

Biogas som udviklingskatalysator i Guldborgsund Kommune



Mark Booker Nielsen
Michael Svane Wroblewski
Daniel Lynge Hansen

SPECIALAEAFHANDLING 2016



TEKNOLOGISK-
SAMFUNDSDVIDENSKABELIG
PLANLÆGNING

Hovedvejleder: Tyge Kjær
Bivejleder: Jan Andersen



Biogas som udviklingskatalysator i Guldborgsund Kommune

Michael Svane Wroblewski
Daniel Lynge Hansen
Mark Booker Nielsen

Roskilde 2016
TekSam-kandidatspeciale

Kandidatspeciale

2016

Vejledere

Lektor Tyge Kjær

Lektor Jan Andersen

Institut for miljø, samfund og rumlig forandring (ENSPAC)

Teknologisk –samfundsvidenskabelig planlægning

Projektgruppe

Mark Edward Booker Nielsen

E-mail: markebn@gmail.com

Studienummer:

Telefon: +45 2639 2438

Michael Svane Wroblewski

E-mail: msvanew@ruc.dk

Studienummer:

Telefon: +45 61175326

Daniel Lynge Hansen

E-mail: dlyngeh@ruc.dk

Studienummer:

Telefon: +45 51513624

©Michael Svane Wroblewski, Mark Booker Nielsen og Daniel Lynge Hansen
TekSam-kandidatspeciale

Roskilde Universitetscenter
Universitetsvej 1, postboks 260
4000 Roskilde

Forord

Dette speciale udgør afslutningen på vores kandidatuddannelse i Teknologisk-Samfundsvidenskabelig Planlægning. Tiden flyver af sted, i godt selskab, og når man arbejder med spændende problemstillinger.

Indledningsvis vil vi gerne sige mange tak til de utallige personer, som har hjulpet os, på forskelligvis i forbindelse med specialeprocessen - det sætter vi meget stor pris på.

En særlig stor tak skal lyde til vores vejledere Tyge Kjær og Jan Andersen. Ikke kun for den inspirerende vejledning i forbindelse med dette speciale, men for god vejledning i forbindelse med hele vores uddannelsesforløb på TekSam, og fordi dørene til deres kontorer altid har stået åben.

Derudover skal der også lyde en særlig tak til Anne Holl Hansen og Svend Alan Pedersen fra Guldborgsund Kommune for et rigtig godt partnerskab. Vi håber vores speciale kan bidrage til etableringen af et biogasanlæg på Falster.

Sidst men ikke mindst skal lyde en tak til kæresten, familier og venner, som har støttet os igennem det store projekt vi har kastet os ud i.

God læselyst.

Daniel Lynge Hansen
Micahel Svane Worblewski
Mark Edward Booker Nielsen

Indholdsfortegnelse

Kapitel 1: Problemfelt	1
Kapitel 2: Problemformulering og projekttilgang	8
Problemformulering	9
Projektdesign og læsvejledning	11
Projektramme	13
Systemisk planlægning: Backcasting	14
Projektproces, partnerskaber og dataindsamling	15
Kapitel 3: Omstilling af energisystemet som udviklingskatalysator i landdistriktskommunerne	18
Forbindelsen mellem omstilling af energisystemet og landdistriktsudvikling	18
Jobskabelse og erhvervsmuligheder	19
Innovation og læring	20
Billig energi med høj forsyningssikkerhed	21
Kapitel 4: Introduktion til biogasproduktion	22
Indledning: Status for biogasproduktion i Danmark	22
Biogasprocessen	26
Biogaspotentialer i forskellige råvarer	28
Hvordan fungerer et biogasanlæg?	31
Indpasning af biogas i energisystemet	33
Biogas og landbrug	42
Planlægning og myndighedsbehandling af biogasanlæg	46
Kapitel 5: Pre-feasibility analyse af muligheden for etablering af et biogasanlæg på Nordfalster	52
Trin A: Status: Energi- og ressourcekortlægning	52
Trin B: Vurdering af markedspotentialer	61
Markedspotentiale 1: CBG til tung transport	61
Markedspotentiale 2: LBG til transport	71
Markedspotentiale 3: Biogas til kraftvarme	79
Markedspotentiale 4: Opgradering til naturgasnettet	84
Markedspotentiale 5: Biogas til proces	86
Opsummerende vurdering af markedspotentialer	92
Trin C: Projektforslag: Guldborgsund Biogasnet	94
Trin D: Målopfyldeelse: Videreførelse af projektet	Error! Bookmark not defined.
Kapitel 6: Det lokale udviklingspotentiale ved projektforslaget	116
Beskæftigelseseffekten	Error! Bookmark not defined.
Øget overskud hos lokale virksomheder	117
Bedre udnyttelse af nærringstoffer	119
Sammenkobling af projektforslaget med andre projektideer	120
Opsamlende vurdering af det lokale udviklingspotentiale	121
Kapitel 7: Diskussion	122
Kapitel 8: Konklusion	128
Litteraturliste	131
Bilag	141

Indledning

Formålet med dette speciale har været at undersøge mulighederne for etablering af et biogasanlæg på Nordfalster, samt at undersøge hvordan en sådan mulig etablering ville kunne understøtte den lokale udvikling.

Landdistriktskommunerne spiller en hovedrolle i omstillingen af energien, da det er her at hovedparten af de vedvarende energi (VE) ressourcer findes. Men samtidigt er det også her hvor omstillingen nogle steder kan være sværest, pga. de store afstande, faldende befolkningstal, ændringer i sammensætningen af borgere, begrænsede lånemuligheder, samt lukning og effektivisering af industrivirksomheder og landbrug.

