

Optimal udnyttelse af biogas i Lemvig



Hovedrapport

Juni 2009

Indholdsfortegnelse

1. Indledning	3
2. Sammenfatning	5
3. Vurdering af kapaciteten på Lemvig Biogasanlæg	7
4. Beskrivelse af løsningsforslag	9
5. Metode	12
6. Resultater	13
7. Økonomi	16
8. Opgradering af biogas	19
Referencer.....	21

Udarbejdet for Naturgas Midt-Nord I/S

Vognmagervej 14
DK-8800 Viborg

Kontaktperson: **Per Jensen**
Tlf.: 4070 5866
e-mail: pej@midtnord.dk

Udarbejdet af PlanEnergi

	Forfatter:	Kvalitetssikret af:
Navn:	Niels From	Ebbe Münster
Tlf. (direkte/mobil):	9682 0404 / 2064 6084	9682 0401 / 2062 6064
e-mail:	nf@planenergi.dk	em@planenergi.dk

Forside

Luftfoto: Copyright © 2008 – www.lemvigbiogas.com
Små fotos: PlanEnergi, 2009

1. Indledning

Nærværende projekt omfatter følgende parter:

- Lemvig Kommune
- Lemvig Biogasanlæg A.m.b.a.
- Lemvig Varmeværk A.m.b.a. (herunder Lemvig Kraftvarme A/S)
- Klinkby Kraftvarmeværk A.m.b.a
- Nr. Nissum Kraftvarmeværk A.m.b.a.
- Naturgas Midt-Nord I/S

Lemvig Biogasanlæg producerer biogas, hvoraf ca. 20% anvendes på biogasanlægget og resten sælges til Lemvig Kraftvarme.

Lemvig Varmeværk leverer fjernvarme til Lemvig. Ca. 25% af varmen stammer fra biogas og resten fra værkets fliskedler. Lemvig Varmeværk råder herudover over kedler til træpiller og spildolie, men disse anvendes primært som spids- og reservelast.

Klinkby Kraftvarmeværk og Nr. Nissum Kraftvarmeværk er begge naturgasfyrede barmarksværker.

Lemvig Biogasanlæg producerer i dag ca. 5.000.000 Nm³ metangas årligt (svarende til 50.000 MWh/år eller 5,7 MW i gennemsnitlig gasproduktions-effekt) og har ikke mulighed for at afsætte mere i den nuværende infrastruktur, d.v.s. på anlæggets egen motor samt til motoren hos Lemvig Kraftvarme.

Ifølge Lemvig Biogasanlæg

- kan biogasproduktionen 2- eller 3-dobles ved at tilsætte glycerin,
- hvormed den marginale produktionspris bliver ca. 1,00 kr/Nm³ metan.

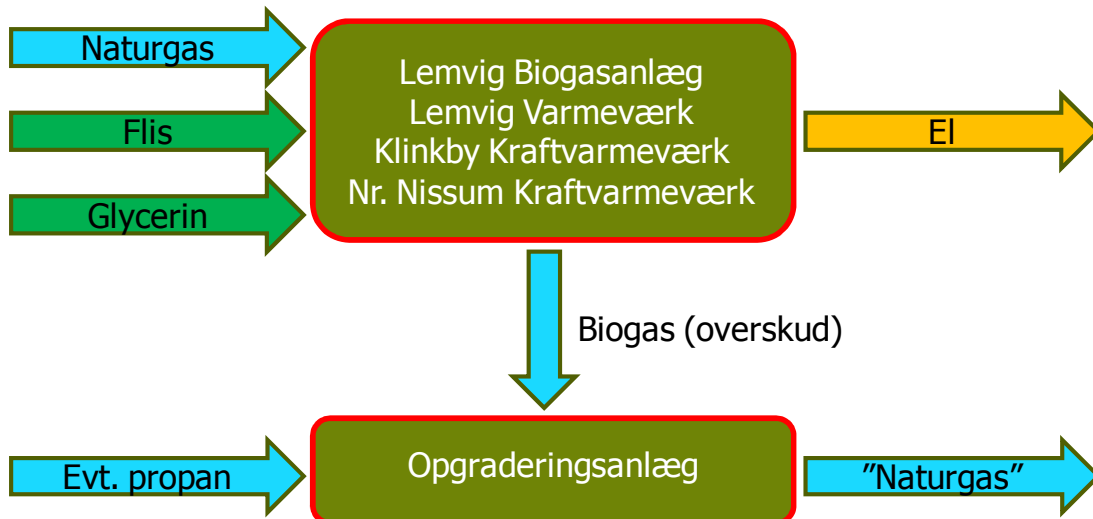
Da disse to påstande er meget afgørende forudsætninger for projektet, vurderes disse nærmere i kapitel 3.

Formålet med nærværende projekt er at undersøge hvorledes en udvidelse af biogasproduktionen bedst kan udnyttes. Der er derfor regnet på en række løsningsforslag, som bygger på følgende elementer:

- Biogasledninger fra biogasanlægget til Klinkby og Nr. Nissum
- Varmeledninger mellem Klinkby, Lemvig og Nr. Nissum
- Varmeledning mellem biogasanlægget og Lemvig
- Ekstra motorkapacitet i Lemvig
- Opgradering af biogas til naturgaskvalitet

De enkelte løsningsforslag er nærmere beskrevet i kapitel 4.

Der regnes selskabsøkonomi og samfundsøkonomi på de forskellige løsningsforslag. Systemafgrænsningen for selskabsøkonomien og samfundsøkonomien fremgår af figur 1.



Figur 1: Systemafgrænsninger (rød farve) for selskabsøkonomi og samfundsøkonomi.

Det fremgår af figur 1, at der regnes økonomi på to forskellige systemer.

Det ene system har varmeproduktion som den primære aktivitet og el-produktion som en sekundær aktivitet (der står ikke "Varme" på figuren, fordi varmen produceres og forbruges internt i systemet). Dette system består af biogasanlægget og de 3 varmeværker. Dette må ikke opfattes som en anbefaling af at danne et selskab, der består af de samme enheder!

Det andet system har opgradering af biogas som den primære aktivitet. Dette kunne være et selvstændigt selskab, f.eks. ejet af Naturgas Midt-Nord. Der er ikke regnet samfundsøkonomi på dette system.

