepotensiale på 47 815 tonn gjødsel/år. Dersom man antar 1 tonn/m³ er anbefalt størrelse på reaktor:

$$Påfyll = \frac{365 \text{ dager}}{20 \text{ dager / nedbrytning}} = 18,25 \text{ nedbrytninger / år}$$

$$\text{Foreløpig størrelse reaktor} = \frac{47815 \text{ tonn/år}}{18,25 \text{ nedbrytninger / år}} = 2620 \text{ tonn / nedbrytning} \rightarrow$$

$$2620 \text{ m}^3 / \text{nedbrytning}$$

Dette er et omtrentlig tall for en reaktor med kontinuerlig tilførsel, men vil være en realistisk størrelsesorden for andre typer reaktorer også. Dersom man baserer utforming på den skjematiske skissen til Hagen et al. (2011) vil selve utråtningen ta 20-30 dager. Med en utråtningstid på 30 dager medfører det en teoretisk reaktorstørrelse på 3930 tonn per nedbrytning, som er 70 tonn avvik fra gjæringstank 1 i Figur 2. Det velges derfor å gå ut i fra at et eventuelt biogassanlegg vil kunne se ut som følgende (Figur 2 fra kapittel 2.1.6):



5.3.2 Røreverk og lagertank

Som nevnt i kapittel 3.4.4, velges det oftest en reaktor med kontinuerlig omrøring. Det vil være hensiktsmessig med en type røreverk i reaktoren, fordi nytt substrat da blir blandet med mikroorganismene, varme fordeles jevnt, det hindrer bunnfall og skum. Det er rapportert (Morken, et al., 2005) at bevegelige propellmikserer er enklest og håndtere, derfor anbefales denne teknologien.

Som nevnt tidligere bli 20 % av biogassen dannet i lagringstanken til bioresten, det er derfor viktig å ta hånd om denne biogassen. En lagertank tilsvarende den i Figur 2 kan anbefales. Helst med en plastduk spent over tanken, da flytende dekke gir en viss lekkasje.

5.3.3 Oppgradering

Energitettheten til råbiogass er 6,7 kWh/Nm³, som gir råbiogass ut av biogassanlegget:

$$Råbiogass(Nm^3 / \text{år}) = \frac{\text{Energi}(kWh / \text{år})}{\text{EnergiinnholdRågass}(kWh / Nm^3)} = \frac{22,87 * 10^6 kWh}{6,5 kWh / Nm^3} = 3518984 Nm^3 / \text{år}$$

Ved å ha et oppgraderingsanlegg med driftstid på 8000 timer/år og 95 % tilgjengelighet trengs det en kapasitet på:

$$\text{AnbefaltOppgraderingskapasitet}(Nm^3 / h) = \frac{Råbiogass(Nm^3 / \text{år})}{\text{Driftstid}(h / \text{år}) * \text{Tilgjengelighet}(\%)} \rightarrow$$

$$\text{AnbefaltOppgraderingskapasitet}(Nm^3 / h) = \frac{3518984 Nm^3 / \text{år}}{8000t * 95\%} = 463 Nm^3 / h$$

I Excel-modellen velger man da kapasitet opp til 500 Nm³/h. Man kan da velge mellom Absorpsjon – Vannskrubber, Organisk løsemiddel Coab, aminvask og adsorpsjon – Pressure Swing Adsorption (PSA). Vannskrubber velges fordi total kostnad per enhet er lavest for denne teknologien. Det er der i mot ikke stor forskjell mellom de ulike teknologiene, vannskrubber, aminvask og PSA har alle en enhetskostnad på 0,11 øre/kWh, vurderingen ble gjort ved å øke antall desimaler. Dersom man antar ingen tap i prosessen tilsvarer dette 22,87 GWh og 2 358 082 Nm³/år som kommer ut etter oppgraderingsprosessen.

5.3.4 Komprimering

Oppgradert biogass har en energitetthet på 9,7 kWh/Nm³, som gir oppgradert biogass ut av anlegget:

$$Biogass(Nm^3 / \text{år}) = \frac{\text{Energi}(kWh / \text{år})}{\text{EnergiinnholdBiogass}(kWh / Nm^3)} = \frac{22,87 * 10^6 kWh}{9,7 kWh / Nm^3} = 2358082 Nm^3 / \text{år}$$

Utrekninger her er gjort med fullstendig biogasspotensiale, som er 22 873 399 kWh/år. Med en driftstid på 8000 timer/år og 95 % tilgjengelighet trengs det en kapasitet på:

$$\text{AnbefaltKomprimeringskapasitet}(Nm^3 / h) = \frac{Biogass(Nm^3 / \text{år})}{\text{Driftstid}(h / \text{år}) * \text{Tilgjengelighet}(\%)} \rightarrow$$

$$\text{AnbefaltKomprimeringskapasitet}(Nm^3 / h) = \frac{2358082 Nm^3 / \text{år}}{8000t * 95\%} = 310 Nm^3 / h$$

I Excel-modellen velger man da en kapasitet opp til 500 Nm³/h. Da dette er det nærmeste man kommer den anbefalte kapasiteten. Kompresjonssteget er siste del av oppgraderingen, det vil si at det er en del av vannskrubberteknologien. Volum inn i kompresjonssteget og volum ut i normal kubikkmeter er det samme. Komprimert gass per oppgradert gass, m³/Nm³ er 0,005065, som tilsvarer et volum på 11 940,45 m³ med et trykk på 200 bar.

Ved å benytte erfaringsdata fra Svensk Gasteknisk Center (Dahl, 1999), hvor oppgraderingsanlegget ved Trollhättan hadde installert vannskrubber, med resirkulerende vann, er det mulig å beskrive hvordan prosessen vil foregå. Beskrevet detaljert i kapittel 2.2.6.4. Gassen komprimeres men en to-stegs stempelring-kompressor til 6-7 bar, hvor gassen deretter trykkes inn i et absorpsjonstårn der

den vaskes med vann som går motstrøm. Den rensede gassen tørkes med adsorpsjonstørk, som består av to kolonner med tørkemiddel der den ene absorberer fukt fra gassen, mens den andre regenereres. Den tørkede gassen føres til et høytrykksanlegg hvor den komprimeres i fire steg. Det er to høytrykkskompressorer er installert.

Oppgraderingsanlegget på Trollhättan ble valgt som utgangspunkt for oppgradering og komprimering, fordi det hadde samme teknologi som er valgt i dette tilfellet, i tillegg til at det var et av de få anleggene som hadde positive erfaringer med driften.

En åpenbar usikkerhet ved dimensjonering av biogassanlegget, er at det ikke er medregnet noen tap i prosessen. Det er ikke sett på kostnader ved kondensering av biogassen til LBG da det ble anbefalt (Lindtner, 2012) å velge en mindre kostbar løsning, i dette tilfellet komprimering, da biogasspotensialet ikke er stort nok til at det vil bli lønnsomt med LBG. Det er derfor kun beskrevet ulike kondenseringsanlegg til konvensjonelle oppgraderingsanlegg i litteraturstudiet, spesifikt i kapittel 2.3.2

5.4 Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi

Antar en levetid på 15 år og kalkulasjonsrente på 7 %, hvor investeringen gjøres i starten av år 1, og drift – og vedlikeholdskostnadene blir diskontert i slutten av år 1. Alle beregninger er gjort i Delstudie 4: Økonomi og lønnsomhetskalkyle basert på nåverdi, og deretter hentet fra Excel-modellen «biogassanlegg.xlsx», som er forklart i kapittel 4.

5.4.1 Transport til biogassanlegg

Tar man utgangspunkt i kostnader beskrevet på Landbrukstjenester (2012) vil transport en vei tilsvare en kostnad på omtrent 600 kroner. Kostnad per dag vil da ligge på 16 800 kroner, og 6,132 millioner per år.

Dersom man tar utgangspunkt i Briseid et al. (2010) vil kostnadene varierer fra 10 kroner per tonn transportert masse opp til 40 kroner per tonn (i området 10-25 km transportavstand).

Gjennomsnittsavstanden er 4,36 km og man kan derfor anta at kostnadene ville være rundt 20 kroner per tonn. Denne kostnaden multipliseres med total mengde gjødsel (47 815 tonn), og man vil da få kostnaden for å transportere gjødsel til biogassanlegget, som tilsvarer 956 300 kroner per år. Kostnaden antas å være det samme for tom retur, og transport av bioest frem og tilbake. Dette gir en total årlig kostnad på 3,83 millioner.

Det siste alternativet tilsvarer halvparten av kostnadene til det første alternativet. Kapasiteten til sistnevnte transport er antatt til å være mellom 25-35 m³, men det velges å gå ut i fra at kostnadene vil være omtrent det samme for en mindre lastebil. Det må også nevnes at kostnaden beskrevet på Landbrukstjenester er engangskostnader for gjødseltransport, og er ikke ment som en kostnad for transport til et biogassanlegg. Det ville mest sannsynlig vært lavere kostnader om det ble inngått en avtale om gjødseltransport daglig. Transporten er i tillegg utført med en traktor, og man kan anta at det va vil ta lenger tid å transportere gjødsel.

5.4.2 Biogassproduksjon

Kostnader presentert i dette delkapittelet er hentet fra Excel-modellen «biogassanlegg.xlsx».

5.4.2.1 Biogassanlegg

Anleggstørrelsen er omtrent 22,87 GWh. Investeringskostnad er 17 885 517 kr, og drift - og vedlikeholdskostnader er 2 417 424 kr per år. Kapitalkostnaden per år er 1 963 734 kr. Som tilsvarer en kostnad per enhet for råbiogassproduksjon på 0,19 kr/kWh.

5.4.2.2 Oppgraderingsanlegg

Med en oppgraderingskapasitet på 500 Nm³/h, og vannskrubber som oppgraderingsteknologi, tilsvarer det en investeringskostnad på 9 980 000 kr, og en drift – og vedlikeholdskostnad per år på 1 430 000. Dette tilsvarer en kapitalkostnad på 1 095 750 kr per år, og enhetskostnaden for oppgradering av råbiogass er 0,11 kr/kWh.

5.4.2.3 Kompresjon

Med en kompresjonskapasitet på 500 Nm³/h, gir det en total kostnad på 2 261 395 kr per år, som tilsvarer en enhetskostnad på 0,099 kr/kWh. Dette er omtrent 60 % dyrere en hva klima – og forurensningsdirektoratet (2011) rapporterte. Som nevnt tidligere, er dette fordi kostnaden som ble rapportert var inkludert investering og drift – og vedlikeholdskostnader, hvor dette da blir justert i forhold til hvor mye av maksimal kapasitet som blir utnyttet.

Total kostnad per enhet for råbiogassproduksjon, oppgradering og komprimering er omtrent 0,40 kr/kWh.

5.4.3 Distribusjonskostnader

Det blir kun sett på alternative måter å transportere CBG på, både i kompositt- og stålbeholdere, da det er det mest aktuelle med tanke på biogasspotensialet på Ørland. Å finne den best egnede måten å transportere biogass på vil i de fleste tilfeller være lik å finne det alternativet med lavest mulig kostnad.

Dersom man tar utgangspunkt i Figur 40 og Likning 4, med en årlig produksjon på 2,487 MSm³, kan man beregne kostnad ved transport.

$$\frac{35 - X_{CBG} (\text{øre} / \text{Sm}^3)}{600 - 2,487(\text{MSm}^3 / \text{år})} = -0,0111$$

$$X_{CBG} = 41,57 \text{ øre} / \text{Sm}^3$$

Dette forutsetter at man antar lineær økning/reduksjon av kostnad ved transport. Total kostnad for transport av CBG per år blir da 1,034 millioner kroner per år.

5.4.4 Pris CBG

Dersom man antar at salgsprisen til biogass er 0,60 kr/kWh, tilsvarer det en netto nåverdi (NPV) på 2 817 185 NOK.

Data brukt til å beregne kostnad ved etablering av et biogassanlegg er fra leverandør (Cirmac, et al., 2008), men er uten spesifikasjon angående reaktorteknologi. Men dataene er fra Tyskland, hvor to-trinns gjæring er det mest brukte, i tillegg til at reaktor med kontinuerlig tilførsel er den reaktoren som blir bygget flest steder i Nord-Europa. Dette blir kun spekulasjoner, men det er sannsynlighet for

at dette stemmer i dette tilfellet. Det ville vært fordelaktig og hatt kostnader fra flere leverandører for å få et mer realistisk kostnadsbilde.