Denne grønne omstilling rummer her en ny mulighed. En mulighed for på den ene side at forsyne Danmark med vedvarende energi og nye ressourcer, men i lige så høj grad en mulighed for at skabe nye arbejdspladser og udviklingsmuligheder. Der skabes både arbejdspladser i forbindelse med planlægningen, bygningen og driften af grønne tiltag, men den grønne omstilling kan også skabe grobund for nye virksomheder, som kan eksportere innovative løsninger og "know how" til resten af verden.

Danmark er allerede i front på dette område, og markedspotentialet er stort. Men hvis vi vil fortsætte med at være i front, kræver det at vi bliver ved med at investere i grønne energiteknologier. Både ved at skabe gode rammer for at afprøve og modne innovative teknologier, og kreative løsninger, men ligeledes ved løbende at undersøge hvilke potentialer og muligheder, som er tilstede lokalt. Alle områder er forskellige, og det er mulighederne også.

Sammenfatning

Vi er i gang med en gennemgribende omstilling af det danske energisystem. Drivkræfterne bag omstillingen er både et ønske om at blive fri af fossile brændsler, og at stoppe de globale klimaforandringer, men samtidig også en målsætning om at sikre en høj forsyningssikkerheder, samt billig energi til borgere og virksomheder.

Landdistriktskommunerne spiller en hovedrolle i omstillingen af energisystemet, da det er i landdistrikterne hovedparten af VE-ressourcerne findes, ligesom det også er her ressourcerne som kan danne grundlag for den biobaserede økonomi, findes.

Samtidig er mange landdistriktskommuner udfordret pga. faldende befolkningstal, ændring i den demografiske sammensætning af borgere og færre arbejdspladser. En udvikling man finder i mange i landdistrikter verden over. Denne grønne omstilling rummer her en muligheden for at bidrage til at vende denne udvikling.

Formålet med dette speciale har været at analysere mulighederne for etableringen af biogasanlæg på Nordfalster, samt at analysere, hvordan en sådan etablering kan understøtte den lokale udvikling i Guldborgsund Kommune.

Specialet anvender en systematisk backcasting metodik i sin opbygning og planlægningstilgang. Specialet anbefaler et anlægskoncept, hvor biogas i roekampagnen afsættes til Nordic Sugar fra et biogasanlæg i Nørre Alslev via en biogasledning, og at biogassen resten af året anvendes til produktion af kraftvarme til Guldborgsund forsyning.

Valget af dette anlægskoncept sker på baggrund af en kortlægning af det eksisterende energisystem, samt en kortlægning af biomassepotentialer i Guldborgsund Kommune. Ligesom det også træffes på baggrund af en vurdering af markedspotentialer for afsætning af biogas til transport, kraftvarme, opgraderet gas til naturgasnettet og proces. Specialet konkluderer at det vil kunne lade sig gøre at etablere et biogasanlæg på Nordfalster, som vil have en rentabel driftsøkonomi, der vil skabe merværdi for Nordic Sugar og de lokale landmænd, samt reducerer udledning af drivhusgasser, samt skabe mulighed for en reduktion i udvaskning kvælstof til lokale vandmiljøer.

Summary

We're in the middle of a fundamental transition of the Danish energy system. Driving forces behind this transition is a commitment to become free of fossil fuels, and stop global climate change, but also a goal to maintain a high degree of security of energy-supply and low price on energy.

The rural municipalities play a key role in the transition of the energy system, because it's in the rural areas that most of the renewable energy resources are found, as well as the resources that will form the basis for the coming bioeconomy.

But at the same time many rural municipalities are challenged, because of decreasing population, changes in demographic distribution of citizens and fewer jobs. A development that you find in rural districts all over the world. The green transition here encompasses a possibility to change this development.

The purpose of this master thesis has been to analyse the possibilities for establishing a biogas plant in the northern part of the island of Falster, and furthermore to analyse how this could support the development of the municipality of Guldborgsund.

The master thesis applies a systemic backcasting methodology in its disposition and planning approach. The master thesis recommends a plant concept where biogas is distributed to Nordic Sugar in the beet 'campaign' from a biogas plant in the city of Nørre Alslev by a biogas pipeline, and the rest of the year is used for combined heat and power (CHP) production to Guldborgsund forsyning.

The selection of this plant concept is based on a mapping of the existing energy system in the municipality of Guldborgsund, the mapping of available resources, as well as a assessment of the marked potentials with distribution of biogas for transport, CHP, upgraded biogas for the natural gas grid and industrial processes.

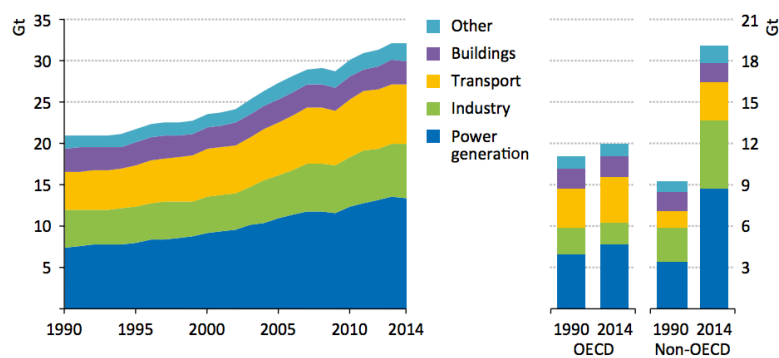
The master thesis concludes that it is possible to establish a biogas plant in the northern part of Falster, with a profitable economic performance. Also the plant will create value for Nordic Sugar and local farmers, and furthermore reduce emission of greenhouse gases, and furthermore make it possible to reduce leaching of nitrogen to local water systems.

Kapitel 1

Problemfelt

Vi står over for store udfordringer globalt, nationalt og lokalt i de kommende år, som vi skal finde svar på. Der er behov for at omstille vores produktions- og forbrugsmønstre i energi-, industri-, transport- og fødevarersektoren i en mere bæredygtig retning. En omstilling, der både er en kæmpe udfordring, men som også rummer store muligheder for de innovative aktører, der kan hjælpe med at finde svarene (Copenhagen Economics: 2012: 5-8) (Copenhagen Economics: 2013).