Det selskabsøkonomiske potentiale består af 3 bidrag:

- Sparede afgifter til naturgas (ca. 3,5 Mkr/år)
- Tilskud til biogasbaseret el-produktion (ca. 7,5 Mkr/år ved at erstatte naturgas med biogas i Klinkby og Nr. Nissum)
- Forskelle i brændselspriser

Lemvig Varmeværk kan med en flispris på 46 kr/GJ producere flisbaseret varme til 167 kr/MWh. Hvis Lemvig Kraftvarme skal producere biogasbaseret varme under 167 kr/MWh skal biogasprisen være under 3,58 kr/Nm³ metan.

2. Sammenfatning

Ifølge Lemvig Biogasanlæg kan biogasproduktionen på det nuværende anlæg 2- eller 3-dobles i forhold til den nuværende produktion ved at tilsætte glycerin til biomassen, hvilket vil medføre en marginalpris på biogassen på ca. 1,00 kr/Nm³ metan.

I kapitel 3 argumenteres for, at biogasproduktionen i princippet kan 6-dobles under forudsætning af at der er adgang til optimale biomasser. Produktionskapaciteten er derfor primært begrænset af hvilke biomasser der er til rådighed.

Det vurderes at en marginal biogaspris på ca. 1,00 kr/Nm³ metan er realistisk under forudsætning af at der kan skaffes glycerin til ca. 700 kr/ton. Det vurderes dog samtidigt, at man ikke bør basere projektet på glycerin alene, dels fordi prisen på glycerin kan variere voldsomt, og dels fordi glycerin på et tidspunkt måske vil forsvinde fra markedet.

Der er derfor også regnet på biogaskapacitet og -pris ved anvendelse af energiafgrøder i stedet for glycerin. Det vurderes at man med energiafgrøder stadig vil kunne 2- eller 3-doble biogasproduktionen, samt at dette vil medføre en marginalpris på ca. 2,50 kr/Nm³ metan.

Der er derfor i projektet regnet på 4 forskellige scenarier, som består af alle kombinationer af en biogasproduktion på enten 100.000 eller 150.000 MWh/år samt en marginal biogaspris på enten 1,00 eller 2,50 kr/Nm³ metan.

Formålet med nærværende projekt er at undersøge hvorledes en forøgelse af biogasproduktionen hos Lemvig Biogasanlæg bedst kan udnyttes.

Der er derfor beregnet selskabs- og samfundsøkonomi på en række løsningsforslag, der omfatter gasledninger, varmetransmissionsledninger, ekstra motor og opgradering.

Omkostningerne til opgradering af biogas til naturgaskvalitet er beregnet til mellem 95 og 134 kr/MWh. Da denne omkostning kan undgås ved at anvende biogassen direkte til kraftvarme, bør direkte anvendelse prioriteres frem for opgradering.

Det kan dog ikke umiddelbart afvises, at værdien af at fortrænge ”gennemsnitsnaturgas” på naturgasnettet minus opgraderingsomkostningerne overstiger værdien af at fortrænge flis-baseret varme. Dette er dog ikke undersøgt nærmere i nærværende projekt.

I den selskabsøkonomiske beregning har de relevante brændsler følgende prioritet: Biogas, flis og naturgas. I den samfundsøkonomiske beregning er prioriteten: Biogas, naturgas og flis. Grunden til at samfundsøkonomien prioriterer naturgas over flis er at el-produktion vægtes tungt i den samfundsøkonomiske beregning.

Projektets vigtigste resultater fremgår af figur 9, som viser selskabs- og samfundsøkonomien for de beregnede løsningsforslag. Det fremgår blandt andet af figuren, at alle de beregnede løsningsforslag har en positiv selskabsøkonomi, og at det selskabsøkonomiske potentiale er stort.

Løsningsforslagene # 2 og 2a (varmeledninger mellem Klinkby, Lemvig og Nr. Nissum uden ekstra motor i Lemvig), har den ringeste selskabsøkonomi, negativ samfundsøkonomi og er desuden ikke tilladt i henhold til § 15 i (BEK nr 1295) fordi naturgasbaseret (kraft)varme fortrænges af flisbaseret varme.

Både ud fra en selskabsøkonomisk og en samfundsøkonomisk betragtning er de bedste løsningsforslag er # 1, 1a, 1b. Det kan derfor under alle omstændigheder anbefales at etablere biogasledninger fra biogasanlægget til henholdsvis Klinkby og Nr. Nissum.

Hvorvidt det kan svare sig at øge motorkapaciteten i Lemvig (løsningsforslag # 1b) afhænger af hvor meget biogas der er til rådighed.

De forskellige løsningsforslag efterlader forskellige mængder biogas til opgradering. Jo større mængde biogas, der kan opgraderes, desto bedre vil selskabsøkonomien være i et opgraderingsanlæg.

Det fremgår af figur 10, at hvis opgraderingspotentialet er mindst 35.000 MWh/år og biogasprisen er 1,00 kr/Nm³ metan, så vil prisen på den opgraderede gas kunne holdes under 243 kr/MWh, svarende til størrelsen på det tilskud der kræves til opgraderet gas for at *ligestille* opgraderet gas med direkte anvendelse af biogas til kraftvarme. Der er med andre ord også et stort selskabsøkonomisk potentiale i at opgradere biogas.

Formålet med nærværende projekt har været at undersøge de tekniske og økonomiske aspekter i projektet. Dette betyder også, at projektet ikke har forholdt sig til de organisatoriske rammer. På trods af dette er der alligevel nogle bemærkninger, som er relevante i denne sammenhæng.

Det er almindeligt kendt i branchen at Lemvig Biogasanlæg er et af landets mest veldrevne biogas fællesanlæg, både med hensyn til teknik og økonomi.

Det er ligeledes almindeligt kendt, at ”Landmændene er og skal være hoveddrivkraft i etablering og drift af de gyllebaserede biogasanlæg” (Tafdrup, 2009). Dette er blandt andet for at sikre, at biogasanlæggene ikke udsultes af andre ejere med andre interesser end behandling af biomasse. Der har desværre været en del kedelige eksempler på biogasanlæg, som er blevet kørt i sæk af andre ejere end landmænd.

Når økonomien i rapporten er beregnet for et system, som omfatter både biogasanlægget og varmeværkerne, må dette derfor ikke misforstås som en anbefaling af et danne et tilsvarende, samlet selskab.