Data brukt til å beregne kostnad ved etablering av oppgraderingsanlegg er også fra leverandør (Cirmac, et al., 2008; Greenlane, 2012; MemfoACT, 2012), og er spesifikke teknologikostnader, som er fordelaktig. Det er ikke gjort estimering for andre kapasiteter enn det som er rapportert, da dette ville medført en enda større usikkerhet med tanke på at kostnadene er i euro.

Komprimeringskostnaden er estimert ut fra litteratur (Klima - og forurensningsdirektoratet, 2011), og er estimert i henhold til konsumprisindeksen, og vil nok ikke være helt representativ.

Transport til biogassanlegget er, som nevnt tidligere, ikke helt korrekt da det er brukt en vektet gjennomsnittsavstand med hensyn på gjødselproduksjon. Kostnaden for selve transporten er estimert ut fra litteratur (Briseid, et al., 2010) og antakelser. Det var ikke mulig å komme i kontakt med Landbrukstjenester (2012), og da ble den antatte kostnaden brukt videre i rapporten.

Ved distribuering av komprimert biogass er det antatt en kostnad som kun er avhengig av mengde Sm^3 . Kostnaden her er funnet ved ekstrapolasjon, og medfører en antakelse om at kostnaden for transport av CBG endres lineært. Dette resulterer derfor i usikre transportkostnader.

Pris for salg av CBG blir i denne rapporten kun et anslag da det ved kontakt med busselskap ikke kunne oppgis noen eksakt pris. Prisen er beregnet ut i fra anslag i artikler, og nedjustert i forhold til at det er en storkunde.

5.5 Delstudie 5: Bruksområde

Det eventuelle anlegget på Ørland har en produksjon på 22,87 GWh per år, eller 2 358 082 Nm^3 . Dersom man antar at busser i Trondheim kjører 70 000 km per år, med et forbruk på 0,52 Nm^3/km eller 5,9 kWh/km, tilsvarer det et årlig forbruk per buss på 36 400 Nm^3 eller 413 000 kWh. Det betyr at Ørland har muligheten til å forsyne rundt 64 busser per år.

Beregningene gjort her er, som nevnt tidligere, med antakelse om at det er ingen tap i prosessen, som ikke er realistisk.

5.6 Delstudie 6: Klimaeffekt

5.6.1 Transport til biogassanlegg

En total gjødselmengde på omtrent 47 815 tonn/år og en lastebil med kapasitet 20 m^3 tilsvarer 2390 turer til og fra biogassanlegget med gjødsel, i tillegg til 2390 turer til og fra biogassanlegget med biorest. Antar man en gjennomsnittshastighet på 40 km/t tilsvarer det et dieselforbruk på 2,0 liter/mil, har man et CO_2 -utslipp på 538 gram CO_2/km . Gjennomsnittsavstanden fra gårdene til biogassanlegget er 4,36 km.

$$4,36\text{km} * 538\text{gramCO}_2 / \text{km} * 2390\text{turer} / \text{år} * 4 = 22425\text{kgCO}_2 / \text{år}$$

5.6.2 Utslipp husdyrgjødsel

Tabell 38 viser hvor mange kg CO_2 -ekvivalenter 1 kg lystgass eller metan tilsvarer. Det sees kun på lystgass og metan, da dette er de dominerende klimagassene fra husdyrbruket.

Tabell 38 - Lystgass og metan som CO₂-ekvivalenter

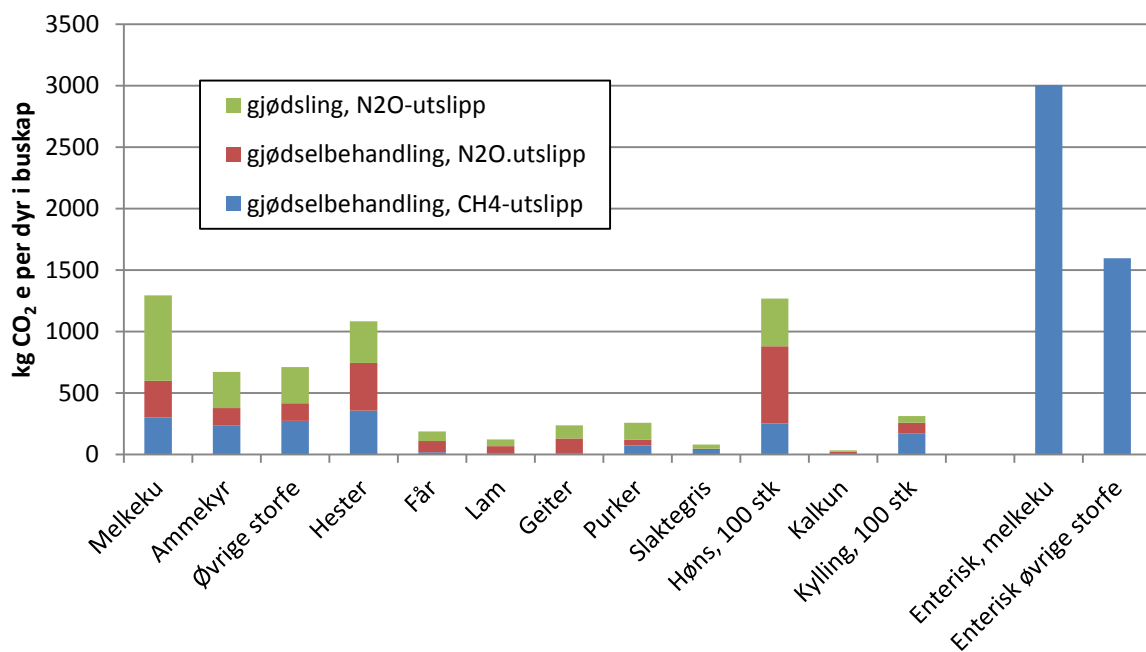
Klimagass	kg CO ₂ -ekvivalenter/per kg klimagass
Lystgass, N ₂ O	298
Metan, CH ₄	21

5.6.2.1 Utslipp per dyr

Figur 61 viser en oversikt over lystgass – og metanutslipp per dyr, for fjærkre er tallene per 100 fjærkre i besetningen per år, unntatt kalkun som er per dyr. Tallene er gitt som kg CO₂-ekvivalenter per dyr i besetningen per år. De to blå kolonnene til høyre representerer enteriske utslipp, mens de resterende representerer gjødselhåndtering.

Utslippsberegningene er kun direkte utslipp fra besetning, gjødselbehandling og gjødsling. Dersom det skal være et fullstendig miljøregnskap for landbruket må også indirekte utslipp dekkes som forårsakes i produksjon av de innsatsmidler som brukes i landbruket, som kraftfor, kunstgjødsel, drivstoff og elektrisitet. Dette kan gjøres i en livsløpsvurdering (LCA).

Resultatene i Figur 61 viser hvor betydningsfull enteriske utslipp er. Gjødsling er så å si like viktig som gjødselhåndtering for de fleste besetningene, men den relative betydningen varierer mellom besetningen. Dersom man ser bort fra de enteriske utslippene så er det lystgassutslipp som dominerer klimaregnskapet for husdyrgjødsel.



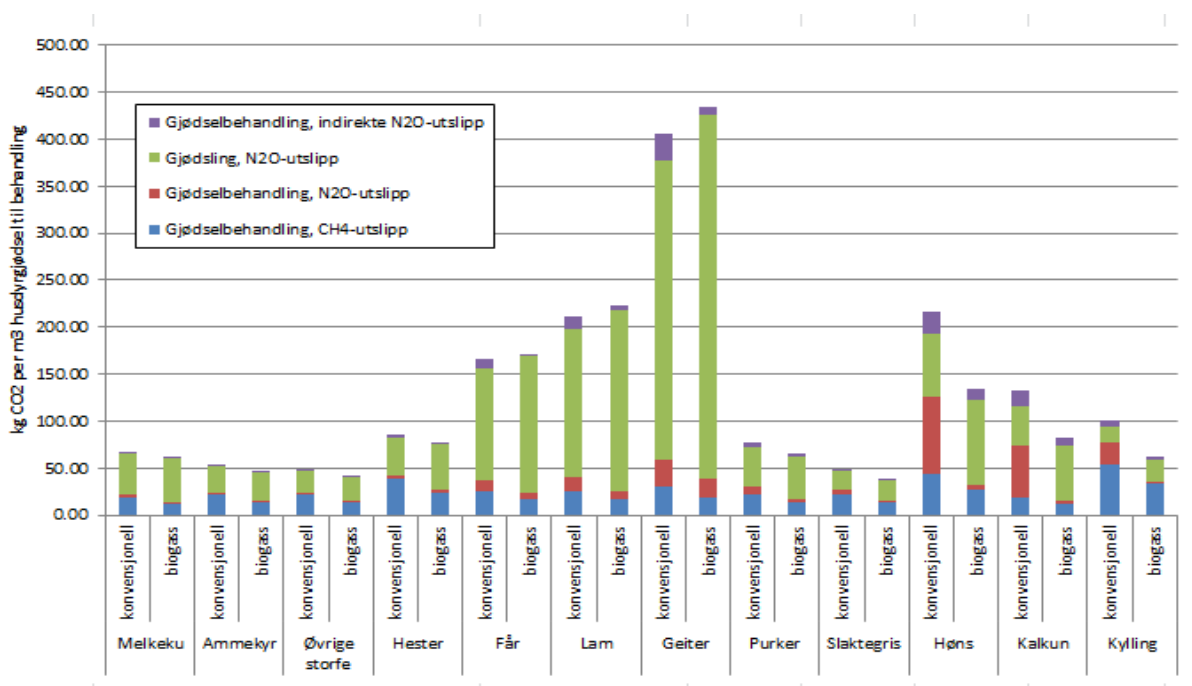
Figur 61 - Klimagassutslipp fra besetning, delt mellom gjødselhåndtering og enteriske utslipp

5.6.2.2 Effektvurdering for biogassanlegg

I tillegg til konvensjonell gjødselbehandling så er det også beskrevet utslippsberegninger for gjødselhåndtering med biogassproduksjon. Hovedforskjellene for modelleringen ved biogassproduksjon er følgende:

- Lagringstap av metan er satt til null (konvensjonell er 8 % av teoretisk gassutbytte)
- Flyktig tap av biogass fra biogassanlegg på 5 % av teoretisk gassutbytte
- Ammoniakkavdamping fra lagring i fjøskjeller (og indirekte lystgass fra dette) settes til null

Dette er antakelser gjort i «Direkteutslipp fra landbruket i LCA» (Ø. Hagen, et al., 2011) og er også brukt i denne delen av rapporten. Resultatene er vist i Figur 62. For lystgass er både direkte utslipp fra gjødselbehandling og spredning inkludert, i tillegg til indirekte utslipp fra ammoniakk ved gjødselbehandling.



Figur 62 - Klimagassutslipp fra gjødselbehandling for ulike besetninger ved konvensjonell tilnærming og biogassproduksjon

En fullstendig oversikt over prosentvis reduksjon/økning av utslipp ved å gå fra konvensjonell metode til biogassproduksjon er vist i Tabell 39. Man kan ut i fra det se at fjærkre har størst reduksjon av utslipp fra klimagasser. Både får, lam og geiter har en markant økning i klimagassutslipp. Det er en del usikkerheter i beregningene av utslippene til disse dyrene, da det i de fleste tilfeller ble gjort samme antagelser for får, lam og geiter som for storfe. For eksempel tapt andel på frigangsbeite 7,5 %. Utenom det så er basegrunlaget hentet fra SSB sin rapport «The Norwegian Emission Inventory, 2009» (Sandmo, 2009).

Tabell 39 - Oversikt over prosentvis reduksjon og økning av utslipp ved biogassproduksjon

	Reduksjon/økning
Melkekyr	-9,46 %
Ammekyr	-14,75 %
Øvrige storfe	-16,20 %
Hester	-10,89 %
Får	3,45 %
Lam	5,09 %
Geiter	7,37 %
Purker	-16,17 %
Slaktegris	-21,20 %
Høns	-37,78 %
Kalkun	-37,80 %
Kylling	-37,66 %

Både Figur 61 og Figur 62 viser utslipp per enhet (dyr eller m³), det er mulig å finne totalt utslipp for et gitt gjødsel-/biogasspotensiale. Men det er her valgt og kun vise enhetsutslippene grafisk, da det gir et tydelig bilde over forskjellen mellom de ulike dyrene.