At vi på en succesfuld måde får adresseret disse udfordringer er afgørende, hvis nuværende og kommende generationer, skal have mulighed for et liv med høj livskvalitet og sikkerhed (EU Kom 2011: 1-2) (Copenhagen Economics 2013: 5-8) (EU Kom 2012) (EU Kom 2014) (EU Kom A 2014).



Figur 1: Den globale CO2 emission fordelt på sektorer, samt drivhusudledning i OECD og ikke-OECD lande (IEA 2015: 27).

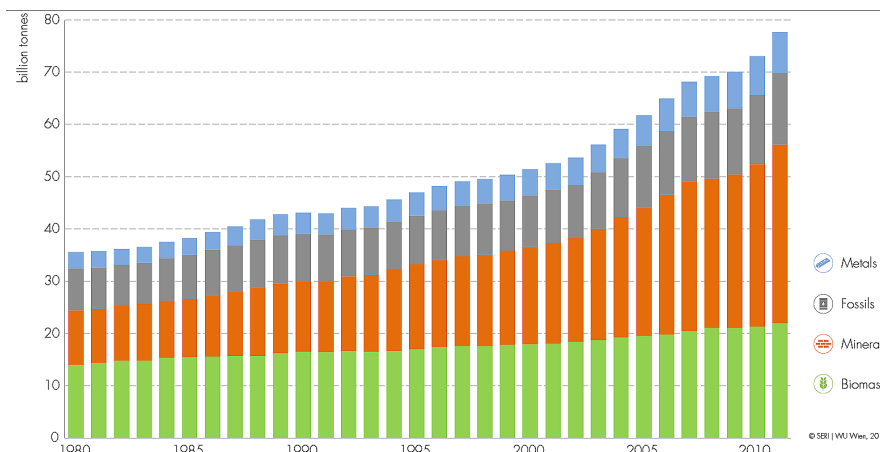
Måden vi udtømmer reserverne af ikke-vedvarende ressourcer og forringer miljø og klima kan ikke fortsætte uændret (EU Kom 2011). Som et eksempel er den globale drivhusgasudledning siden 1990 steget med mere en 50%, og IPPC¹ estimerer, at vi uden yderligere globale klimatiltag er på vej mod en global temperaturstigninger på mellem 3,7°C og 4,8°C i 2100. Det vil forårsage betydelige klimaforandringer, som vil have stor indvirkning på både mennesker og natur (IPPC 2014: 20) (IEA 2015: 26).

Som et andet eksempel kan man se på udvikling i det globale forbrug af

¹ Intergovernmental panel on climate change

metaller, mineraler, energi og biomasse. Siden 1980 er vores forbrug næsten fordoblet, hvilket har betydet faldende ressourcekvalitet, faldende reservebaser og finansielle spekulationer (Wisner 2009) (SERI 2015). Det globale ressourcepres betyder bl.a. faldende forsyningssikkerhed, og hårdere konkurrence om de tilbageværende ressourcer. Et eksempel på denne udvikling er fosfor, som er et livsnødvendigt næringstof for alle levende organismer. Ud af den nuværende globale reservebase befinder 74% af reserveerne sig i Marokko, hvor den resterende del primært er fordelt på lande i Mellemøsten, Kina og Rusland (Cordell 2010) (Cordell 2013). Et andet eksempel er de globale oliereserver som i vid udstrækning befinder sig i Mellemøsten og Rusland, og hvor en global overproduktion i øjeblikket betyder lave priser (IEA 2016) (Nielsen 2015).

I Danmark og resten af EU har vi kun i lille omfang adgang til egen råstoffer. Det er derfor afgørende, at vi bliver mere selvforsynende, så vi minimerer vores afhængighed af ressourcer fra egne af verden med betydelig risiko for politisk ustabilitet samt minimerer vores sårbarhed over for pludselige prisudsving (EU Kom 2011: 1-2) (EU Kom 2012) (EU Kom 2014) (EU Kom A 2014).



Figur 2: Global udvinding af ressourcer fra 1980 til 2010 fordelt på 4 kategorier: metaller, fossile brændsler, mineraler og biomasse (SERI 2015).

Den eneste måde, vi kan gøre det på, er ved, at vi bliver bedre til at udnytte de ressourcer, vi har, på en mere effektiv måde. Det gælder både vores produktion af varer, men også vores behandling af affald samt forsyningen af vand, el og varme (Copenhagen Economics 2013: 5-8) (EU Kom 2011).

Vi bliver nødt til at bevæge os væk fra den nuværende brug- og smid-væk-forbrugerkultur, og i retningen mod en mere cirkulær bioøkonomi. Ellen MacArthur Foundation har beskrevet de tre overordnede principper, vi kan navigere efter, i forbindelse med en realiseringen af den cirkulære økonomi, sådan her: 1) Produkter skal designes på en ressourceeffektiv måde, så de let kan genanvendes eller genbruges, 2) de skal helst være produceret af biobaserede ressourcer, som kan recirkuleres, uden at miljø, natur og