3. Vurdering af kapaciteten på Lemvig Biogasanlæg

I dette afsnit vurderes produktionskapaciteten på Lemvig Biogasanlæg samt biogaspriserne ved tilførsel af henholdsvis glycerin og energiafgrøder.

Driftsdata

Lemvig Biogasanlæg består af 3 ældre reaktorer med en samlet kapacitet på 7.200 m³. Herudover er inden for de seneste år etableret en ekstra reaktor på 7.100 m³. Anlægget drives termofilt, dvs. ved ca. 52°C.

Maksimal biomasse mængde

Ved termofil temperatur ligger den gennemsnitlige hydrauliske opholdstid (HRT) for danske biogasanlæg på 14 – 18 døgn. Lemvig Biogasanlæg har i perioder ligget omkring 16 døgn. Anvendes denne værdi, vil der således kunne behandles i alt ca. 326.000 m³ biomasse pr. år eller ca. 890 m³ pr. døgn på det samlede anlæg, naturligvis lidt afhængigt af typen.

Maksimal biogasproduktion

Danske biogasefællesanlæg varierer temmelig voldsomt m.h.t. biogasproduktion målt på udbytte pr. ton biomasse, hvilket naturligvis er et udtryk for en varierende kvalitet af biomassen (stort fedt/olieindhold giver et stort udbytte. Det samme gør en høj organisk belastning). Produktionen varierer fra ca. 25 – 100 m³ biogas pr. ton biomasse. En typisk middelværdi er omkring 45 m³.

Anvendes denne værdi vil Lemvig Biogasanlæg med andre ord kunne producere omkring 14,8 mio. m³ biogas pr. år (og altså maksimalt omkring 32,6 mio. m³ med en optimal biomassesammensætning).

M.h.t. biogasproduktionen i forhold til reaktorvolumen varierer danske anlæg også voldsomt: fra ca. 1 til omkring 6 m³ biogas/m³ reaktorvolumen pr. døgn. Et typisk gennemsnit har i en årrække været omkring 2,5 m³/m³/døgn. Med denne værdi vil Lemvig Biogasanlæg således kunne producere omkring 13 mio. m³ pr. år. Igen er det væsentligt at bemærke, at det afhænger af biomassekvaliteten (max. omkring 31 mio. m³ biogas/år).

Anvendelse af glycerin

Glycerin er en glimrende biomasse til at forøge et biogasanlægs produktivitet. Biomassen har en meget høj energitæthed, er pumpbar og belaster ikke anlægget med et forøget kvælstofindhold. Anvendelsen er stort set udelukkende et spørgsmål om pris og kvalitet.

Kan glycerin fås i en god kvalitet (et højt tørstofindhold og et højt indhold af fedtsyrer) til omkring 700 kr/ton, vurderes det at være muligt at kunne producere biogas til omkring 1 kr/m³ metan eller omkring 65 øre/m³ biogas. Man skal dog være opmærksom på, at prisen kan variere temmelig voldsomt, og at kvaliteten fra forskellige leverandører ikke altid er den samme.

Desuden er det en biomasse, der må forventes efterhånden at glide ud af biogasmarkedet, fordi produktet fra moderne biodieselfabrikation renses i stedet kan anvendes som husdyrfoder, hvor betalingsevnen er forholdsvis høj.

Anvendelse af energiafgrøder

Ved anvendelse af energiafgrøder er der flere parametre der skal kunne opfyldes. En af de væsentligste er opblanding af biomassen med gylle til pumpbarhed. Typisk vil der maksimalt kunne pumpes med en blanding med ca. 10% tørstof på et almindeligt anlæg uden ombygninger. Men der findes metoder til at tilføre energiafgrøder direkte til reaktoren ved at trykke den ind i en recirkuleret strøm af reaktorbiomasse. Herved kan reaktoren belastes noget højere. Dette vil dog kræve modifikation af anlægget.

I tabellen nedenfor er gennemført en beregning med tilførsel af energiafgrøder ved opblanding i fortanken med gylle. Det er forudsat, at nogenlunde den samme mængde industriaffald tilføres som i dag (tørstofindhold og biogaspotentiale skønnet). Herudover øges tilførslen af gylle. Samlet bliver den gennemsnitlige opholdstid lidt længere end de 16 døgn, nemlig ca. 18 døgn, bl.a. for at give energiafgrøderne en lidt længere udrådningstid.

	Mængde	Tørstof	TS	Biogas	Biogas
Enhed	ton	–	ton	m ³ /ton	1.000 m ³ /år
Gylle	200.000	5%	10.000	22	4.400
Affald	50.000	15%	7.500	60	3.000
Energiafgrøder	40.000	30%	12.000	180	7.200
I alt	290.000	10,2%	29.500	–	14.600

Tabel 1: Beregning af biogaspotentiale ved tilførsel af energiafgrøder.

Det fremgår, at der selv uden glycerin vil kunne produceres næsten 15 mio. m³ biogas på anlægget. Det skal dog bemærkes, at med så stor en andel energiafgrøder må det forventes at det gennemsnitlige metanindhold vil blive reduceret.

Pris for energiafgrøder

P.t. vil energiafgrøder (græsensilage, majsensilage) kunne købes til 1,00 – 1,20 kr. pr. FE. Det svarer til 0,83 – 1,00 kr/kg tørstof eller ca. 250 – 300 kr/ton ensilage.

Biogasudbyttet vil ligge omkring 160 – 200 m³/ton, eller ca. 95 – 120 m³ metan/ton ensilage (mindst for græs- og mest for majsensilage). Det giver en pris på 2,50 – 2,60 kr/m³ metan eller ca. 1,50 – 1,60 kr/m³ biogas.

Der må påregnes en mindre omkostning til etablering af lagerkapacitet for energiafgrøderne (nødvendig kapacitet for ovenstående mængde ca. 25.000 m³). Til gengæld kan der måske regnes med en indtægt fra den producerede afgassede biomasse og de tilførte næringsstoffer.

4. Beskrivelse af løsningsforslag

Løsningsforslagene bygger på følgende elementer:

- Biogasledninger fra biogasanlægget til Klinkby og Nr. Nisum
- Varmeledninger mellem Klinkby, Lemvig og Nr. Nisum
- Varmeledning mellem biogasanlægget og Lemvig
- Ekstra motorkapacitet i Lemvig

Elementerne er kombineret til 8 forskellige løsningsforslag, som er beskrevet i tabel 2.