Tabell 40 og Tabell 41 viser totale oversikt over utslipp i CO₂-ekvivalenter for de ulike dyreartene. Hvor første tabell er for gjødselhåndtering og andre tabell er enteriske utslipp. Totale utslipp for gjødselhåndtering er 4 680 tonn CO₂-ekvivalentener per år.

Tabell 40 - Totale utslipp i CO₂-ekvivalenter for total antall dyr på Ørland

Dyr	Antall	Total kg CO ₂ e
Melkeku	1217	1574306
Ammekyr	163	109463
Øvrige storfe	3410	2423912
Hester	33	35712
Får	329	62023
Lam	328	40030
Geiter	5	1189
Purker	89	22902
Slaktegris	492	39797
Høns	5809	73626
Kalkun	7722	261335
Kylling	11524	36078

Tabell 41 - Totale utslipp i CO₂-ekvivalenter for enteriske utslipp for storfe på Ørland

Dyr	Antall	Total kg CO ₂ e
Enterisk, melkeku	1217	3654651
Enterisk, øvrige storfe	3410	5442360

Utslippene er, som nevnt tidligere, beregnet fra data i «The Norwegian Emission Inventory 2009» (Sandmo, 2009). Hvor det ikke er brukt data for smågriser under 2 måneder, antall smågriser er lagt til purker, så det er en usikkerhet ved den verdien. For kylling er det brukt et gjennomsnitt for slaktekylling og avls-kylling, som betyr at det også er en usikkerhet med tanke på utslipp for denne buskapen.

Tabell 42 viser kg CO₂-ekvivalenter for total mengde m³ på Ørland. Også her er lystgassutslipp fra ammoniakk ved gjødselbehandling inkludert. Fra «Klimatiltak i jordbruket» (Briseid, et al., 2010) ble dette ignorert da en studie fra Sverige at andelen som oksiderer fra ammoniakk til lystgass er neglisjerbar. Det velges likevel å ta det med her, da indirekte utslipp er sett på som vesentlig i annen litteratur (Ø. Hagen, et al., 2011; Sandmo, 2009), og tilsvarer omtrent 30 % av direkte utslipp av lystgass ved gjødselbehandling i biogassproduksjon.

Tabell 42 - Totale utslipp i CO₂-ekvivalenter for volum til behandling (VTB) på Ørland

Dyr	Antall m ³	Total kg CO ₂ -e konvensjonell	Total kg CO ₂ -e biogass
Melkeku	19989,23	1343672,16	1216594,75
Ammekyr	1784,85	94256,43	80353,05
Øvrige storfe	43562,75	2105778,43	1764699,62
Hester	307,1475	26335,57	23467,48
Får	240,17	39891,50	41269,32
Lam	119,72	25383,83	26676,41
Geiter	1,825	739,46	793,92
Purker	292,365	22820,25	19129,43
Slaktegris	808,11	39689,24	31275,16
Høns	339,2456	73403,66	45671,21
Kalkun	1972,971	260489,42	162023,22
Kylling	357,5321	36014,47	22450,64

Total CO₂-ekvivalenter for volum til behandling er 4068 tonn for konvensjonell drift og 3434 tonn for biogassproduksjon. Som tilsvarer en reduksjon på 634 tonn CO₂-ekvivalenter per år, altså en reduksjon på 15,58 %.

I resultatene for klimaeffekt er det valgt å se på både enhetsutslipp og totale utslipp for dyr eller volum. Det er mulig å gå inn i Excel-modellen «klimaeffekt.xlsx» ved en senere anledning og endre på antall dyr og volum for å få et spesifikt resultat for et spesifikt anlegg.

Dataene fra Delstudie 6: Klimaeffekt kan finnes i Excel-filen «Data klimaeffekt.xlsx», og er mulig å bruke videre i en LCA-analyse for konvensjonell gårdsdrift og biogass fra husdyrgjødsel.

5.6.3 Transport til sluttbruker

Med en omtrentlig avstand på 103 km til Trondheim, og total mengde komprimert biogass er 2 358 082 Nm³/år eller 2 487 777 Sm³/år. Dersom man tar utgangspunkt i de forskjellige størrelsene på CNG-trailere fra «Gassbusser – Biogass som drivstoff for busser» (HOG Energi, 2010) Figur 41 og Figur 42, og velger den største traileren som har en kapasitet på 10 000 Sm³, tilsvarer dette 249 turer per år.

Med en gjennomsnittsfart på 65 km/t og et dieselforbruk på 2,2 liter/mil, har man et CO₂-utslipp på 592 gram CO₂/km, dette tilsvarer et utslipp per tur på 60,9 kg CO₂-ekvivalenter/vei. Totalt utslipp for begge kjørestrekninger tilsvarer da 121,9 kg CO₂-ekvivalenter. Totale utslipp for de 249 turene frem og tilbake blir da 30,35 tonn CO₂-ekvivalenter per år. Forbruket av diesel per mil er hentet fra Tabell 20, som viser dieselforbruk per liter for lastebiler. Som betyr at utslippet er justert i forhold til tunge kjøretøy.

5.6.4 Gassbuss

Utslipp per dieselbuss er 41,44 tonn CO₂-ekvivalenter/år/buss. Ørland har mulighet til å forsyne 64 busser per år. Totalt utslipp tilsvarer da 2652 tonn CO₂-ekvivalenter/ år. Utslipp gassbuss, er som nevnt tidligere, 6,09 tonn CO₂-ekvivalenter/år/buss. Da Ørland har mulighet til å forsyne 64 antall busser, gir det et totalt utslipp på omtrent 389 tonn CO₂-ekvivalenter/år. Dette resulterer i en reduksjon på 2263 tonn CO₂-ekvivalenter/år.

Tabell 43 – Utslipp uten biogassanlegg, og utslipp med biogassanlegg

Utslipp fra	Tonn CO ₂ -ekvivalenter u/biogassanlegg/år	Tonn CO ₂ -ekvivalenter m/biogassanlegg/år
Transport til og fra biogassanlegg		22,42
Konvensjonell gjødselhåndtering	4068	
Biogassanlegg		3434
Transport til endestasjon		30,35
Dieselbuss	2652	
Gassbuss		389
Sum	6720	3875

Tabell 43 viser en oversikt over totale utslipp ved konvensjonell gjødselhåndtering og utslipp ved biogassanlegg. Dette gjør det mulig å få en total oversikt over hva som påvirkes dersom man har et biogassanlegg. Selve biogassanlegget bidrar til en reduksjon i klimagasser, men det medfører også en del transport til og fra biogassanlegget som resulterer i en del utslipp. I dette tilfellet er sluttbruker gassbusser i Trondheim, og vil følgelig påvirke utslippene når man transporterer metangassen dit. De totale utslippene avhenger av hvilke grensebetingelser man har. Totale utslipp per år med konvensjonell gjødselbehandling og dieselbusser i drift er 6720 tonn CO₂-ekvivalenter. Totale utslipp per år med biogassdrift og gassbusser i drift er 3875 tonn CO₂-ekvivalenter. Dette resulterer i en reduksjon på 2845 tonn CO₂-ekvivalenter/år, som tilsvarer en reduksjon på omtrent 43 %.

Ved beregning av utslipp knyttet til transport til og fra biogassanlegg, distribusjonskostnader og gevinst ved overgang fra diesel til biogass som drivstoff, er energi – og miljøkalkulator på EnergiLINK¹⁸ benyttet. Går ut i fra at dette er korrekt til en viss grad. Utslippene er ikke tilknyttet vekten av transportmiddelet, noe som medfører en viss grad av usikkerhet i beregningene.

Beregning av klimaeffekt ved konvensjonell gjødselhåndtering og biogassproduksjon er det, som nevnt tidligere, tatt utgangspunkt i andre data for gjødselproduksjon enn det som er brukt tidligere i rapporten. Dette fordi det i metoderapporten ble brukt disse verdiene, og det var ikke ønskelig å forandre på gjødselproduksjon da det er uvisst hvilken påvirkning dette ville hatt på de resterende

¹⁸ <http://energilink.tu.no/leksikon/metan.aspx>

dataene. Avvikene er relativt små. Ved beregning av totalt utslipp for det konkrete anlegget er antall dyr og gjødselvolum fra Ørland brukt, og deretter multiplisert med utslippene beregnet i Delstudie 6: Klimaeffekt.

5.7 Økonomisk støtte

Dersom man tar utgangspunkt i at prisen for CBG er 60 øre/kWh, resulterer det i en netto nåverdi på 2 817 185 NOK. Et overskudd på nesten 3 millioner er relativt lite om man skal fordele overskuddet utover levetiden. Det vil mest sannsynlig oppstå noen uforutsette kostnader, som vil føre til et ulønnsomt prosjekt. I tillegg til at det er en del usikkerheter ved beregning av kostnadene, beskrevet i kapittel 5.4. Dette fører til at biogassanlegget på Ørland muligens må motta investeringsstøtte for at det skal bli lønnsomt i realiteten. Det vil også være mulig å få produksjonsstøtte relatert til energiproduksjon eller klimaeffekt. Som er samme resultatet Ørland kom frem til i Figur 22 - Økonomi - Resultater biogassørland (Ø. Hagen, et al., 2011).

6 Konklusjon

Det er utformet et Excel-basert verktøy som beregner gjødsel – og biogasspotensiale, samt kostnader og lønnsomhet for et konkret biogassanlegg. Det er mulig som bruker å endre inndata dersom det er ønskelig. Modellen er basert på gjødsel – og biogasspotensialet til ulike dyr, som beregnes automatisk i modellen. Det er også laget en snarvei om man har et anslag på hvor mange tonn gjødsel det generes totalt per år fra ulike gårder, dersom man benytter seg av denne snarveien, må gjennomsnittlig prosentvis andel tørrstoff beregnes. Ulike data er brukt for å finne tilpassede kostnader for ulike kapasiteter for biogassanlegg, oppgraderingsanlegg og komprimering, i tillegg til transportkostnader fra gård til biogassanlegg, og fra biogassanlegg til sluttbruker. For oppgraderingsanlegg er det ulike kostnader for ulike oppgraderingsteknikker med tilhørende kapasitet. Kostnadene for hele biogassprosessen er basert på data mottatt fra leverandører og litteratur. Salgsprisen for biogass kan endres i lønnsomhetskalkylen, for å finne nullpunktet til prosjektet.

Gjødsel – og biogasspotensialet til Ørland er beregnet til 47 815 tonn gjødsel/år og 22,87 GWh/år. Ut i fra dette er det bestemt en optimal plassering av biogassanlegget. Vektet gjennomsnittsavstand i luftlinje fra gårdene til biogassanlegget er 4,36 km, som fører til antakelsen at alle gårdene er potensielle bidragsyttere til et eventuelt biogassanlegg med en årlig produksjon på 22,87 GWh. For å transportere gjødsel til biogassanlegget må det gjøres 9,19 turer per dag frem og tilbake, det samme gjelder for biorest. Dieselforbruk for transport til og fra biogassanlegget av gjødsel og biorest er 8334 liter/år. Et biogassanlegg på Ørland vil kunne skape flere arbeidsplasser, bidra til teknologiutvikling og kompetanse, som resulterer i verdifull informasjon som kan selges til andre deler av Norge eller verden.

En overordnet dimensjonering av biogassproduksjonen er gjort, hvor hovedfokus har vært kostnadene for de ulike teknologiene. Ved å ta hensyn til dette er det blitt vist at beste transportmiddel er lastebil, gjødsel – og biogasspotensialet er innenfor størrelsesordenen til et stort fellesanlegg. Anbefalt rektorprosess er kontinuerlig tilførsel av gjødsel, med pasteurisering eller aerob, termofil forbehandling som hygieniseringsteknikk, og ved termofil temperaturprofil. Vannskrubber er anbefalt oppgraderingsteknikk. Biogassen blir deretter komprimert og transportert til Trondheim. Salgsprisen for CBG er satt til 60 øre/kWh, dette har resultert i en netto nåverdi (NPV) på 2 817 185 NOK.

Et mulig bruksområde for biogassen er gassbusser, da det ble anbefalt og ikke satse på ferjer på grunn av høye kostnader ved kondensering av biogassen. Ørland har mulighet til å forsyne 64 busser per år, som kan føre til økt miljøbevissthet i Trondheim.