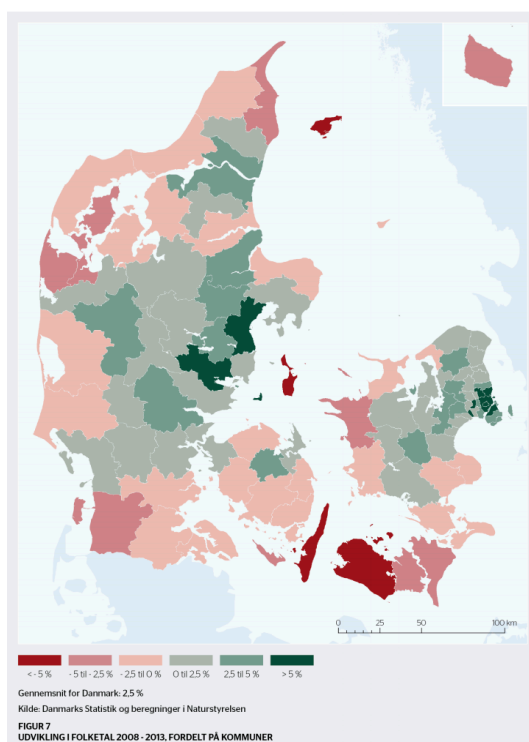
mennesker lider uoprettelig skade, og 3) de skal være produceret med energi fra vedvarende ressourcer, så brugen af ikke-vedvarende ressourcer (fossile brændsler) minimeres (Macarthur 2014: 7-9) (EU A 2014).

Derudover er det centralt at skabe de rigtige politiske rammer, og forudsætninger hos nøgleaktørerne: således at kommunerne, forsyningsselskaber, investorer og industri tør og har incitament til at igangsætte implementeringen af nye lokale klima- og miljøtiltag. Det kunne fx være omstilling til en mere bioøkonomisk produktion i en industrivirksomhed, energieffektiviseringer, opstillingen af vindmøller, etableringen af biogasanlæg eller udbredelse af delebilsordninger. Cirkulær økonomi, bioøkonomi og omstilling til et energisystem fri af fossile brændsler står højt på EU's og den globale dagsorden, som vi senest så ved lanceringen af den nye cirkulære økonomi-pakke af EU-kommissionen den 2. december 2015 og ved indgåelsen af den globale klimaaftale d. 12. december i Paris (EU 2015) (DR.dk 2015).

Men det er i sidste ende på det lokale niveau, ude i kommunerne og særligt i landdistriktskommunerne, at forudsætningerne for grøn omstilling skal finde sted, da det er her, ressourcerne og pladsen er.

Udviklingen i landdistriktskommunerne

Faldende befolkningstal, ændring i den demografiske sammensætning af borgere og udflytning af virksomheder er et vilkår man bliver nødt til at forholde sig til i mange landdistriktskommuner. Den stigende urbanisering vil med al sandsynlighed fortsætte (KL & Realdania 2015:1-7) (KL 2014).

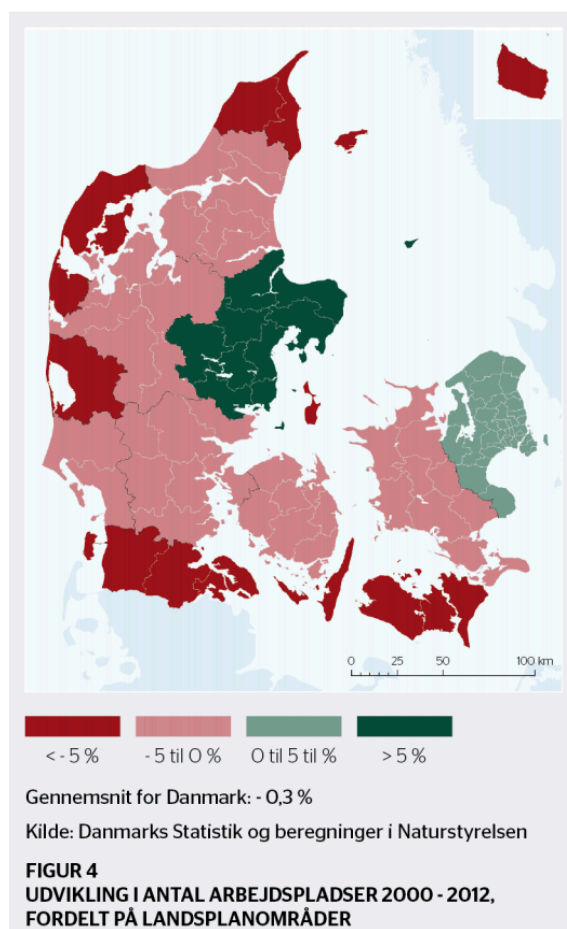


Figur 3: Udvikling i befolkningstal fra 2008-2013 i de danske kommuner (Mst 2013: 30).

Denne udvikling er ikke kun en realitet i Danmark. FN forventer at 66 procent af jordens befolkning vil leve i urbane områder i 2050, hvilket skal ses ift. at tallet i dag er 54 procent, og at dette tal i 1950 var 30 procent (UN 2014: 1-14). Denne udvikling sker samtidigt med, at FN i deres nyeste fremskrivning estimerer et globalt befolkningstal på mellem 9,4 og 10 milliarder mennesker i 2050 (UN 2015: 8).

Hvis man ser på Danmark og de 63 danske landdistriktskommuner, er der stor forskel på, hvor hårdt man er ramt, og hvordan man tackler situationen. Der er således fremgang i befolkningstallet i kommunerne i omegnen af det østjyske bybånd, og omkring Odense og København, alt imens befolkningstallet på Lolland faldt med mere end 5% fra 2008 til 2013, og det samme mønster gør sig gældende i nabokommunen Guldborgsund Kommune (Mst: 2013:30).

Hvis man ser på udviklingen af antal arbejdspladser, er man også hårdere ramt i nogle kommuner end i andre. Hvis vi igen ser på udviklingen i Lolland og Guldborgsund Kommune, har der her været et fald på over 5% fra 2000 til 2012 (ibid.).



Figur 4: Udvikling i antal arbejdspladser 2000-2012 i de danske kommuner (Mst 2013: 25).