Løsningsforslag #	Beskrivelse
0	Referencen med gasledning fra biogasanlægget til Lemvig (figur 2)
1	Som 0 plus gasledninger til Klinkby og Nr. Nisum (figur 3)
1a	Som 1 plus varmeledning mellem biogasanlægget og Lemvig
1b	Som 1 plus ekstra motor i Lemvig
2	Som 0 plus varmeledninger ml. Klinkby, Lemvig og Nr. Nisum (figur 4)
2a	Som 2 plus varmeledning mellem biogasanlægget og Lemvig
2b	Som 2 plus ekstra motor i Lemvig
3	Som 1 og 2 (figur 5)
3a	Som 3 plus varmeledning mellem biogasanlægget og Lemvig

Tabel 2: Oversigt over de forskellige løsningsforslag.

Alle løsningsforslag er beregnet i 4 forskellige scenarier med en biogasproduktion på henholdsvis 100.000 og 150.000 MWh/år samt en marginal biogaspris på henholdsvis 1,00 og 2,50 kr/Nm³ metan.

I alle situationer er økonomien ved at opgradere den overskydende biogasmængde beregnet.



Figur 2: Reference-situationen (# 0) med en biogasledning fra Lemvig Biogasanlæg til Lemvig Kraftvarme. Herudover er 40 bars naturgasledningen tegnet ind (Klinkby Kraftvarmeværk og Nr. Nissum Kraftvarmeværk forsynes med naturgas fra 4 bars nettet).



Figur 3: Løsningsforslag # 1. Her er der etableret biogasledninger fra Lemvig Biogasanlæg til henholdsvis Klinkby Kraftvarmeværk og Nr. Nissum Kraftvarmeværk.



Figur 4: Løsningsforslag # 2. Her er der etableret varmetransmissionsledninger mellem Lemvig Varmeværk og henholdsvis Klinkby Kraftvarmeværk og Nr. Nissum Kraftvarmeværk.



Figur 5: Løsningsforslag # 3, som er en kombination af løsningsforslagene 1 og 2.

5. Metode

Udgangspunktet for beregningerne er først og fremmest en række forudsætninger, hvoraf de fleste er oplyst i **bilag A**.

Første trin i beregningerne er opstilling af en række modeller i energyPRO. energyPRO er et dansk-udviklet program, som er specielt designet til at lave driftssimuleringer af og driftsøkonomiberegninger på energisystemer. energyPRO beregner den optimale drift (d.v.s. den drift som giver den laveste varmeproduktionspris) time for time gennem et år. Resultater fra energyPRO findes i **bilag B**.

Det specielle ved nærværende projekt i forhold til energyPRO er at biogassen er en begrænset ressource som skal deles mellem flere kraftvarmeværker. Beregningerne i energyPRO er derfor udført i prioriteret rækkefølge, hvor den resterende biogasmængde er overført fra den ene beregning til den næste.

Resultaterne fra energyPRO, herunder resultatet af den ordinære drift, er herefter indtastet i et regneark, jf. **bilag C**, hvor tallene i de blå felter stammer fra energyPRO.

I regnearket er selskabsøkonomien (excl. opgradering) samt opgraderingsøkonomien, jf. **bilag D**, beregnet.

Til sidst er samfundsøkonomien beregnet i henhold til Energistyrelsens vejledning (Energistyrelsen, 2007) og forudsætninger (Energistyrelsen, 2009). Den samfundsøkonomiske beregning anvender desuden data fra energyPRO via ovennævnte regneark. Et eksempel på en samfundsøkonomisk beregning gives i **bilag E**.

6. Resultater

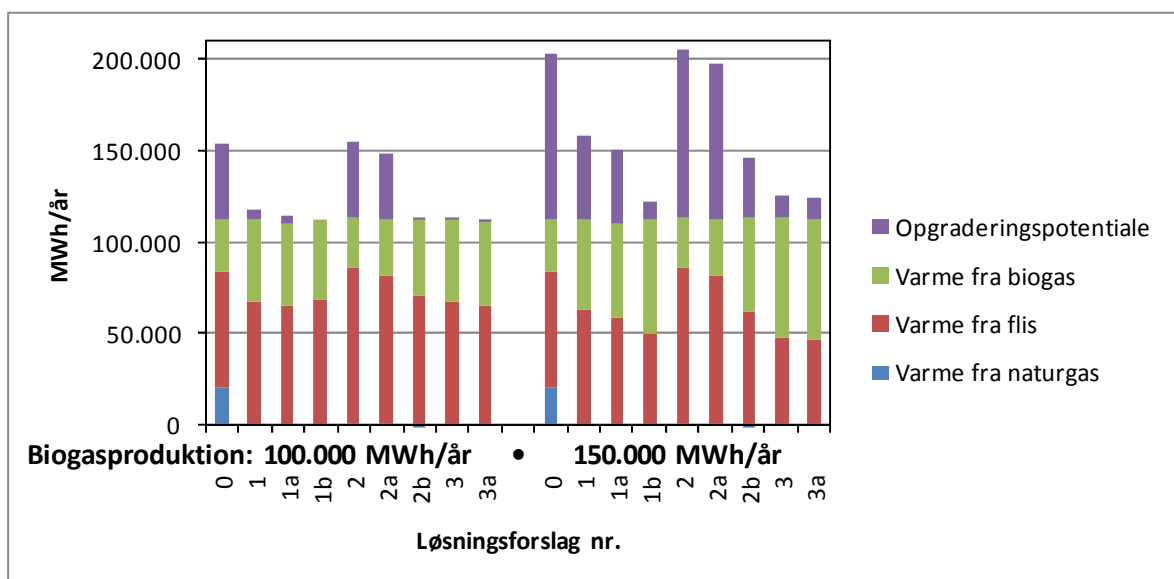
I dette kapitel præsenteres de vigtigste resultater fra beregningerne. For yderligere detaljer henvises til **bilagene B og C**.

Det overordnede formål med beregningerne er at opnå den lavest mulige varmeproduktionspris (incl. kapitalomkostninger). Da opgradering af biogas ikke forventes at kunne bidrage til at reducere varmeproduktionsprisen, er varmeproduktionen og opgraderingen beregnet hver for sig. Først optimeres varmeproduktionens anvendelse af biogassen, og herefter beregnes økonomien i at anvende den resterende biogas til opgradering.