Klimaeffekten ved å gå fra konvensjonell gjødselbehandling til biogassanlegg er 634 tonn CO₂-ekvivalenter/år. Utslipp fra transport til og fra biogassanlegg, og transport til og fra endestasjon tilsvarer 52,77 CO₂-ekvivalenter/år. Klimaeffekt ved å gå fra dieselbuss til gassbuss er 2263 tonn CO₂-ekvivalenter/år. Total utslipp ved konvensjonell drift og biogassdrift er henholdsvis 6720 og 3875 tonn CO₂-ekvivalenter/år, som tilsvarer en reduksjon på 2845 tonn CO₂-ekvivalenter/år, som gir en prosentvis reduksjon på 43 %.

7 Videre arbeid

Beregning av energiproduksjon basert på valg av substrater

Oversikten over antall gårder med tilhørende buskap ble gitt av Julia Olsson (2012), ansatt ved Fylkesmannen i Sør-Trøndelag. Det ble opplyst om at gårder som ikke søker om økonomisk støtte ikke er med i registeret. Det mest nøyaktige ville være å samle inn informasjon manuelt, dette lot seg ikke gjøre i denne rapporten, da det ville vært en alt for tidkrevende prosess. Men er noe som kan gjøres ved en senere anledning. Det vil uansett være en sannsynlighet for at det ikke blir helt korrekt, da dette krever at bøndene har samme antall dyr hele tiden, noe som ikke vil være tilfelle da noen av dyrene slaktes.

Plassering av biogassanlegget

Det bør utvikles en optimaliseringsalgoritme i forhold til plassering av biogassanlegg, som tar hensyn til alle nødvendige restriksjoner for at plasseringen skal bli mer nøyaktig.

Transport til biogassanlegget

I rapporten ble det kun brukt luftlinjeavstand fra gårder til biogassanlegg, og deretter beregnet et gjennomsnitt vektet på gjødselproduksjon på de ulike gårdene. Transport av total gjødselmengde ble sett på som en helhet, hvor all gjødsel skulle transporteres like langt, og kapasiteten i hver lastebilur ble utnyttet maksimalt. Det ville gitt et mer nøyaktig svar dersom faktiske avstander ble beregnet, i tillegg til transport av nøyaktig gjødselmengde fra gitte gårder. Tallet vil uansett fluktuere litt da dyr slaktes og sykdom kan forekomme.

Dimensjonering av biogassproduksjon og lønnsomhetskalkyle

Det ble i rapporten kun foretatt en overordnet dimensjonering av et konkret biogassanlegg. Et mer nøyaktig resultat ville man fått ved å vurdere det på komponentnivå, hvor man ser på nøyaktige prosesser som oppstår ved produksjon av biogass.

For råbiogassprosessen var økonomidelen mottatt ved kontakt med leverandører. Kostnadene var ikke spesifisert i forhold til hvilken teknologi som ble benyttet, så det ligger en usikkerhet i dette. Det bør i fremtiden fås nøyaktige kostnader for ulike reaktorer ved et biogassanlegg, dette vil føre til et mer realistisk resultat. Kostnadene for oppgraderingsanlegg ble også gitt fra leverandører, og var teknologispesifikt.

Ved en senere anledning bør det hentes inn kostnader i NOK, i stedet for i EURO da sistnevnte medfører en del usikkerheter. Kostnaden kan for eksempel oppdrives ved å kontakte produsent med informasjon om eksakt ønsket størrelse på anlegget, hvor det da kan utredes et mer nøyaktig anslag.

Transport til endestasjon

Det ble ikke funnet mye litteratur om transport av komprimert biogass, og det som ble funnet var veldig varierende. Direkte kontakt med selskap som transporterer CNG burde gjøres, for å forbedre modellen med tanke på kostnader ved transport av CBG til endestasjon, som i dette tilfellet har vært Trondheim.

Salgspris CBG

Det er gjort antakelser om pris for CBG ut i fra ulike artikler. Det er vanskelig å få en eksakt pris, da det er mye hemmelighet rundt avtaler og beregningsgrunnlag. Det bør tas kontakt med flere

leverandører for å få et større grunnlag til å anta en pris. I denne rapporten er det valgt en konservativ pris slik at lønnsomhetskalkylen blir mer sannsynlig, da de resterende kostnadene kan være vesentlig høyere i realiteten.

Kampflyplass

Biogassanlegget er plassert i nærheten av flyplassen på Ørland. Da denne oppgaven ble påbegynt var det ikke enda avgjort at Ørland skal bli hovedbase for de nye F-35 flyene. Dersom dette blir utført, vil det bli en gigant utbygging på Ørland. NRK nyhetene 13. juni 2012¹⁹, rapporterte at det kunne være så mange som 30 gårder som måtte flyttes eller legges ned. Det ble ikke nevnt hvilken type gårdsbruk dette angikk. Men det vil likevel være en stor sannsynlighet for en reduksjon i gjødsel – og biogasspotensiale. Dette må tas med i fremtidige analyser av biogassproduksjon på Ørland.

¹⁹ <http://www.nrk.no/nett-tv/klipp/853002/>

Referanser

- 12-kommune samarbeidet i Vestfold (12k). (2009). Fra avfall til ressurs - en mulighetsanalyse for biogassproduksjon i Vestfold. 30.
- Acrion. (2008b). Acrion's CO₂ Wash® Retrieved 30-03, 2012, from <http://www.acrion.com/>
- Albertsson, B. (2006). Riktlinjer för gödsling och kalkning 2007. *Jordbruksverket, växtnäringseenheten*, 76.
- Albertsson, B. (2008). Riktlinjer för gödsling och kalkning 2009. *Jordbruksverket, Jordbruksinformation 26 -2008*, 85.
- Bellona. (2012). Grønne sertifikater - Fornybar energi Retrieved 06-03, 2012, from http://www.bellona.no/subjects/Groenne_sertifikater
- Benjaminsson, J. (2006). Nya renings - och uppgraderingstekniker för biogas. *Rapport SGC 163, Svenskt Gastekniskt Center*, 71.
- Berglund, M., & Börjesson, P. (2003). Energianalys av biogassystem. *LTH - Institutionen för teknik och samhälle. Avdelingen för miljö - och energisystem*, 44, 89.
- Bioforsk. (2012). Gjødslingshåndboka Retrieved 30-05, 2012, from http://www.bioforsk.no/ikbViewer/page/prosjekt/tema/artikkel?p_dimension_id=19190&p_menu_id=19211&p_sub_id=19191&p_document_id=94226&p_dim2=19606
- Briseid, T., Morken, J., & Grønlund, A. (2010). Klimatiltak i jordbruket. *Bioforsk rapport, Jord og miljø*, 5(2), 44.
- Börjesson, P. (2007). Produktionsförutsättningar för biobränsel inom svenskt jordbruk. *LTH - Institutionen för teknik och samhälle. Avdelingen för miljö - och energisystem*, 93.
- Båtnes, T. (2012, 30-04). [Personal Communication, Gassferge, Firskerstrand].
- Carlsson, M., & Uldal, M. (2009). Substrathandbok för biogasproduktion. *Rapport SGC, 200*, 37.
- Cirmac, Urban, W., Girod, K., & Lohmann, H. (2008, 11-05-2012). [Personal Communication, Technologien und kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008].
- Cryo AB. (2008). Technical specification 600113879-0 for LNG cryogenic transport vessel - optimized for liquid natural gas.
- Dahl, A. (1999). Uppföljning av kvalitetsspecifikation för uppgraderad biogas som fordonsbränsle. *Svensk Gasteknisk Center*, 103, 64.
- Dahl, A. (2003). System för kvalitetssäkring av uppgraderad biogas. *Rapport SGC, 138*, 48.
- DOE. (2001). DOE-sponsored Process Enhances Use of Landfill Gas, Improves Air Quality Retrieved 30-03, 2012, from http://www.net1.doe.gov/publications/press/2001/tl_acricon_demo.html

- FOR 2007-10-27 nr 1254: Forskrift om animalske biprodukter som ikke er beregnet på konsum (2007).
- Gillebo, R., Selvig, E., Teigland, T., & Hagman, R. (2010). Trolleybussdrift og gassbussdrift i Bergensområdet. 32.
- Greenlane (2012, 11-05). [Personal Communication, Biogas Upgrading System].
- Hagen, M., Polman, E., Myken, A., Jensen, J., Jönsson, O., & Dahl, A. (2001). Adding Gas from Biomass to the Gas Grid. 142.
- Hagen, Ø., Hung, C., Josefsen, K., & Pettersen, J. (2011). Forutsetninger for biogassproduksjon i Norge - En flerfaglig case-studie av Ørland og Frosta. *Sintef Rapport, Teknologi og samfunn*, 227.
- Hoem, B. (2006). The Norwegian Emission Inventory 2006. 194.
- HOG Energi. (2010). Gassbusser - Biogass som drivstoff for busser. 47.
- Inngrepsfrie naturområder i Norge. (2012). INON Retrieved 11-06, 2012, from <http://dnweb12.dirnat.no/inon/>
- Johansson, M., & Nilsson, T. (2007). Transporter i gårdsbaserade biogassystem - Framtagning av beräkningsprogram för kostnader och emissioner. *LTH - Institutionen för teknik och samhälle. Avdelingen för miljö - och energisystem*, 111.
- Johansson, N. (2008). Production of liquid biogas, LBG, with cryogenic and conventional upgrading technology - description of systems and evaluations of energy balances [Examensarbete 2008]. 94.
- Jordbruksverket. (1995). Gödselproduktion, lagringsbehov och djurtäthet vid nötkreaturshållning. 10.
- Klima - og forurensningsdirektoratet. (2010). Utslippskvoter for klimagasser. 4.
- Klima - og forurensningsdirektoratet. (2011). Kostnader og reduksjon av klimagassutslipp gjennom verdikjeden. 75.
- Forskrift om gjødselvarer mv. av organisk opphav, FOR-2003-07-04-951 C.F.R. (2003).
- Landbrukstjenester. (2012). Prislister 2010 Landbrukstjenester Midt-Trøndelag Retrieved 06-06, 2012, from <http://www.landbrukstjenester-mt.no/Maskinpriser/cid/14050/>
- Lilleengen, S. (2011). Biogass som drivstoff. En mulighetsstudie av Ørland, Bjugn og Rissa for Transnova. 58.
- Lillerud, A. (2009). Første biogass-stasjon klar i 2009 Retrieved 19-06, 2012, from <http://www.nrk.no/nyheter/distrikt/ostfold/1.6286416>
- Lindtner, N. J. (2012, 22-05). [Personal Communication, LBG til gassferge].
- Linné, M., Ekstrandh, A., Englesson, R., Persson, E., Björnsson, L., & Lanzt, M. (2008). Den svenska biogaspotentialen från inhemska restprodukter. 79.
- Lov om jord (§ 9): LOV 1995-05-12 nr 23, bruk av dyrka og dyrkbarjord. LMD, Landbruks - og matdepartementet.