Udviklingen kan både skyldes udflytning af arbejdspladser til udlandet og lukninger, men også koncentration af nye arbejdspladser omkring de store byområder. Eksempelvis lukkede Vestas i 2010 sin vingefabrik i Lolland Kommune, hvilket betød et tab af 430 arbejdspladser (Mst. 2013: 25) (RegionSjælland.dk 2010).

Udviklingen i antallet af jobs i landbruget er også faldende, både pga. højere effektivitet og færre og større bedrifter, hvilket selvfølgelig også rammer landdistriktskommunerne i højere grad, da det er her produktionen hovedsageligt finder sted. I 2014 var der således 67.000 personer beskæftigede i den primære landbrugsproduktion, hvilket er en betydeligt effektivisering i forhold til de 283.00, der var ansat i 1966 (L&F 2015: 14).

I sjællandske landdistriktskommuner som Guldborgsund og Lolland er beskæftigelsesgraden i landbrug- og fødevareerhvervene dog stadig omkring 5-10% (L&B 2012:91).

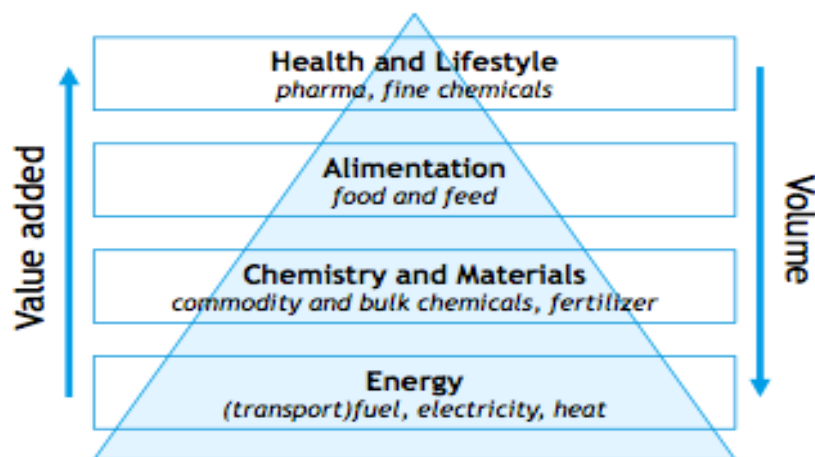
Som i andre OECD-lande udgør landbruget altså ikke på samme måde som hidtil rygraden i landbrugsdistrikternes økonomi set ift. arbejdspladser til trods for, at produktiviteten er steget betydeligt (OECD 2006: 20-22) (L&F 2011:1-3).

Den biobaserede økonomiske værdi for landdistrikterne

Mange landdistriktskommuner befinder sig altså i en situation, hvor der på den ene side er mange udfordringer, men der åbner sig samtidigt også nye muligheder. I takt med den stigende globale efterspørgsel på fossile brændstoffer, biomasse, metaller, mineraler, protein og fødevarer, bliver det stadig mere attraktivt at finde alternative ressourcer (Copenhagen Economics A 2013: 5-8). Derved rummer bioøkonomien altså et stort potentiale (Ibid.).

Den grundlæggende ide med bioøkonomi er, at produkter der i dag bliver produceret af ikke-vedvarende ressourcer, i fremtiden vil blive produceret af biobaserede ressourcer. Det betyder, at biobaserede ressourcer, som i dag bliver betragtet som restprodukter og affald, i fremtiden vil blive forarbejdet til nye produkter. Restprodukterne vil nemlig kunne bruges til at producere højværdiprodukter såsom bioplast, biobrændstoffer, bioråstoffer, proteinprodukter, bioenergi, biomaterialer og lægemidler, som der vil være en stadigt stigende efterspørgsel efter (Ibid.). Bioøkonomi kan ifølge EU-kommissionen forstås som (SDU 2016):

”produktionen af vedvarende biologiske ressourcer og omdannelsen af disse ressourcer og deres affaldsstrømme til produkter med tilført værdi som f.eks. mad, foder, biobaserede produkter og bioenergi. (Ibid.).”



Based on Ministerie van LNV, 2007.

Figur 5: Det bioøkonomisk forhold mellem prisværdi og biomassevolumen (Odegard).

For landdistrikterne udgør denne udvikling en ny mulighed for skabe arbejdspladser. 3F har estimeret, at der ved en realisering af det fulde biomassepotentiale i Danmark, vil kunne skabes ca. 25.000 nye jobs, hvoraf omkring 80% vil befinde sig i landdistriktskommunerne (Copenhagen Economics 2012: 3) (3F 2015: 14) (Copenhagen Economics 2013).

En bedre udnyttelse af biomasseressourcer via den biobaserede økonomi, rummer altså en lang række potentialer. Den vil 1) skabe værditilvækst og arbejdspladser i landdistrikterne, 2) højne forsyningssikkerheden, 3) sikre en mere effektiv ressourceanvendelse og 4) sikre recirkulering af vigtige nærringstoffer – såsom fx fosfor (Copenhagen Economics 2012).

Biogasproduktion et centralt led i den bioøkonomiske værdikæde

En af de måder, der kan ske en værditilvækst ift. biobaserede restprodukter, er ved produktion af biogas. På et biogasanlæg bliver gylle og andre organiske restprodukter anvendt til, at producere vedvarende bioenergi, hvor kvælstoffet i den afgassede gylle har en højere plantetilgængelighed, hvilket gavner den lokale planteavl (Copenhagen Economics 2012) (Jørgensen 2009) (ENS Biotask 2014).

Danmark er et af de lande, der er længst fremme med udbygningen af store biogasanlæg, og målsætningen er, at halvdelen af den danske gylle skal bioforgasses i 2020 (ENS Biotask 2014).

Biogas er et centralt element i den danske omstilling til at blive fri af fossile brændsler i 2050, og særligt ift. omstillingen af den tunge transport. Transportsektoren stod i 2014 for 35,6% af det samlede danske slutforbrug af energi. Særligt i forbindelse med omstillingen af den tunge transport forventes det, at biogas kommer til at spille en vigtig rolle (ENS Biotask 2014).