De vigtigste faktorer i forbindelse med at minimere varmeproduktionsprisen fremgår af figur 1: Priserne på naturgas, flis, biogas (glycerin) og el. Da naturgas er afgiftsbelagt, og da der gives tilskud til el produceret på biogas, er det ikke overraskende, at brændslerne (ud fra en selskabsøkonomisk betragtning) skal prioriteres i følgende rækkefølge:

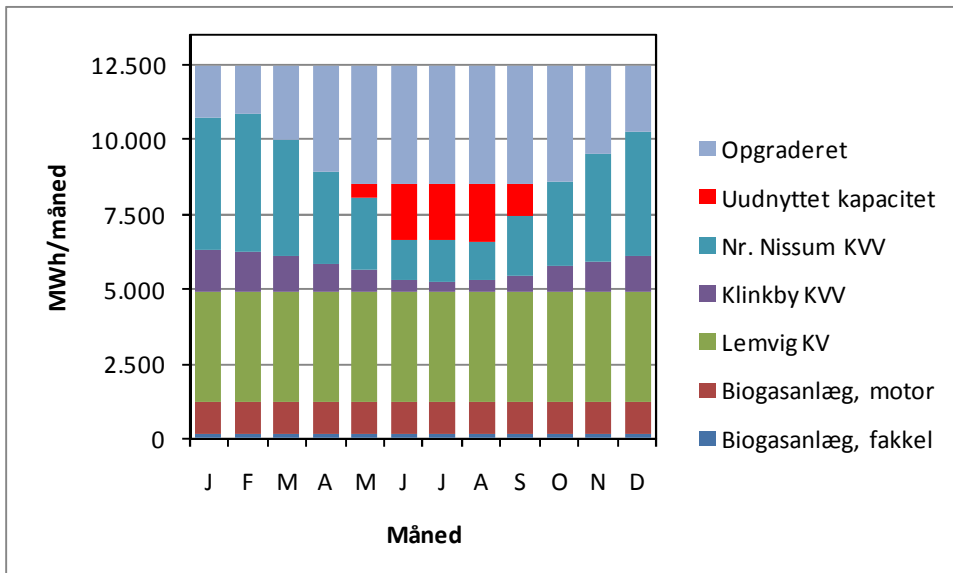
1. Biogas
2. Flis
3. Naturgas

Beregningerne viser da også, at den bedste selskabsøkonomi opnås ved at maksimere anvendelsen af biogas samt at producere den resterende varme på flis, således forbruget af naturgas minimeres. Figur 6 viser brændselsfordelingen i de forskellige løsningsforslag, samt den overskydende mængde biogas, der kan opgraderes. Det fremgår blandt andet, at jo mere biogas der anvendes til kraftvarme, desto mindre flis er der behov for samtidig med at opgraderingspotentialitet reduceres.



Figur 6: Årlig varmeproduktion fordelt på brændsler samt biogas-opgraderingspotentiale (bemærk, at forholdet mellem varme fra biogas og opgraderingspotentiale er ca. 1:2 fordi varmevirkningsgraden på en gasmotor er ca. 50%).

Figur 7 viser nogle flere detaljer fra en enkelt "pind" fra figur 6 – i dette tilfælde løsningsforslag # 1 (biogasledninger fra Lemvig Biogasanlæg til henholdsvis Klinkby Kraftvarmeværk og Nr. Nisum Kraftvarmeværk).



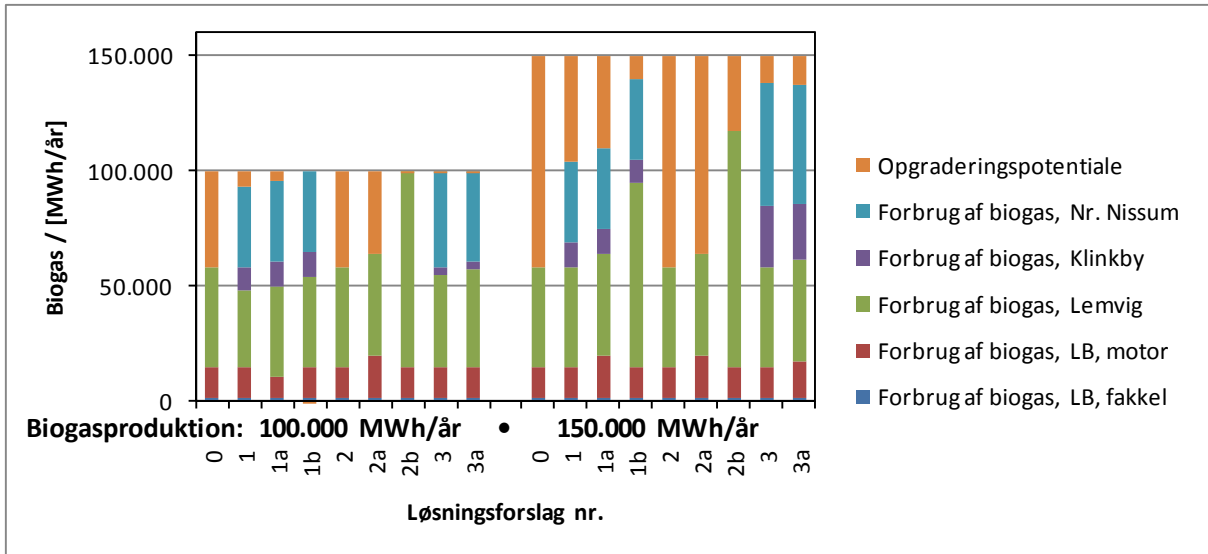
Figur 7: Månedsvise fordeling af biogasproduktionen ved løsningsforslag # 1 og en biogasproduktion på 150.000 MWh/år = 12.500 MWh/måned.

Det fremgår blandt andet at biogasproduktionen er konstant året igennem. Biogasforbruget på Lemvig Kraftvarme samt på Lemvig Biogasanlæg er ligeledes konstant året igennem, førstnævnte fordi biogasmotoren er fuldt belagt og sidstnævnte fordi varmebehovet er konstant over året.