- Lov om planlegging og byggesaksbehandling (§1-8): Plan - og bygningsloven, LOV-2008-06-27-7. LMD, Landbruks - og matdepartementet.
- Martinsen, J. (2008). Dokumentasjon av beregningsmoduler i EFFEKT 6. *Statens vegvesen, Utbyggingsavdelingen*, 114.
- MemfoACT (2012, 07-05). [Personal Communication, Oppgraderingskostnad ved membranseperasjon].
- Morken, J., Sørby, B., Sørby, I., Birkeland, K., & Sakshaug, S. (2005). Bruk av bioenergi i landbruket. Er det lønnsomt å bygge gårdsbiogassanlegg og hvilke fordeler kan bonden og samfunnet oppnå? , 42.
- Nedland, K. T. (2011). Utvikling av biogass i Norge - kostnader ved biogassproduksjon i Norge, Sverige og Danmark. *Asplan Viak*(6), 72.
- Nedland, K. T., & Ohr, K. (2010). Utvikling av biogass i Norge. *Norsk Vann*,(3), 63.
- Ohr, K. (2003). Biogassanlegg i Tyskland og Sverige. 69.
- Ohr, K., Førland, S. O., & Birkenes, V. (2002). Biogass- Energiproduksjon og avfallsbehandling, *Asplan Viak*. 123.
- Olsson, J. (2010). GIS-baserad metod för etablering av centraliserade biogassanläggningar baserad på husdjursgödsel. [Eksamensarbete]. 79.
- Olsson, J. (2012, 28-03). [Personal Communication, Oversikt over antall gårder Ørland august 2011].
- Persson, M. (2003). Utvärdering av uppgraderingstekniker för biogas. *Rapport SGC*, 142, 85.
- Persson, M., Jönsson, O., & Wellinger, A. (2006). Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection. *IEA Bioenergy, Task 37 - Energy from Biogas and Landfill Gas*, 19.
- Pettersson, A., Losciale, M., & Liljemark, S. (2007). LCMG - pilotprojekt för LMG som fordonsbränsle i Sverige. *Rapport SGC 177*, 58.
- Prometheus-Energy. (2008a). What we do Retrieved 30-03, 2012, from <http://www.prometheus-energy.com/whatwedo/>
- Prometheus-Energy. (2008b). History Retrieved 30-03, 2012, from <http://www.prometheus-energy.com/aboutus/history.php>
- Prometheus-Energy. (2008c). Technology and Processing Retrieved 30-03, 2012, from <http://www.prometheus-energy.com/whatwedo/technologyprocessing.php>
- Raadal, L. H., Schakenda, V., & Morken, J. (2008). Potensialstudie for biogass i Norge. 55.
- Rambøll unico, & Agder Gassforum. (2006). Kost-nytteanalyse av naturgass som drivstoff for bussmetroen i Kristiansand.
- Roth, L., Johansson, N., & Benjaminsson, J. (2009). Mer biogas! - Realisering av jordbruksrelaterad biogass. 49.
- Sandberg, J. (2012, 16-04). [Personal Communication, Informasjon om landbruk].

- Sandmo, T. (2009). The Norwegian emission inventory 2009. *Statistics Norway, Department of economics, energy and the environment statistics*, 222.
- Scandinavian GtS. (2008). Biogas becomes more competitive! Hans Kättström. 2nd Nordic Biogas Conference. Svenskt Gasteknisk Center. Retrieved 30-03, 2012, from http://www.sgc.se/nordicbiogas/resources/Hans_Kattstrom.pdf
- Selfors, A., Thorsen, K., Hofstad, K., Fagerlund, K. H., & Wiggen, T. M. (2004). Naturgass - en generell innføring. *Norges vassdrags - og energidirektorat*.
- Skog - og landskapskart. (2012). Gårdskart Retrieved 20-05, from <http://gardskart.skogoglandskap.no/ngnijos/search?action=none>
- SSB. (2012a). Folkemengde Retrieved 18-04, 2012, from <http://www.ssb.no/emner/02/02/folkendrkv/2011k4/hittil16.html>
- SSB. (2012b). Energibruk, etter kilde og forbruksgruppe Retrieved 18-04, 2012, from http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/Default_FR.asp?PXSid=0&nvl=true&PLanguage=0&tlside=selecttable/hovedtabellHjem.asp&KortnavnWeb=energikomm
- SSB. (2012d). Konsumprisindeksen per 15 april 2012 Retrieved 05-08, 2012, from <http://www.ssb.no/emner/08/02/10/kpi/tab-01.html>
- Steinholt, I. H. (2010, 26-07-2010). "Vi kaster en fjerdedel av maten", *Aftenposten*. Retrieved from <http://www.aftenposten.no/nyheter/iriks/article3746371.ece>
- Sørby, i., Briseid, T., Nesheim, L., Lønnum, R., & Vallumrød, V. (2007). Biogassproduksjon av organisk restprodukt i landbruket - Holm gård i Re, Teknologivalg og kostnadsberegninger. *Bioforsk, Fylkesmannen i Vestfolk, Ivar Sørby Holm gård i Vestfolk, Vestfold bondelag*, 69.
- Sørby, i. B., Tormod, Nesheim, L., Lønnum, R., & Vallumrød, V. (2007). Biogassproduksjon av organisk restprodukt i landbruket - Holm gård i Re, Teknologivalg og kostnadsberegninger. *Bioforsk, Fylkesmannen i Vestfolk, Ivar Sørby Holm gård i Vestfolk, Vestfold bondelag*, 69.
- Sørheim, R., Briseid, T., Haraldsen, T. K., Linjordet, R., Wittgens, B., Hagen, Ø., . . . Krokann, K. (2010). Biogass - Kunnskapsstatus og forskningsbehov. 58.
- Wikipedia. (2012). Ørland Retrieved 01-05, 2012, from <http://no.wikipedia.org/wiki/%C3%98rland>

Vedlegg 1: Beregning av gjødselvolum

$$\text{Hester} = 9,9(\text{m}^3\text{D} / \text{år}) * 0,5(\text{tonn} / \text{m}^3) = 4,95 * 0,7^a = 3,465 \text{ (tonn D/år)}$$

$$\text{Melkekyr} = 26,3(\text{tonn F/år}) \rightarrow 26,3 * 0,7^a = 18,41 \text{ (tonn F/år)}$$

$$\text{Øvrige storfe} = 8,83 * 0,7^a = 6,2 \text{ (tonn F/år)}$$

$$\text{Ammekyr} = \frac{1,5(\text{tonn ts/år})}{0,9(\text{ts-innhold storfe})} = 16,67 \text{ (tonn F/år)} \rightarrow 16,67 * 0,7^a = 11,67 \text{ (tonn F/år)}$$

$$\text{Sauer over 1 år} = \frac{0,8(\text{m}^3\text{D} / \text{mnd}) * 2}{0,5(\text{tonn} / \text{m}^3)} = 0,8(\text{tonn D/år}) \rightarrow 0,8 * 0,7^a = 0,56 \text{ (tonn D/år)}$$

$$\text{Sauer under 1 år} = \left(\frac{0,8(\text{sauer over 1 år tonn D/år})}{0,25(\text{sauer over 1 år tonn ts/år})} \right) * 0,1(\text{tonn ts / år}) = 0,32 \text{ (tonn D/år)}$$

$$\rightarrow 0,32 * 0,7^a = 0,22 \text{ (tonn D/år)}$$

$$\text{Geiter} = 0,8(\text{tonn D/år}) \rightarrow 0,8 * 0,7^a = 0,56 \text{ (tonn D/år)}$$

$$\text{Smågriser} = \frac{0,03(\text{tonn ts/år})}{0,08(\text{ts-innhold purker})} = 0,38 \text{ (tonn F/år)}$$

$$\text{Griser} = \left(\frac{0,6(\text{tonn ts/år})}{0,08(\text{ts-innhold purker})} \right) + 7,8(\text{tonn F/år}) + 7,6(\text{tonn F/år}) = 7,63 \text{ (tonn F/år)}$$

$$\text{Slaktegriser} = 2,6(\text{tonn F/år}) + \left(\frac{0,18(\text{tonn ts/år})}{0,06(\text{ts-innhold slaktesvin})} \right) = 2,8 \text{ (tonn F/år)}$$

$$\text{Høns} = \frac{3,9(\text{m}^3\text{Fa} / \text{år}) * 0,9(\text{tonn} / \text{m}^3)}{100} = 0,035 \text{ (tonn Fa/år)}$$

$$\text{Kalkuner og gjess} = \frac{3,4 * 0,5}{100} = 0,017 \text{ (tonn Fa/år)}$$

$$\text{Kyllinger} = \frac{1,4(\text{m}^3\text{D} / \text{år}) * 0,5(\text{tonn} / \text{m}^3)}{100} = 0,007 \text{ (tonn Fa/år)}$$

(a) = avdrag 30 % på grunn av beite utendørs

D = dypstrøggjødsel

F = flytendegjødsel

Fa = fastgjødsel

Vedlegg 2: Beregning av tørrstoff

$$\text{Hester} = 1,5(\text{tonn ts/år}) \rightarrow 1,5 * 0,7^a = 1,05 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Melkekyr} = \frac{(26,3(\text{tonn F/år}) * 0,09(\text{ts-innhold storfe})) + 2,8(\text{tonn ts/år})}{2} = 2,58 (\text{tonn ts/år})$$

$$\rightarrow 2,58 * 0,7^a = 1,806 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Øvrige storfe} = 0,79(\text{tonn ts/år}) \rightarrow 0,79 * 0,7^a = 0,553 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Ammekyr} = 1,5(\text{tonn ts/år}) \rightarrow 1,5 * 0,7^a = 1,05 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Sauer over 1 år} = 0,25(\text{tonn ts/år}) \rightarrow 0,25 * 0,7^a = 0,175 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Sauer under 1 år} = 0,1(\text{tonn/ts år}) \rightarrow 0,1 * 0,7^a = 0,07 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Geiter} = 0,25 (\text{tonn ts/år}) \rightarrow 0,25 * 0,7^a = 0,175 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Smågriser} = 0,03 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Griser} = (7,8 + 7,6(\text{tonn F/år}) * 0,08) + 0,6(\text{tonn ts/år}) = 0,61 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Slaktegriser} = (2,6(\text{tonn F/år}) * 0,06(\text{ts-innhold slaktesvin})) + 0,18(\text{tonn ts/år}) = 0,17 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Høns} = 0,0055 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Kalkuner og gjess} = 0,0315 (\text{tonn ts/år})$$

$$\text{Kyllinger} = 0,0020 (\text{tonn ts/år})$$

(a) = avdrag 30 % på grunn av beite utendørs

D = dypstrøgjødsel

F = flytendegjødsel

Fa = fastgjødsel

Vedlegg 3: Beregning av kostnad råbiogassproduksjon

Beregninger gjort ved interpolering

$$y = y_1 + (y_2 - y_1) \left(\frac{x - x_1}{x_2 - x_1} \right)$$

$$\begin{aligned} \text{Investeringskostnad}_{\text{Gårdsbruk}} &= 4040000 + (9260000 - 4040000) \left(\frac{20000 - 12745}{31863 - 12745} \right) \\ &= 6020913 \text{NOK} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Drift - og Vedlik}_{\text{Gårdsbruk}} &= 620000 + (1360000 - 620000) \left(\frac{20000 - 12745}{31863 - 12745} \right) \\ &= 900819 \text{NOK} / \text{år} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Investeringskostnad}_{\text{SmåFellesanlegg}} &= 4040000 + (9260000 - 4040000) \left(\frac{30000 - 12745}{31863 - 12745} \right) \\ &= 8357640 \text{NOK} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Drift - og Vedlik}_{\text{SmåFellesanlegg}} &= 620000 + (1360000 - 620000) \left(\frac{30000 - 12745}{31863 - 12745} \right) \\ &= 1287890 \text{NOK} / \text{år} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Investeringskostnad}_{\text{Fellesanlegg}} &= 9260000 + (16215000 - 9260000) \left(\frac{40000 - 31863}{63725 - 31863} \right) \\ &= 11036185 \text{NOK} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Drift - og Vedlik}_{\text{Fellesanlegg}} &= 1360000 + (2285000 - 1360000) \left(\frac{40000 - 31863}{63725 - 31863} \right) \\ &= 1596228 \text{NOK} / \text{år} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Investeringskostnad}_{\text{StoreFellesanlegg}} &= 16215000 + (33180000 - 16215000) \left(\frac{70000 - 63725}{127451 - 63725} \right) \\ &= 17885517 \text{NOK} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Drift - og Vedlik}_{\text{StoreFellesanlegg}} &= 2285000 + (3640000 - 2285000) \left(\frac{70000 - 63725}{127451 - 63725} \right) \\ &= 2418424 \text{NOK} / \text{år} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Investeringskostnad}_{\text{Industrisanlegg}} &= 33180000 + (46670000 - 33180000) \left(\frac{140000 - 127451}{191176 - 127451} \right) \\ &= 35836508 \text{NOK} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Drift - og Vedlik}_{\text{Industrisanlegg}} &= 3640000 + (5010000 - 3640000) \left(\frac{140000 - 127451}{191176 - 127451} \right) \\ &= 3909786 \text{NOK} / \text{år} \end{aligned}$$

Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk

Samletabeller

Tabell A1: Inventar for landbruket – utslipp per dyr.

Tabell A2: Inventar for landbruket ved tradisjonell husdyrgjødselbehandling – utslipp ved ulike prosesstrinn per m³ gjødsel produsert, alle angitt per VFD (volum fra dyr).