Men det er en kompleks proces at planlægge et biogasanlæg. En af de afgørende faktorer for realisering af biogasprojekt, er at mulige investorer kan se en god business case ift. afsætningen af biogas (ENS Biotask 2014).

Særligt svært kan det være i landdistriktskommunerne, pga. af de store geografiske afstande i område IV², som kan gøre kollektive varmeløsninger dyre. Endnu mere vanskeligt er det for de steder, hvor der heller ikke er noget naturgasnet (Lillegren 2015) (Dyck-Madsen 2014) (Økologisk råd 2014).

Det er ofte kommunerne, som er initiativtager til etableringen af bioanlæg, men grundet pressede budgettet, for lidt politisk opmærksomhed eller dårlige erfaringer, kan det nogle steder være svært at finde ressourcer til at komme i gang (Hansen 2015).

Dette betyder, at der mange steder, på trods af gode muligheder for biogasproduktion, ikke sker noget. Til trods for at produktion af mere biogas både vil understøtte omstillingen af energisystemet og den lokale udvikling.

² Områder udenfor fjernvarmenettet.

Kapitel 2

Problemformulering og projekttilgang

Formålet med dette projekt er at undersøge mulighederne for etablering af et biogasanlæg på Nordfalster samt at undersøge, hvordan et potentielt anlæg generelt vil kunne understøtte udviklingen i kommunen. I denne proces er det helt centralt for os at understøtte omstillingen til et mere bæredygtigt samfund, og vi har derfor valgt at adoptere de fire bæredygtighedsprincipper i the natural steps, som grundlæggende principper for vores arbejde.

De fire bæredygtighedsprincipper er som følger (thenaturalsteps.org 2015) (Lahti 2014).

“To become a sustainable society we must eliminate our contributions to...

- 1) The systematic increase of concentrations of substances extracted from the Earth's crust (for example, heavy metals and fossil fuels)*
- 2) The systematic increase of concentrations of substances produced by society (for example plastics, dioxins, PCB's and DDT)*
- 3) The systematic physical degradation of nature and natural processes (for example, over harvesting forests, destroying habitat and overfishing; and...*
- 4) Conditions that systematically undermine the people's capacity to meet basic human needs (for example, unsafe work conditions and not enough pay to live for).” (thenaturalsteps.org 2015)*

Ved at bruge de fire bæredygtighedsprincipper, som overordnet tjekliste ift. etableringen af biogasanlæg, kan vi sikre, at den kontekstanhængig planlægning i specialet også understøtter den mere overordnede planlægning mod et mere bæredygtigt samfund.

Det er her vores vurdering, at etableringen af biogasanlæg understøtter alle fire principper. Da et biogasanlæg helt overordnet: 1) mindsker behovet for udvinding af fossile brændsler, og knappe ressource, 2) mindsker udledning af drivhusgas til atmosfæren. 3) sikrer lokale økosystemer ved at mindske udvaskningen af kvælstof til omkringliggende vandmiljøer og 4) sikrer robuste lokalsamfund og virksomheder ved recirkulering af lokale ressourcer.

Problemformulering

"Hvordan vil biogassen fra et muligt biogasanlæg på Nordfalster optimalt kunne afsættes, og hvordan vil biogasanlægget generelt kunne understøtte udviklingen i Guldborgsund Kommune?"

Uddybelse af problemformulering

Specialets omdrejningspunkt er her først og fremmest rettet mod den del af problemformuleringen, som lyder *"mest optimalt afsættes"*. Med "optimalt" menes en opfyldelse af de seks nedenstående kriterier ift. det planlagte biogasanlæg:

- 1) En økonomisk rentabel anlægs- og driftsøkonomi.
- 2) Et passende bioressourcegrundlag (med *"passende"* menes at der er tilstrækkelig med bioressourcer til at understøtte den ønskede anlægsstørrelse, og at det påtænke bioressourcegrundlag er med til at sikre en opfyldelse af punkt 1 (Jf. i øvrigt tabel 7)).
- 3) Øvrige placeringshensyn (jf. tabel 8 og tabel 9).
- 4) Drivhusgasbesparelse.
- 5) Imødekommelse af nationale klima- og ressourcemålsætninger.
- 6) Et positivt bidrag til den lokale økonomi og udvikling.

Derudover søges også besvarelse af, hvordan biogasanlægget vil kunne understøtte *"udviklingen i Guldborgsund Kommune"*. Med udvikling menes her først og fremmest skabelsen af arbejdspladser og øget omsætning hos lokale virksomheder.

Arbejdsspørgsmål

Vi har, for at understøtte en besvarelse af problemformuleringen, udarbejdet en række arbejdsspørgsmål. Disse arbejdsspørgsmål vil blive besvaret i analysen:

- Kapitel 3: Omstillingen af energisystemet som udviklingskatalysator i landdistriktskommunerne (Arbejdsspørgsmål 1-2),
- Kapitel 4: Introduktion til biogasproduktion (Arbejdsspørgsmål 3-10),
- Kapitel 5: Feasibility analyse af muligheden for etablering af et biogasanlæg på Nordfalster (Arbejdsspørgsmål 11-16) og
- Kapitel 6: Det lokale udviklingspotentialer ved projektforslaget (Arbejdsspørgsmål 17-20).

Arbejdsspørgsmålene og de kapitler, hvor vi besvarer dem, er som følger:

Kapitel 3: Omstilling af energisystemet som udviklingskatalysator i landdistriktskommunerne

- 1) Hvilket samspil er der mellem grøn omstilling og udvikling af landdistriktskommunerne?
- 2) Hvilke gevinster kan der være for lokalområder i forbindelse grønne omstillingsinitiativer?