Det fremgår desuden af figuren, at biogasforbruget på Klinkby Kraftvarmeværk og på Nr. Nisum Kraftvarmeværk følger årstiderne, hvorfor opgraderingspotentialet er størst om sommeren.

Opgraderingsanlæggets størrelse optimeres til at give den laveste produktionspris, hvilket i det aktuelle tilfælde svarer til en kapacitet på 5,4 MW = 3.950 MWh/måned. Det aktuelle opgraderingsanlæg har en årlig kapacitetsudnyttelse på 81% og udnytter 84% af det årlige opgraderingspotentiale på 46.000 MWh. Yderligere detaljer om dette samt data for de øvrige løsningsforslag findes i **bilag D**.

Det bemærkes, at den uudnyttede produktionskapacitet ikke behøver at give anledning til driftsmæssige problemer, idet biogasproduktionen kan varieres betragteligt over året ved at variere tilsætningen af glycerin til biomassen.



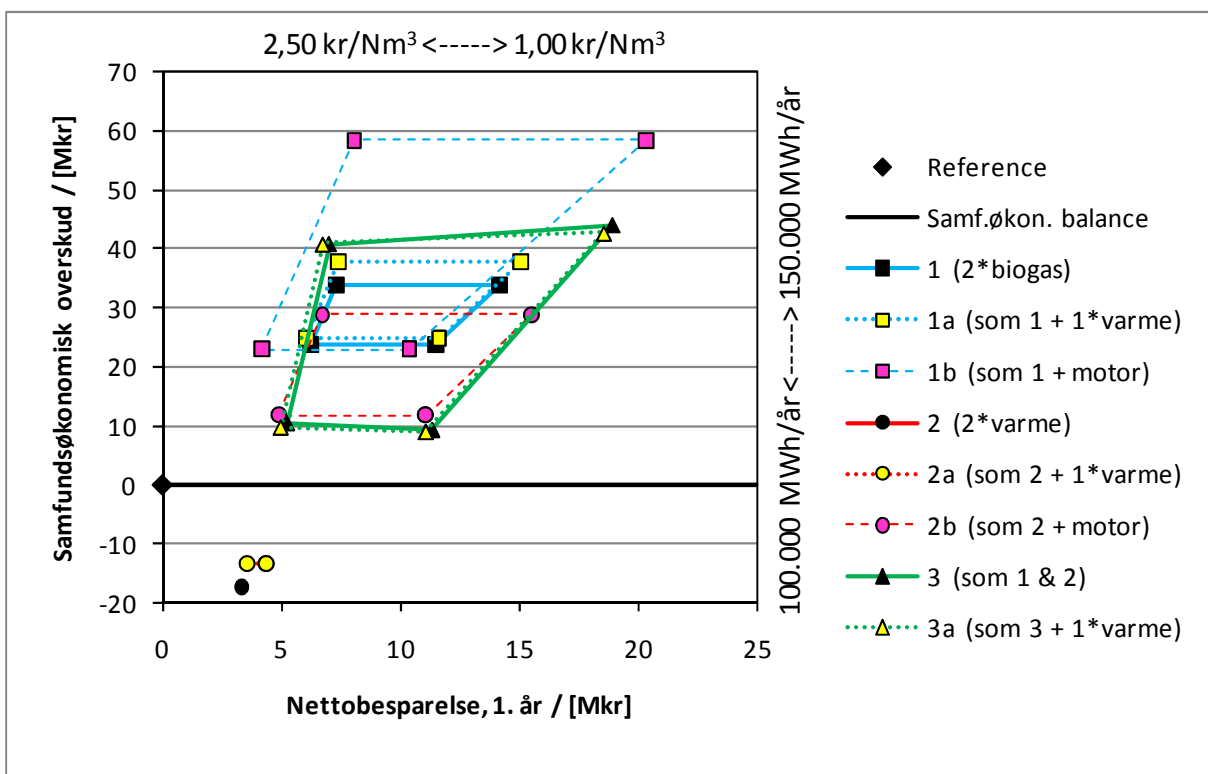
Figur 8: Fordeling af biogasproduktionen i de enkelte løsningsforslag hvis biogasproduktionen øges fra 50.000 til henholdsvis 100.000 og 150.000 MWh/år.

Figur 8 viser hvorledes biogassen fordeles mellem de enkelte forbrugere. Det fremgår blandt andet, at nogle løsningsforslag udnytter næsten al biogassen til kraftvarme (f.eks. løsningsforslagene # 1b, 3 og 3a) og således ikke efterlader et opgraderingspotentiale af betydning, samt at andre løsningsforslag ikke har mulighed for at udnytte en udvidelse af biogasproduktionen (f.eks. løsningsforslagene # 0, 2 og 2a) og således efterlader et betydeligt opgraderingspotentiale.

7. Økonomi

Der er beregnet selskabs- og samfundsøkonomi på alle løsningsforslag (excl. opgradering). Der henvises til kapitel 8 for økonomien i opgradering.

Både selskabsøkonomien og samfundsøkonomien er beregnet for Klinkby Kraftvarmeværk, Lemvig Varmeværk, Nr. Nissum Kraftvarmeværk og Lemvig Biogasanlæg under ét.



Figur 9: Selskabs- og samfundsøkonomi for de forskellige løsningsforslag (excl. opgradering). Tallene bag figuren findes i **bilag C**.

Figur 9 viser selskabs- og samfundsøkonomierne for de forskellige løsningsforslag. Hvert løsningsforslag er repræsenteret af en firkant, hvis 4 hjørner repræsenterer de 4 kombinationsmuligheder af biogasproduktionen (hhv. 100.000 og 150.000 MWh/år) og biogasprisen (hhv. 1,00 og 2,50 kr/Nm³ metan), f.eks. svarer øverste venstre hjørne til 150.000 MWh/år og 1,00 kr/Nm³ metan.

Både selskabs- og samfundsøkonomi er beregnet over 10 år med en effektiv rente på 6%. I selskabsøkonomien afskrives investeringerne over 10 år (annuitet). I samfundsøkonomien regnes med en gennemsnitlig levetid på 20 år, hvorfor der indregnes en scrapværdi på 50% af investeringen ved periodens slutning.

Figur 9 viser, at referencen (løsningsforslag # 0) pr. definition ligger på (0, 0) svarende til uændret selskabs- og samfundsøkonomi. Det bemærkes i denne forbindelse, at referencen er incl. den forøgede biogasproduktion, og således står lidt bedre sammenlignet med den nuværende biogasproduktion på 50.000 MWh/år.