Tabell A3: Inventar for landbruket – utslipp ved gjødsling med kunstgjødsel, alle angitt per kg N-gjødsel (eller P-gjødsel).

Tabell B1: Inventar for landbruket ved tradisjonell husdyrgjødselbehandling – utslipp ved ulike prosesstrinn per m³ gjødsel levert, alle angitt per VTB (volum til behandling).

Tabell B2: Inventar for landbruket ved biogassanlegg – utslipp ved ulike prosesstrinn per m³ gjødsel levert, alle angitt per VTB (volum til behandling).

Enteriske utslipp

Tabell 1: Enteriske utslipp – CH₄

Gjødselbehandling, lager og fjøs

Tabell 2: Metanutslipp fra gjødselbehandling – CH₄

Tabell 3: Ammoniakkutslipp fra gjødselbehandling – NH₃ utslippsfaktor

Tabell 4: Ammoniakkutslipp fra gjødselbehandling – NH₃

Tabell 5: Lystgassutslipp fra gjødselbehandling – direkte N₂O fra N i gjødsel

Tabell 6: Lystgassutslipp fra gjødselbehandling – indirekte N₂O via NH₃-avdamping

Spredning av husdyrgjødsel

Tabell 7: Nitrogenavrenning - N

Tabell 8: Lystgass fra nitrogenavrenning – N₂O

Tabell 9: Ammoniakkutslipp fra husdyrgjødsel – NH₃

Tabell 10: Lystgassutslipp fra husdyrgjødsling – indirekte N₂O via NH₃-avdamping

Tabell 11: Lystgassutslipp fra husdyrgjødsling – direkte N₂O fra N i gjødsel

Spredning av kunstgjødsel

Tabell 12: Nitrogenavrenning fra kunstgjødselbruk - N

Tabell 13: Lystgassutslipp fra gjødsling med kunstgjødsel – NH₃

Tabell 14: Ammoniakkutslipp fra gjødsling med kunstgjødsel – NH₃

Tabell 15: Lystgassutslipp fra kunstgjødsling – indirekte N₂O via NH₃-avdamping

Tabell 16: Lystgassutslipp fra kunstgjødsling – direkte N₂O fra N

Tabell 17: Samlede direkte utslipp for gjødsling med kunstgjødsel

Utslipp for behandling i biogassanlegg

Tabell 18: Ammoniakkutslipp fra lagring og behandling – NH₃ per VTB

Tabell 19: Lystgassutslipp fra lagring og behandling – N₂O per VTB

Tabell 20: Lystgassutslipp fra ammoniakkavdamping – N₂O per VTB

Tabell 21: Ammoniakkavdamping fra spredning av råtnerest – NH₃ per VTB

Tabell 22: Lystgassutslipp fra spredning av råtnerest – N₂O per VTB

Tabell 23: Lystgassutslipp fra ammoniakkavdamping ved spredning av råtnerest – N₂O per VTB

Tabell 24: Nitrogenavrenning ved spredning av råtnerest – N per VTB

Tabell 25: Lystgassutslipp fra nitrogenavrenning ved spredning av råtnerest – N₂O per VTB

Tabell A1: Inventar for landbruket - utslipp per dyr									
Enterisk		Gjødselbehandling				Spredning av husdyrgjødsel			
	kg CH ₄ /dyr/år	kg CH ₄ /dyr/år	kg NH ₃ /dyr/år	kg N ₂ O/dyr/år	kg N til vann/dyr/år	kg NH ₃ til luft/dyr/år	kg N ₂ O til luft/dyr/år	kg P til vann/dyr/år	kg P til vann/dyr/år
Melkeku	143	14.41	8.068	0.992	13.623	24.057	2.333	0.4402	
Ammekyr	67	11.2	3.426	0.476	5.815	9.716	0.989	0.2935	
Øvrige storfe	76	13.07	3.426	0.476	5.815	9.716	0.989	0.3424	
Hester	18	16.98	9.305	1.304	6.885	8.456	1.131	0.3723	
Får	15	0.9	1.888	0.299	1.641	2.061	0.270	0.0350	
Lam	17	0.45	1.253	0.198	1.089	1.368	0.179	0.0175	
Geiter	5	0.53	2.523	0.399	2.193	2.754	0.361	0.0175	
Purker	1.5	3.47	4.816	0.157	2.602	5.881	0.462	0.1971	
Slaktegris	1.5	1.74	1.158	0.038	0.626	1.414	0.111	0.0986	
Høns	0.02	0.12	0.361	0.021	0.073	0.166	0.013	0.0093	
Kalkun	0.02	0.23	1.031	0.060	0.210	0.474	0.037	0.0409	
Kylling	0.02	0.08	0.052	0.003	0.010	0.024	0.002	0.0050	

Tabell A2: Inventar for landbruket ved tradisjonell husdyrgjødselbehandling - utslipp ved ulike prosesstrin per m ³ gjødsel, alle angitt er per VFD (volum fra dyr)									
Gjødselbehandling					Spredning av husdyrgjødsel				
	kg CH ₄ /m ³ gjødsel	kg NH ₃ /m ³ gjødsel	kg N ₂ O/m ³ gjødsel	kg N/m ³ gjødsel	kg NH ₃ /m ³ gjødsel	kg N ₂ O/m ³ gjødsel	kg P til vann/m ³ gjødsel	kg NH ₃ /m ³ gjødsel	kg N ₂ O/m ³ gjødsel
Melkeku	0.88	0.491	0.060	0.8510	1.465	0.144	0.0268		
Ammekyr	1.02	0.313	0.043	0.5475	0.887	0.092	0.0268		
Øvrige storfe	1.02	0.268	0.037	0.4693	0.761	0.079	0.0268		
Hester	1.82	1.000	0.140	0.7627	0.909	0.132	0.0400		
Får	1.23	2.586	0.410	2.3179	2.823	0.397	0.0480		
Lam	1.23	3.433	0.544	3.0772	3.748	0.528	0.0480		
Geiter	1.45	6.911	1.094	6.1943	7.545	1.062	0.0480		
Purker	1.06	1.466	0.048	0.7922	1.790	0.140	0.0600		
Slaktegris	1.06	0.705	0.023	0.3809	0.861	0.067	0.0600		
Høns	2.05	6.177	0.360	1.2578	2.843	0.222	0.1600		
Kalkun	0.90	4.034	0.235	0.8214	1.856	0.145	0.1600		
Kylling	2.58	1.661	0.097	0.3382	0.764	0.060	0.1600		

Tabell A3: Inventar for landbruket ved gjødsling med kunstgjødsel, alle angitt per kg N-gjødsel (eller P-gjødsel)				
Spredning av kunstgjødsel				
	kg N til vann/kg N-gjødsel	kg NH ₃ til luft/kg N-gjødsel	kg N ₂ O til luft/kg N-gjødsel	kg P til vann/kg P-gjødsel
Kunstgjødsel	0.18	0.012	0.027	0.02

Tabell B1: Inventar for landbruket ved tradisjonell husdyrgjødselbehandling - utslipp ved ulike prosessstrinn per m³ levert, alle angitt per VTB (volum til behandling)

Gjødselbehandling	Gjødselbehandling				Spredning av husdyrgjødsel			
	kg CH ₄ /m ³ gjødsel	kg NH ₃ /m ³ gjødsel fjos	kg NH ₃ /m ³ gjødsel lager	kg N ₂ O/m ³ gjødsel direkte N ₂ O fra N	Nitrogentap kg N/m ³	kg NH ₃ /m ³ gjødsel	kg N ₂ O/m ³ gjødsel	
Melkeku	0,877	0,1434	0,3586	0,0107	0,0065	0,829	1,845	0,147
Ammekv	1,023	0,0918	0,2294	0,0071	0,0041	0,531	1,162	0,094
Øvrige storfe	1,023	0,0787	0,1966	0,0061	0,0036	0,455	0,996	0,080
Hester	1,824	0,3166	0,7915	0,0120	0,0134	0,740	1,317	0,134
Får	1,233	0,8160	2,0402	0,0355	0,0341	2,248	4,094	0,401
Lam	1,233	1,0833	2,7085	0,0471	0,0453	2,985	5,435	0,532
Geiter	1,452	2,1807	5,4522	0,0948	0,0911	6,008	10,940	1,071
Purker	1,056	1,0472	0,4188	0,0287	0,0190	0,792	1,790	0,140
Slaktegris	1,059	0,5034	0,2016	0,0138	0,0091	0,381	0,861	0,067
Høns	2,055	3,0884	3,0884	0,2801	0,0799	1,258	2,843	0,221
Kalkun	0,900	2,0169	2,0169	0,1829	0,0522	0,821	1,856	0,144
Kylling	2,579	0,8305	0,8305	0,0753	0,0215	0,338	0,764	0,059
kg N ₂ O-N/kg N (mix dry/lot&pasture/liquid)				0,0069				
kg N ₂ O-N/kg NH ₃ -N					0,01			
Utlekking av N, 18 pst av tilsatt						0,18		
Avdampning av ammoniakk, 33,5 av tilsatt N							0,335	

Tabell B2: Inventar for landbruket ved biogassanlegg - utslipp ved ulike prosessstrinn per m³ gjødsel levert, alle angitt per VTB (volum til behandling)

Gjødselbehandling	Biogassanlegg - flyktige				Gjødselbehandling			Spredning av råtnest, uten separasjon		
	kg CH ₄ /m ³ gjødsel	kg CH ₄ /m ³ gjødsel	kg NH ₃ /m ³ gjødsel fjos	kg NH ₃ /m ³ gjødsel lager	kg N ₂ O/m ³ gjødsel direkte N ₂ O fra N	kg N ₂ O/m ³ gjødsel NH	Nitrogentap kg N/m ³	kg NH ₃ /m ³ gjødsel	kg N ₂ O/m ³ gjødsel	
Melkeku	0	0,55	0,1434	0	0,0078	0,0019	0,875	1,9825	0,1559	
Ammekv	0	0,64	0,0918	0	0,0050	0,0012	0,5618	1,2693	0,0998	
Øvrige storfe	0	0,64	0,0787	0	0,0043	0,0010	0,4815	1,0880	0,0856	
Hester	0	1,14	0,3166	0	0,0084	0,0041	0,9202	2,0792	0,1635	
Får	0	0,77	0,8160	0	0,0250	0,0106	2,7398	6,1903	0,4868	
Lam	0	0,77	1,0833	0	0,0332	0,0141	3,6374	8,2182	0,6462	
Geiter	0	0,91	2,1807	0	0,0667	0,0283	7,3220	16,5432	1,3008	
Purker	0	0,66	1,0472	0	0,0088	0,0136	0,8482	1,9164	0,1507	
Slaktegris	0	0,66	0,5034	0	0,0042	0,0055	0,4079	0,9216	0,0725	
Høns	0	1,28	3,0884	0	0,0188	0,0401	1,7017	3,8448	0,3023	
Kalkun	0	0,56	2,0169	0	0,0123	0,0262	1,1113	2,5109	0,1974	
Kylling	0	1,61	0,8305	0	0,0051	0,0108	0,4576	1,0339	0,0813	
kg N ₂ O-N/kg N (antar kun liquid & slurry)					0,001					
kg N ₂ O-N/kg NH ₃ -N						0,01				
Utlekking av N, 18 pst av tilsatt							0,18			
Avdampning ammoniakk, 33,5 pst av tilsatt N								0,335		

Prosess 1: Enteriske utslipp	
Tabell 1: Enteriske utslipp - CH4	
	kg CH4/dyr/år
Melkeku	143
Ammekyr	67
Øvrige storfe	76
Hester	18
Får	15
Lam	17
Geiter	5
Purker	1.5
Slaktegris	1.5
Høns	0.02
Kalkun	0.02
Kylling	0.02

Prosess 2: gjødselbehandling, lagring og fjøs		
Tabell 2: Metanutslipp fra gjødselbehandling - CH4		
	kg CH4/dyr/år	kg CH4/m3 gjødsel
Melkeku	14.41	0.877
Ammekyr	11.2	1.023
Øvrige storfe	13.07	1.023
Hester	16.98	1.824
Får	0.9	1.233
Lam	0.45	1.233
Geiter	0.53	1.452
Purker	3.47	1.056
Slaktegris	1.74	1.059
Høns	0.12	2.055
Kalkun	0.23	0.900
Kylling	0.08	2.579