Kapitel 4: Introduktion til biogasproduktion i Danmark

- 3) Hvad er status på biogasproduktionen i Danmark, og hvilken rolle kommer den til at spille i fremtidens vedvarende energisystem?
- 4) Hvad er de grundlæggende principper i biogasproduktion?
- 5) Hvad er biogaspotentialer i forskellige typer biomasse?
- 6) Hvordan fungerer et biogasanlæg?
- 7) Hvordan kan biogas indpasses i det nuværende og fremtidige energisystem?
- 8) Hvilke gevinster har landbruget ved afgang af gylle?
- 9) Hvilke tilskudsordninger er der til biogasproduktion?
- 10) Hvilke ting skal man overordnet være opmærksom på i forbindelse med planlægning og myndighedsbehandlingen af biogasanlæg?

Kapitel 5: Feasibility-analyse af muligheden for etableringen af et biogasanlæg på Nordfalster

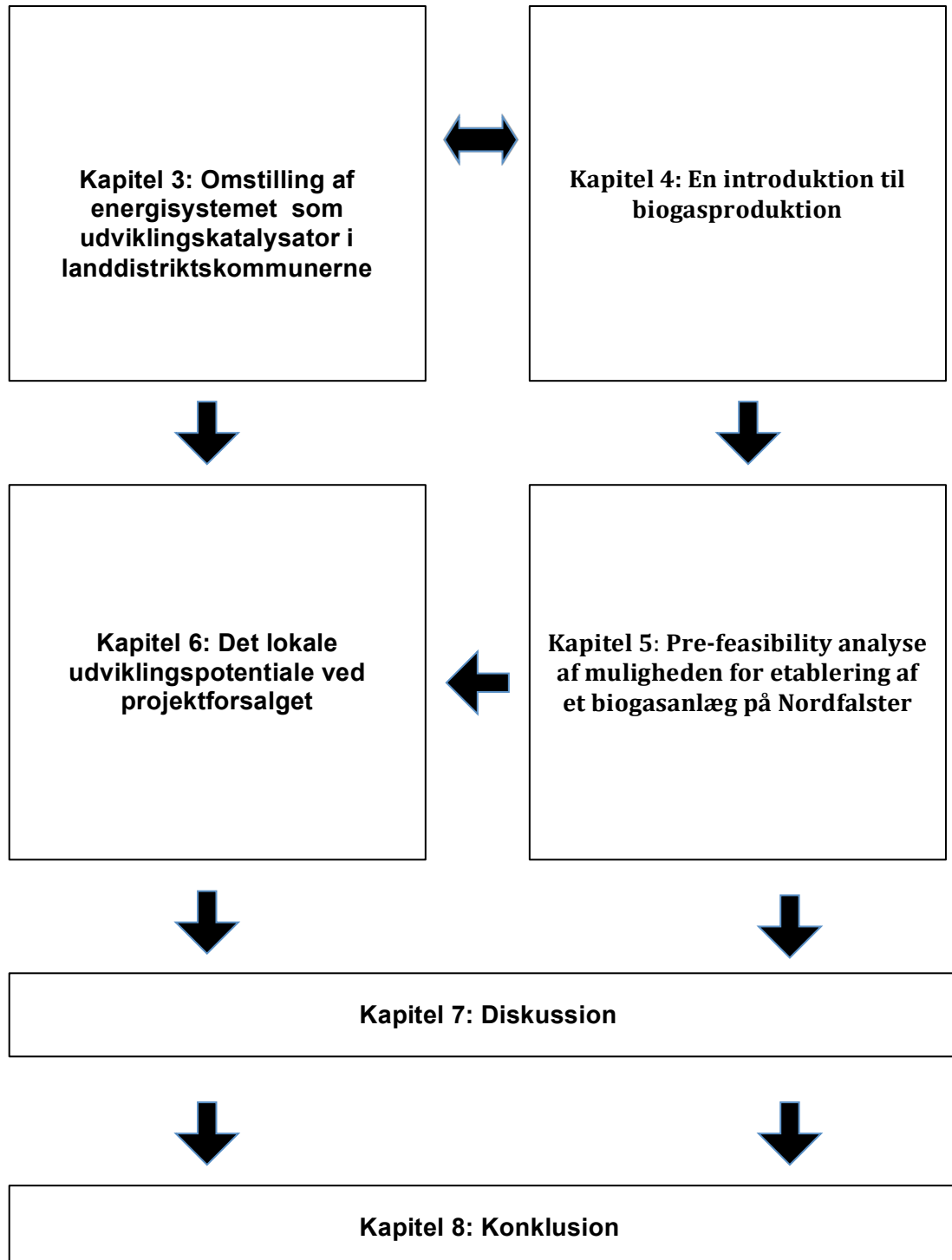
- 11) Hvad er den nuværende status på energiforbrug- og energiforsyning i Guldborgsund Kommune?
- 12) Hvilket ressourcegrundlag findes der for etablering af et biogasanlæg i Guldborgsund Kommune?
- 13) Hvordan er markedspotentialerne for afsætning af biogas fra et muligt potentielt biogasanlæg på Nordfalster?
- 14) Set i lyset af arbejdsspørgsmål 11-13, hvilke markeder vil det være de mest fornuftigt at sætte på ift. afsætning af biogas fra et muligt potentielt biogasanlæg på Nordfalster?
- 15) Set i lyset af arbejdsspørgsmål 11-13 samt 14, hvordan kunne et projektforslag for et biogasanlæg på Nordfalster udformes?
- 16) Hvordan kommer man bedst videre med projektforslaget?

Kapitel 6: Det lokale udviklingspotentiale ved projektforslaget

- 17) Hvilken beskæftigelseseffekt vil projektforslaget have?
- 18) Hvilket værdipotential har den højere plantetilgængelighed af næringsstoffer i afgasset gylle, for de lokale landmænd?
- 19) Hvordan vil projektet understøtte de lokale virksomheder?
- 20) Hvordan vil projektforslaget understøtte andre projektideer?