Det fremgår af figuren, at alle løsningsforslag har en positiv selskabsøkonomi. I tabel 3 er de forskellige løsningsforslag sorteret efter selskabsøkonomi. De bedste løsningsforslag er farvet grønne, de ringeste røde og resten gule.

100.000 MWh/år				150.000 MWh/år			
2,50 kr/Nm ³		1,00 kr/Nm ³		2,50 kr/Nm ³		1,00 kr/Nm ³	
#	Mkr	#	Mkr	#	Mkr	#	Mkr
1	6,3	1a	11,7	1b	8,1	1b	20,3
1a	6,1	1	11,5	1a	7,4	3	18,9
3	5,2	3	11,3	1	7,4	3a	18,6
3a	5,0	3a	11,1	3	7,0	2b	15,5
2b	4,8	2b	11,1	3a	6,8	1a	15,1
1b	4,2	1b	10,4	2b	6,7	1	14,2
2a	3,5	2a	4,4	2a	3,5	2a	4,4
2	3,4	2	3,4	2	3,4	2	3,4

Tabel 3: Løsningsforslag sorteret efter selskabsøkonomi (1. års besparelse).

Den selskabsøkonomiske besparelse afhænger dels af, hvor meget biogas der er til rådighed, dels af marginalprisen på biogassen. Jo mere flis, der fortrænges af biogas, desto større bliver den selskabsøkonomiske besparelse.

Det fremgår af tabel 3, at løsningsforslagene # 2 og 2a har den ringeste selskabsøkonomi uanset hvilke forudsætninger der anvendes. I disse forslag fortrænges naturgas af flis, hvilket ikke er tilladt i henhold til § 15 i (BEK nr 1295).

Hvis biogasproduktionen udvides til 100.000 MWh/år bør man vælge løsningsforslag # 1 eller 1a, og hvis biogasproduktionen udvides til 150.000 MWh/år bør man vælge løsningsforslag # 1b. Det kan derfor under alle omstændigheder anbefales at etablere biogasledninger fra biogasanlægget til henholdsvis Klinkby og Nr. Nisum.

Den samfundsøkonomiske beregning forsøger at værdisætte så mange effekter som muligt, f.eks. brændselsforbrug, el-produktion, investeringer, driftsudgifter, miljøpåvirkninger og afgiftsforvridning.

I tabel 4 er de forskellige løsningsforslag sorteret efter samfundsøkonomisk overskud. De bedste løsningsforslag er farvet grønne, de ringeste røde og resten gule.

Løsningsforslagene # 2 og 2a har negativ samfundsøkonomi hvilket ikke er tilladt i henhold til § 7 i (BEK nr 1295).

Som ved selskabsøkonomien afhænger størrelsen af det samfundsøkonomiske overskud af hvor meget flis der fortrænges af biogas, idet el-produktionen vægter tungt i de samfundsøkonomiske beregninger.

100.000 MWh/år				150.000 MWh/år			
2,50 kr/Nm ³		1,00 kr/Nm ³		2,50 kr/Nm ³		1,00 kr/Nm ³	
#	Mkr	#	Mkr	#	Mkr	#	Mkr
1a	25	1a	25	1b	59	1b	59
1	24	1	24	3a	41	3	44
1b	23	1b	23	3	41	3a	43
2b	12	2b	12	1a	38	1a	38
3	11	3	9	1	34	1	34
3a	10	3a	9	2b	29	2b	29
2a	-13	2a	-13	2a	-13	2a	-13
2	-17	2	-17	2	-17	2	-17

Tabel 4: Løsningsforslag sorteret efter samfundsøkonomisk overskud.

Det fremgår af tabel 4, at løsningsforslagene # 1, 1a og 1b også er de bedste ud fra en samfundsøkonomisk betragtning.

8. Opgradering af biogas

Biogas skal opgraderes til naturgaskvalitet før gassen kan transporteres via naturgasnettet. Opgraderingen består af følgende punkter:

- Udskilning af partikler og sulfider
- Udskilning af vand
- Udskilning af CO₂ (= opkoncentrering af metan)
- Eventuel tilsætning af propan
- Komprimering til 40 bar

I henhold til Gasreglementet skal naturgas i det danske naturgasnet have et øvre Wobbetal mellem 51,9 og 55,8 MJ/Nm³. En opgraderet biogas med et metanindhold på mindst 98,4% lever op til dette krav. Hvis den opgraderede biogas har et lavere metanindhold er det muligt at øge Wobbeindekset til det ønskede ved at tilsætte propan til biogassen. Der kan dog maksimalt tilsættes ca. 4% propan uden at metantallet falder under 70, hvilket ikke er ønskeligt (DGC, 2007).

Ifølge Naturgas Midt-Nord skal metanindholdet af den opgraderede gas være mindst 97,3% (Wobbeindeks mindst 50,8 MJ/Nm³). Naturgas Midt-Nords beregninger viser desuden, at Thyborøn-ledningen kan tilsættes 500 m³/h opgraderet gas uden behov for tilsætning af propan.

Ifølge figur 28 i (Persson, 2003) koster et opgraderingsanlæg (excl. komprimering) med en biogaskapacitet mellem 400 Nm³/h og 1.400 Nm³/h ca. $(0,012 \cdot \text{Biogaskapaciteten} + 5)$ MSEK₂₀₀₃. Med en kurs på 81 i 2003 og en inflation på 13% svarer dette til ca.

$$(0,011 \cdot \text{Biogaskapaciteten} + 4,6) \text{ MDKK}_{2009}$$

Ifølge figur 32 i (Persson, 2003) er udgifterne til drift og vedligehold (excl. eventuel tilsætning af propan og komprimering) 0,05 SEK₂₀₀₃/kWh for et opgraderingsanlæg med en biogaskapacitet på 300 Nm³/h. Med kurs og inflation som ovenfor svarer dette til:

$$46 \text{ DKK}_{2009}/\text{MWh}$$

Udgifterne til drift og vedligehold må forventes at være lavere for opgraderingsanlæg med en biogaskapacitet på mere end 300 Nm³/h, men der er ikke tilgængelige data for dette. Med en konservativ antagelse anvendes de 46 kr/MWh derfor også for anlæg med en biogaskapacitet på mere end 300 Nm³/h.