Tabell 3: Ammoniakutslipp fra gjødselbehandling – NH3 utslippsfaktor

Utslippsfaktor	Sær-østlander	Hednakk/Drupland	Hogaland	Vestlandet	Tøndelag	Midt-Norge	Snitt	Max	Min
Storfe	10.1	8.4	8	8	7.7	7.9	8.3141223	10.1	7.7
Gris	26.2	22.1	19.6	20.3	21	21.2	21.6721330	26.2	19.6
Sauflam	22.5	21.8	18.6	21.1	21.4	21.1	21.0195331	22.5	18.6
Føttele	4.7	46.4	38.7	37.3	41.7	44.5	42.4381367	4.7	37.3
Amner	25.7	24.7	17.1	13.1	23.5	21.6	21.7285224	25.7	17.1

Benytt geometrisk gjennomsnittsverdi som en indikasjon

Tabell 4: Ammoniakutslipp fra gjødselbehandling – NH3

kg N i møkk/dyr/år	Andel tapp på beite	Tapsfaktor behandling [%]	Tapsfaktor ribeete [%]	kg NH3-N/dyr/år	kg NH3/dyr/år	kg NH3/m ³ gjødselbehandling	kg NH3/m ³ makk VFD	skilt mellom utslippsprosessen fra fops fra lager
Melkeku	82	0.26	8.3	7.5	6.644	8.066	0.502	1.898
Ammekyr	35	0.31	8.3	7.5	2.822	3.426	0.321	4.746
Øvinge storfe	35	0.31	8.3	7.5	2.822	3.426	0.321	2.015
Hester	50	0.45	7.5	7.5	7.663	9.305	1.108	2.015
Får	116	0.45	21.0	4.1	1.555	1.868	2.866	2.889
Lam	7.7	0.45	21.0	4.1	1.032	3.732	3.433	0.444
Geiter	15.5	0.45	21.0	4.1	2.077	2.523	7.633	0.295
Pulker	18.3	0	21.7	3.966	0.954	4.916	1.466	0.594
Slaktegris	4.4	0	21.7	1.56	0.297	1.56	0.705	2.633
Hens	0.7	0	42.4	0.297	0.849	0.361	6.177	0.881
Kalkun	2	0	42.4	0.849	1.031	4.034	6.177	0.737
Kylling	0.1	0	42.4	0.042	0.042	1.661	4.034	0.272

Tabell 5: Lysgassutslipp fra gjødselbehandling – direkte N2O fra N i gjødsel

kg N i møkk/dyr/år	Andel anseholdsflukt	kg N2O-N/ kg NH3-N	kg N2O-N/dyr/år behandling	kg N2O-N/m ³ gjødsel VFD	kg N2O/dyr/år	kg N2O/m ³ gjødselbehandling	kg N2O/m ³ makk VFD
Melkeku	82	0.00689	0.00136	0.00136	0.56438	0.0344	0.88733
Ammekyr	35	0.00784	0.00142	0.00142	0.27440	0.0251	0.43120
Øvinge storfe	35	0.00784	0.00142	0.00142	0.27440	0.0251	0.43120
Hester	50	0.00506	0.00142	0.00142	0.75300	0.0809	1.18239
Får	116	0.00506	0.00142	0.00142	0.17470	0.2393	0.27452
Lam	7.7	0.00506	0.00142	0.00142	0.11536	0.3177	0.18223
Geiter	15.5	0.00506	0.00142	0.00142	0.03288	0.6396	0.82238
Pulker	18.3	0.00328	0.00328	0.00328	0.06002	0.0893	0.09432
Slaktegris	4.4	0.00328	0.00328	0.00328	0.01443	0.02288	0.01381
Hens	0.7	0.0487	0.0487	0.0487	0.0041	0.1782	0.01636
Kalkun	2	0.0487	0.0487	0.0487	0.02974	0.164	0.04673
Kylling	0.1	0.0487	0.0487	0.0487	0.00149	0.0479	0.00234

Tabell 6: Lysgassutslipp fra gjødselbehandling – indirekte N2O via NH3-avdampning

kg NH3-N/dyr/år	kg NH3-N/m ³ gjødsel VFD	kg N2O-N/dyr/år	kg N2O-N/m ³ gjødsel VFD	kg N2O/dyr/år	kg N2O/m ³ gjødselbehandling	kg N2O/m ³ gjødsel VFD
Melkeku	6.644	0.4045	0.0864	0.0040	0.044	0.0065
Ammekyr	2.822	0.2577	0.0282	0.0026	0.0443	0.0041
Øvinge storfe	2.822	0.2209	0.0282	0.0022	0.0443	0.0036
Hester	7.663	0.8233	0.0766	0.0082	0.1204	0.0734
Får	1.555	2.1597	0.0753	0.0213	0.0244	0.0335
Lam	1.032	2.8274	0.0703	0.0263	0.0762	0.0453
Geiter	2.077	5.6914	0.0208	0.0593	0.0326	0.0911
Pulker	3.966	1.2073	0.0121	0.0623	0.0190	0.0190
Slaktegris	0.954	0.5006	0.0095	0.0058	0.0150	0.0091
Hens	0.297	5.0868	0.0030	0.0047	0.0799	0.0799
Kalkun	0.849	3.3220	0.0085	0.0332	0.0153	0.0522
Kylling	0.042	1.3679	0.0004	0.0137	0.0007	0.0275

Vedlegg 4: Beregning av de direkte utslippene fra gårdsdrift og biogassanlegg, til bruk i LCA av norsk landbruk

Prosess 3: Spreiing av husdyrgjødsel

Tabell 7: Nitrogenavrenning - N											
	kg N i møkky/dyr/år	kg gjødsel/dyr/daeg	kg gjødsel/dyr/år	kg N/m ³ rå gjødsel	kg N/m ³ lagret gjødsel	Andel tørr på bette	kg N spreadt/dyr/år	kg N avrenning/dyr/år	kg N avrenning/m ³ gjødsel	kg N avrenning/m ³ gjødsel VFD	
Melkeku	82	45	16425	4.922	4.577	0.26	75.686	13.623	0.829	0.851	
Ammekyr	35	30	10950	3.196	2.931	0.31	32.305	5.815	0.331	0.348	
Øvrige storfe	35	35	12775	2.740	2.512	0.31	32.305	5.815	0.455	0.469	
Hester	50	25.5	9308	5.372	4.205	0.45	38.250	6.885	0.740	0.763	
Får	11.6	2	730	15.890	12.551	0.45	9.118	1.641	2.248	2.318	
Lam	7.7	1	365	21.096	16.663	0.45	6.052	1.089	2.985	3.077	
Getter	15.5	1	365	42.466	33.542	0.45	12.183	2.193	6.008	6.194	
Purker	18.3	9	3285	5.571	4.363	0	14.457	2.602	0.792	0.792	
Slaktegris	4.4	4.5	1643	2.679	2.098	0	3.476	0.626	0.381	0.381	
Høns	0.7	0.16	58	11.986	6.900	0	0.408	0.073	1.258	1.258	
Kalkun	2	0.7	256	7.828	4.506	0	1.166	0.210	0.821	0.821	
Kylling	0.1	0.085	31	3.223	1.855	0	0.058	0.010	0.338	0.338	

Tabell 8: Lystgass fra nitrogenavrenning - N₂O

	kg N avrenning/dyr/år	kg N avrenning/m ³ gjødsel	kg N ₂ O-N/dyr/år	kg N ₂ O-N/m ³ gjødsel	kg N ₂ O/dyr/år	kg N ₂ O/m ³ gjødsel behandlet	kg N ₂ O/m ³ gjødsel VFD
Melkeku	13.6235	0.82944	0.3406	0.02074	0.5352	0.0326	0.0334
Ammekyr	5.8149	0.53104	0.1454	0.01328	0.2284	0.0209	0.0215
Øvrige storfe	5.8149	0.45218	0.1454	0.01138	0.2284	0.0179	0.0184
Hester	6.8850	0.73973	0.1721	0.01849	0.2705	0.0291	0.0300
Får	1.6412	2.24818	0.0410	0.05620	0.0645	0.0291	0.0911
Lam	1.0894	2.98465	0.0272	0.07462	0.0428	0.1173	0.1209
Getter	2.1929	6.00805	0.0548	0.15020	0.0862	0.360	0.2433
Purker	2.6023	0.79216	0.0651	0.01980	0.1022	0.0311	0.0311
Slaktegris	0.6257	0.38093	0.0156	0.00952	0.0246	0.0150	0.0150
Høns	0.0735	1.25784	0.0018	0.03145	0.0029	0.0494	0.0494
Kalkun	0.2099	0.82445	0.0052	0.02054	0.0082	0.0323	0.0323
Kylling	0.0105	0.33824	0.0003	0.00846	0.0004	0.0133	0.0133

Tabell 9: Ammoniakktutslipp fra husdyrgjødsel - NH₃

	kg N i møkky/dyr/år	kg N i lagret møkky/dyr/år	kg N i frigaangsmøkk/dyr/år	kg NH ₃ -N/dyr/år VFD	kg NH ₃ /dyr/år	kg NH ₃ /m ³ gjødselbehandling	kg NH ₃ /m ³ gjødsel VFD
Melkeku	82	54.3660	21.32	19.8116	24.05724	1.8455	1.4647
Ammekyr	35	21.4550	10.85	8.0012	9.71583	1.1624	0.8873
Øvrige storfe	35	21.4550	10.85	8.0012	9.71583	0.9963	0.7605
Hester	50	15.7500	22.5	6.9638	8.45608	1.3174	0.9085
Får	11.6	3.8976	5.22	1.6972	2.06091	4.0936	2.832
Lam	7.7	2.5872	3.465	1.1266	1.36801	5.4346	3.7480
Getter	15.5	5.2080	6.975	2.2678	2.75380	10.9397	7.5446
Purker	18.3	14.4570	0	4.8431	5.88097	1.7902	1.7902
Slaktegris	4.4	3.4760	0	1.1645	1.41400	0.8609	0.8609
Høns	0.7	0.4081	0	0.1367	0.16601	2.8427	2.8427
Kalkun	2	1.1660	0	0.3906	0.47432	1.8564	1.8564
Kylling	0.1	0.0583	0	0.0195	0.02372	0.7644	0.7644

Tabell 10: Løstgassutslipp fra husdyrgjødsling - indirekte N2O via NH3-avdampning

	kg NH3-N/dyr år	kg NH3-N/m ³ gjødsel	kg N2O-N/dyr/år	kg N2O-N/m ³ gjødsel	kg N2O-N/m ³ gjødsel	kg N2O/dyr/år	kg N2O/m ³ gjødsel behandlet	kg N2O/m ³ gjødsel VFD
Melkeku	19.8116	1.5334	0.19812	0.01533	0.31133	0.02410	0.0190	
Ammekyr	8.0012	0.9818	0.08601	0.00982	0.12573	0.01543	0.0115	
Øvrige storfe	8.0012	0.8415	0.08001	0.00842	0.12573	0.01322	0.0098	
Hester	6.9638	1.4086	0.06964	0.01409	0.10943	0.02214	0.0118	
Får	1.6972	4.2047	0.01697	0.04205	0.02667	0.06607	0.0365	
Lam	1.1266	5.5821	0.01127	0.05582	0.01770	0.08772	0.0485	
Geiter	2.2678	11.2366	0.02268	0.11237	0.03564	0.17658	0.0976	
Purker	4.8431	1.4618	0.04843	0.01462	0.07611	0.02297	0.0232	
Slaktegris	1.1645	0.7029	0.01164	0.00703	0.01830	0.01105	0.0111	
Høns	0.1367	2.3113	0.00137	0.02311	0.00215	0.03632	0.0368	
Kalkun	0.3906	1.5095	0.00391	0.01509	0.00614	0.02372	0.0240	
Kylling	0.0195	0.6215	0.00020	0.00622	0.00031	0.00977	0.0099	