El-forbruget til opgraderingen vurderes på baggrund af afsnit 4.4.2 i (Persson, 2003) til at svare til ca. 4% af gassens brændværdi. Udgiften til el-forbruget er indeholdt i udgifterne til drift og vedligehold ovenfor.

Udgiften til komprimering fra 4 til 40 bar antages at være **13 kr/MWh** (PlanEnergi, 2009).

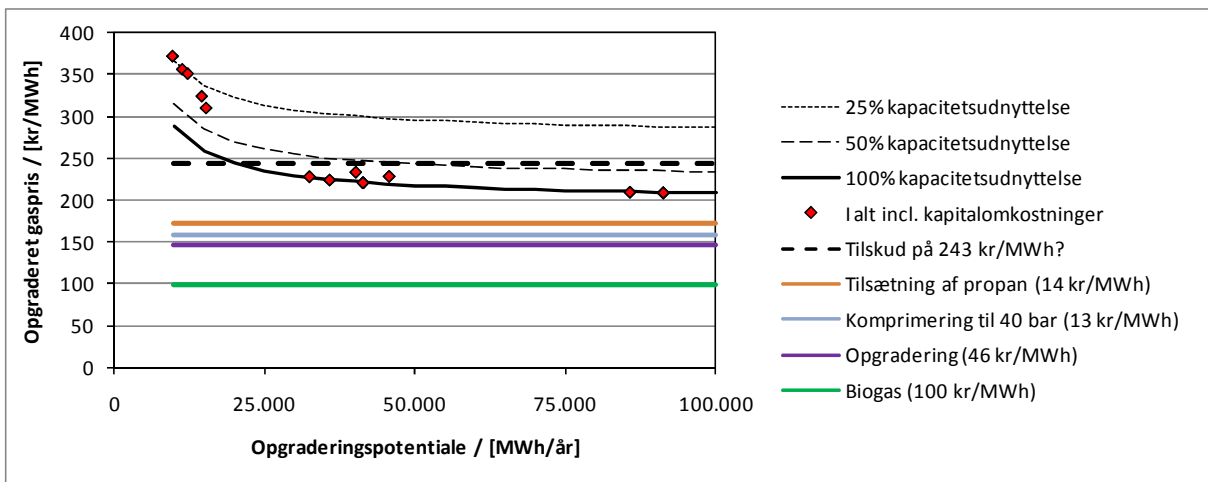
Udgiften ved tilsætning af 3% propan er antaget at være **14 kr/MWh** (PlanEnergi, 2009).

Kapitalomkostningerne til opgraderingsanlægget ligger **mellem 36 og 61 kr/MWh**, jf. **bilag D**.

Den samlede pris for opgraderingen (excl. prisen for biogassen) ligger derfor i intervallet **mellem 95 og 134 kr/MWh**, afhængig af opgraderingsanlæggets størrelse og om der skal tilsættes propan eller ej. Denne meromkostning har man ikke hvis man bruger biogassen direkte i en biogasmotor. Opgradering kan derfor ikke konkurrere med direkte anvendelse af biogassen. I nærværende projekt er det derfor valgt at give direkte anvendelse 1. prioritet, og herefter beregne økonomien i at opgradere en eventuel overskydende gasmængde.

Et vigtigt aspekt i forbindelse med opgradering af biogas er tilskud og afgifter. Biogas støttes i dag på to forskellige måder sammenlignet med naturgas: Dels er biogassen fritaget for energi- og CO₂-afgifter, og dels ydes et pristillæg på el produceret på biogas. Der tales om at *ligestille* opgraderet gas med biogas til kraftvarme, f.eks. ved at yde et tilskud direkte til den opgraderede gas.

El-tilskuddet er 40,5 øre/kWh-el, som med en el-virkningsgrad på 40% svarer til 162 kr/MWh_{indfyret}. Naturgas- og CO₂-afgiften er på 2,321 kr/Nm³ svarende til 211 kr/MWh, hvoraf 40%/0,65 = 61,5% refunderes i henhold til E-formlen. Afgiftsfritagelsen har derfor en værdi på 81 kr/MWh_{indfyret}. Tilskuddet til opgraderet biogas bør derfor være ca. **243 kr/MWh** svarende til 2,43 kr/Nm³ metan.



Figur 10: Opgraderet gaspris som funktion af opgraderingspotentialet ved en biogaspris på 100 kr/MWh. I praksis skal man naturligvis regne med den relevante afregningspris på biogassen.

Figur 10 viser de vigtigste resultater af beregningerne på opgradering af biogas. Figuren viser blandt andet at med et opgraderingspotentiale på mindst 35.000 MWh/år kan opgraderingsprisen holdes under det forventede tilskud på 243 kr/MWh, d.v.s. at tilskuddet mere end betaler for biogassen og opgraderingsomkostningerne! For yderligere detaljer om økonomien i opgradering af biogas henvises til **bilag D**.

Referencer

- (BEK nr 1295) BEK nr 1295 af 13/12/2005
Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive
varmeforsyningsanlæg
Transport- og Energiministeriet
- (DGC, 2007) Gennemgang af rammebetingelser for biogas på naturgasnettet
Baggrundsnotat vedrørende opgraderingsteknologi
Dansk Gasteknisk Center a/s
Juni 2007
- (Energistyrelsen, 2007) Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet
Energistyrelsen, april 2005
(Beregningseksempler revideret juli 2007)
- (Energistyrelsen, 2009) Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på
energiområdet
Energistyrelsen – Februar 2009
- (Persson, 2003) Rapport SGC 142
Utvärdering av uppgraderingsteknikker för biogas
© Svenskt Gastekniskt Center – November 2003
Margareta Persson, Lunds Tekniska Högskola
ISSN 1102-7371 ISRN SGC-R—142-SE
- (PlanEnergi, 2009) Optimal udnyttelse af biogasressourcen ved hjælp af opgradering
til naturgaskvalitet – Salling som eksempel
Udarbejdet for Naturgas Midt-Nord
PlanEnergi – Januar 2009
- (Tafdrup, 2009) Biogas i energiforsyningen
Søren Tafdrup, Energistyrelsen
Indlæg i Fjernvarmen, Nr. 5, maj 2009, 48. årgang, side 20-25
ISSN 0106-6234