Tabell 11: Løstgassutslipp fra husdyrgjødsling - direkte N2O fra N i gjødsla

	kg N spredt/dyr/år	kg N2O-N/dyr/år	kg N/m ³ lagret gjødsel	kg N2O-N/m ³ lagret gjødsel	kg N2O/dyr/år	kg N2O/m ³ gjødsel behandlet	kg N2O/m ³ gjødsel VFD
Melkeku	75.666	0.9461	4.577	0.05722	1.48669	0.08991	0.0919
Ammekyr	32.305	0.4038	2.931	0.03663	0.63456	0.05757	0.0590
Øvrige storfe	32.305	0.4038	2.512	0.03140	0.63456	0.04934	0.0506
Hester	38.250	0.4781	4.205	0.05256	0.75134	0.08259	0.0907
Får	9.118	0.1140	12.551	0.15689	0.17910	0.24654	0.2699
Lam	6.052	0.0757	16.663	0.20829	0.11888	0.32731	0.3583
Geiter	12.183	0.1523	33.542	0.41928	0.23931	0.65886	0.7212
Purker	14.457	0.1807	4.363	0.05454	0.28398	0.08571	0.0857
Slaktegris	3.476	0.0435	2.098	0.02623	0.06828	0.04122	0.0412
Høns	0.408	0.0051	6.900	0.08624	0.00802	0.13553	0.1355
Kalkun	1.166	0.0146	4.506	0.05632	0.02290	0.08851	0.0885
Kylling	0.058	0.0007	1.855	0.02319	0.00115	0.03644	0.0364

Tabell 11B: Fostretavanning fra husdyrgjødsling - P til overflatevann

	kg P/tonn gjødsel VFD	kg P/dyr/år	kg P avrenning/dyr/år	kg P avrenning/m ³ VFD
Melkeku	0.67	11.005	0.4402	0.0268
Ammekyr	0.67	7.337	0.2935	0.0268
Øvrige storfe	0.67	8.559	0.3424	0.0268
Hester	1.00	9.308	0.3723	0.0400
Får	1.20	0.876	0.0350	0.0480
Lam	1.20	0.438	0.0175	0.0480
Geiter	1.20	0.438	0.0175	0.0480
Purker	1.50	4.928	0.1971	0.0600
Slaktegris	1.50	2.464	0.0986	0.0600
Høns	4.00	0.234	0.0093	0.1600
Kalkun	4.00	1.022	0.0409	0.1600
Kylling	4.00	0.124	0.0050	0.1600

Prosess 4: Spredning av kunstgjødsel			
Tabell 12: Nitrogenavrenning fra kunstgjødselbruk - N			
Regner 18 % avrenning av all N som spres på jorder eller beiter			
	kg N avrenning/kg N gjødsel		
Kunstgjødsel		0.18	
Tabell 13: Lystgassutslipp fra avrenning - N₂O			
Utslippsfaktoren er gitt som 0.025 kg N ₂ O-N per kg N			
	kg N₂O-N/kg N gjødsel	kg N₂O/kg N gjødsel	
Kunstgjødsel	0.0045	0.00707	
Tabell 14: Ammoniakkutslipp fra gjødsling med kunstgjødsel - NH₃			
Det meste av kunstgjødsel som brukes i Norge er Can eller NPK, begge antatt med en NH ₃ -N fordamping på 1% av total			
	kg NH₃-N/kg N gjødsel	kg NH₃/kg N gjødsel	
Kunstgjødsel	0.01	0.01214	
Tabell 15: Lystgassutslipp fra kunstgjødsling - indirekte N₂O via NH₃-avdamping			
Utslippsfaktor for indirekte utslipp via ammoniakk er 0.01 kg N ₂ O-N/kg NH ₃ -N			
	kg NH₃-N/kg N gjødsel	kg N₂O-N/kg N gjødsel	kg N₂O/kg N gjødsel
Kunstgjødsel	0.01	0.0001	0.0001571
Tabell 16: Lystgassutslipp fra kunstgjødsel - direkte N₂O fra N			
Standard utslippsfaktor for direkteutslipp av N ₂ O er 0.0125 kg N ₂ O-N/kg N			
	kg N₂O-N/kg N gjødsel	kg N₂O/kg N gjødsel	
Kunstgjødsel	0.0125	0.01964	
Tabell 17: Samlede direkteutslipp for gjødsling med kunstgjødsel			
	1 kg N, kunstgjødsel		
N, avrenning til vann	0.18	kg	
N ₂ O, til luft	0.02687	kg	
NH ₃ , til luft	0.01214	kg	

Prosess 5: Biogassanlegg				
Tabell 18: Ammoniakkutslipp fra lagring og behandling - NH3 per VTB				
	kg NH3/m3 gjødsel original	Andel tapt fjøs	kg NH3/m3 gjødsel biogass	kg N/m3 tapt lagring biogass
Melkeku	0.502	0.2857	0.1434	0.1176
Ammekyr	0.321	0.2857	0.0918	0.0752
Øvrige storfe	0.275	0.2857	0.0787	0.0645
Hester	1.108	0.2857	0.3166	0.2596
Får	2.856	0.2857	0.8160	0.6691
Lam	3.792	0.2857	1.0833	0.8883
Geiter	7.633	0.2857	2.1807	1.7882
Purker	1.466	0.7143	1.0472	0.8587
Slaktegris	0.705	0.7140	0.5034	0.4127
Høns	6.177	0.5000	3.0884	2.5325
Kalkun	4.034	0.5000	2.0169	1.6539
Kylling	1.661	0.5000	0.8305	0.6810
Tabell 19: Lystgassutslipp fra lagring og behandling - N2O per VTB				
	kg N/m3 gjødsel original	N2O-N/m3 VTB	kg N2O/m3 gjødsel VTB	
Melkeku	4.992	0.00499	0.00785	
Ammekyr	3.196	0.00320	0.00502	
Øvrige storfe	2.740	0.00274	0.00431	
Hester	5.372	0.00537	0.00844	
Får	15.890	0.01589	0.02497	
Lam	21.096	0.02110	0.03315	
Geiter	42.466	0.04247	0.06673	
Purker	5.571	0.00557	0.00875	
Slaktegris	2.679	0.00268	0.00421	
Høns	11.986	0.01199	0.01884	
Kalkun	7.828	0.00783	0.01230	
Kylling	3.223	0.00322	0.00507	
Tabell 20: Lystgassutslipp fra amoniakkavdamping - N2O per VTB				
	kg NH3/m3 gjødsel biogass	N2O-N/m3 VTB	kg N2O/m3 gjødsel VTB	
Melkeku	0.14343	0.00119	0.00186	
Ammekyr	0.09176	0.00076	0.00119	
Øvrige storfe	0.07865	0.00065	0.00102	
Hester	0.31658	0.00262	0.00411	
Får	0.81601	0.00674	0.01060	
Lam	1.08333	0.00895	0.01407	
Geiter	2.18072	0.01802	0.02832	
Purker	1.04719	0.00865	0.01360	
Slaktegris	0.50335	0.00416	0.00654	
Høns	3.08842	0.02552	0.04011	
Kalkun	2.01693	0.01667	0.02619	
Kylling	0.83050	0.00686	0.01079	

Tabell 21: Ammoniakkdampning fra spredning av råtnest - NH3 per VTB							
	kg N/m ³ gjødsel original	kg N/m ³ etter bioreaktor	kg NH ₃ -N/kg N spredt	kg NH ₃ -N/m ³ gjødsel biogass	kg NH ₃ /m ³ gjødsel biogass	kg NH ₃ /m ³ gjødsel orig	økning for biogass
Melkeku	4.992	4.8748	0.335	1.6330	1.9825	1.845486752	7.43 %
Ammekyr	3.196	3.1211	0.335	1.0456	1.2693	1.162350056	9.20 %
Øvrige storfe	2.740	2.6752	0.335	0.8962	1.0880	0.996300048	9.20 %
Hester	5.372	5.1124	0.335	1.7127	2.0792	1.317358942	57.83 %
Får	15.890	15.2213	0.335	5.0991	6.1903	4.093578629	51.22 %
Lam	21.096	20.2076	0.335	6.7695	8.2182	5.434578525	51.22 %
Geiter	42.466	40.6776	0.335	13.6270	16.5432	10.93973599	51.22 %
Purker	5.571	4.7121	0.335	1.5785	1.9164	1.790249698	7.04 %
Slaktegris	2.679	2.2661	0.335	0.7591	0.9216	0.860885101	7.05 %
Høns	11.986	9.4538	0.335	3.1670	3.8448	2.842657586	35.25 %
Kalkun	7.828	6.1739	0.335	2.0683	2.5109	1.856429444	35.25 %
Kylling	3.223	2.5422	0.335	0.8516	1.0339	0.764412124	35.25 %

Tabell 22: Lystgassutslipp fra spredning av råtnest - N2O per VTB					
	kg N/m ³ etter bioreaktor	kg N2O-N/m ³ VTB	kg N2O/m ³ VTB	kg N2O/m ³ gjødsel orig	økning for biogass
Melkeku	4.87	0.06093	0.09575	0.090	6.50 %
Ammekyr	3.12	0.03901	0.06131	0.058	6.50 %
Øvrige storfe	2.68	0.03344	0.05255	0.049	6.50 %
Hester	5.11	0.06391	0.10042	0.083	21.59 %
Får	15.22	0.19027	0.29899	0.247	21.27 %
Lam	20.21	0.25259	0.39693	0.327	21.27 %
Geiter	40.68	0.50847	0.79902	0.659	21.27 %
Purker	4.71	0.05890	0.09256	0.086	7.99 %
Slaktegris	2.27	0.02833	0.04451	0.041	8.00 %
Høns	9.45	0.11817	0.18570	0.136	37.02 %
Kalkun	6.17	0.07717	0.12127	0.089	37.02 %
Kylling	2.54	0.03178	0.04994	0.036	37.02 %

Tabell 23: Lystgassutslipp fra ammoniakkavdamping ved spredning av råtnerest - N₂O per VTB			
	kg NH₃-N/m³ gjødsel biogass	kg N₂O-N/m³ VTB	kg N₂O/m³ VTB
Melkeku	1.63	0.01633	0.02566
Ammekyr	1.05	0.01046	0.01643
Øvrige storfe	0.90	0.00896	0.01408
Hester	1.71	0.01713	0.02691
Får	5.10	0.05099	0.08013
Lam	6.77	0.06770	0.10638
Geiter	13.63	0.13627	0.21414
Purker	1.58	0.01579	0.02481
Slaktegris	0.76	0.00759	0.01193
Høns	3.17	0.03167	0.04977
Kalkun	2.07	0.02068	0.03250
Kylling	0.85	0.00852	0.01338
Tabell 24: Nitrogenavrenning ved spredning av råtnerest - N per VTB			
	kg N/m³ etter bioreaktor	kg N avrenning/N spredt	kg N avrenning/m³ VTB
Melkeku	4.87	0.18	0.87746
Ammekyr	3.12	0.18	0.56180
Øvrige storfe	2.68	0.18	0.48154
Hester	5.11	0.18	0.92024
Får	15.22	0.18	2.73983
Lam	20.21	0.18	3.63736
Geiter	40.68	0.18	7.32196
Purker	4.71	0.18	0.84818
Slaktegris	2.27	0.18	0.40790
Høns	9.45	0.18	1.70168
Kalkun	6.17	0.18	1.11130
Kylling	2.54	0.18	0.45760
Tabell 25: Lystgassutslipp ved nitrogenavrenning ved spredning av råtnerest - N₂O per VTB			
	kg N avrenning/m³ VTB	kg N₂O-N/kg N avrenning	kg N₂O/m³ VTB
Melkeku	0.88	0.02194	0.03447
Ammekyr	0.56	0.01404	0.02207
Øvrige storfe	0.48	0.01204	0.01892
Hester	0.92	0.02301	0.03615
Får	2.74	0.06850	0.10764
Lam	3.64	0.09093	0.14290
Geiter	7.32	0.18305	0.28765
Purker	0.85	0.02120	0.03332
Slaktegris	0.41	0.01020	0.01602
Høns	1.70	0.04254	0.06685
Kalkun	1.11	0.02778	0.04366
Kylling	0.46	0.01144	0.01798

Vedlegg 5: Filer

Følgende filer ligger som vedlegg i ZIP-fil:

Excel-modellen «Biogassanlegg.xlsx»

Bakgrunnsdata klimaeffekt «Data klimaeffekt.xlsx»

Klimaberegninger «Klimaeffekt.xlsx»

Produksjonskostnader for biogass og oppgradering «Produksjonskostnad.xlsx»

Originaldata fra Ørland, med gårder og type husdyr. Beregning av gjødsel – og biogasspotensiale, samt X – og Y – koordinater til bruk i GIS. «Biogassutbytte.xlsx»

Kartdata brukt i GIS