Projektdesign og læsvejledning

Projekts opbygning kan illustreres på følgende måde. Det ses her at kapitel 3 og 4 understøtter både kapitel 4 og 5, som begge leder videre til diskussionen og konklusionen.



Figur 6: Egen bearbejdning: Figur over specialets opbygning.

Kapitel 2: Problemformulering og læsevejledning

Her sættes scenen for projektet. Formål, problemformulering og arbejdsspørgsmål præsenteres sammen med projektdesignet, og der gives et overblik over projektets opbygning.

Kapitel 3: Omstilling af energisystemet som udviklingskatalysator i landdistriktskommunerne

Her forbindes omstilling af energisystemet med landdistriktsudvikling.

Kapitel 4: En introduktion til biogasproduktion

Her gives en introduktion til biogasproduktion i Danmark, herunder de tekniske-og naturvidenskabelige principper bag ved teknologien. Ligeledes gives der en introduktion til potentialer og gevinster ift. klima, miljø og økonomi, samt de overordnede aspekter ift. planlægning og myndighedsbehandling af biogasanlæg.

Kapitel 5: Pre-feasibility analyse af biogasanlæg på Nordfalster

Her foretager vi en pre-feasibility analyse af muligheden for at etablere et biogasanlæg på Nordfalster. Dette gøres ved en indledende energi- og ressourcekortlægning og efterfølgende vurdering af forskellige markedspotentialer for afsætning af biogas, hvilket leder hen til vores forslag til et anlægskoncept.

Kapitel 6: Det lokale udviklingspotentiale ved projektforslaget

Her foretager vi en vurdering af de lokale udviklingspotentialer ved projektforslaget, herunder beskæftigelseseffekten, ekstra overskud hos lokale virksomheder og landbrug samt gevinster ved en bedre udnyttelse af nærringstoffer i den afgassede gylle.

Kapitel 7: Diskussion

Her diskuteres bl.a. udviklingspotentialet ved etablering af bioanlæg samt muligheder for at fremme biogasproduktion i Danmark.

Kapitel 8: Konklusion

Her besvares problemformuleringen på baggrund af de fire foregående kapitler.

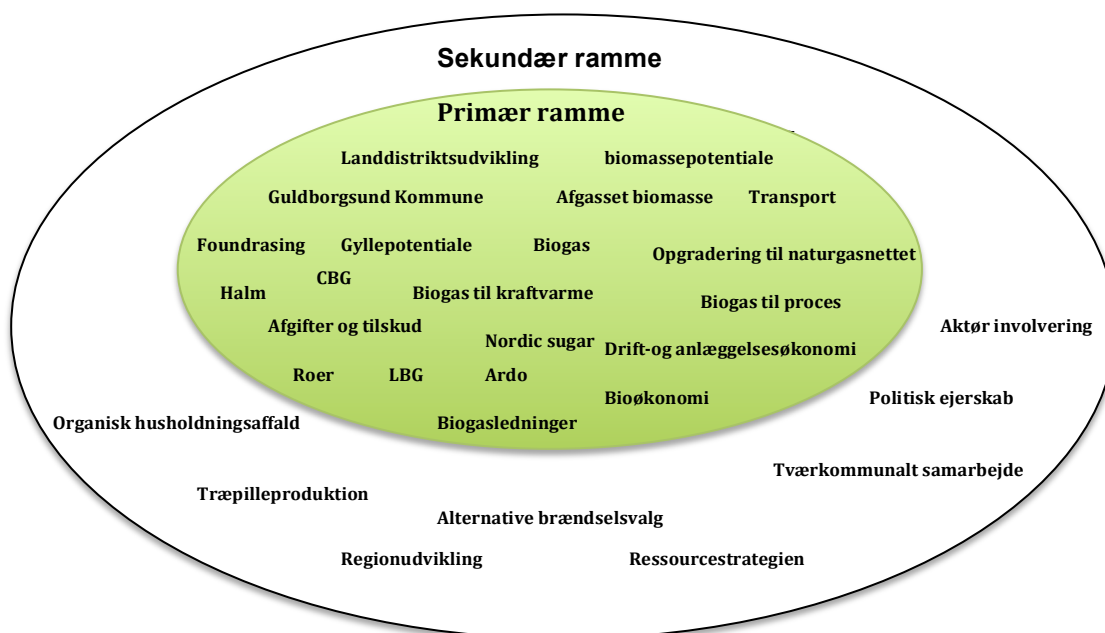
Projektramme

Projektet bygger på en problemorienteret tværfaglig tilgang, hvor formålet er en besvarelse af problemformuleringen. Overordnet kan man i forbindelse med projektet tale om afgrænsninger inden for tre kategorier: tid, sted og emne (Cordell 2010) (Enevoldsen et al. 2012).

Tid: De vigtigste tidshorisonter i projektet er for planlægningen af et biogasanlæg på Nordfalster og en imødekommelse af nationale og kommunale energi- og ressourcemålsætninger i Guldborgsund Kommune.

Sted: Vi tager i projektet udgangspunkt i Guldborgsund Kommune, og endnu mere specifikt Nordfalster, men visse steder bevæger vi os dog også op på et tværkommunalt, regionalt og nationalt niveau.

Emne: Formålet med projektet har været en besvarelse af problemformuleringen. Vi har således kun medtaget emner i projektet, hvis de har kunnet bidrage til en besvarelse af denne. Emner og fagområder kan således siges at være blevet konstitueret rundt om problemformuleringen. De emner, vi her er gået mest i dybden med, har her været en del af den primære projektramme, og de emner, der optræder mindre, er en del af den sekundære.

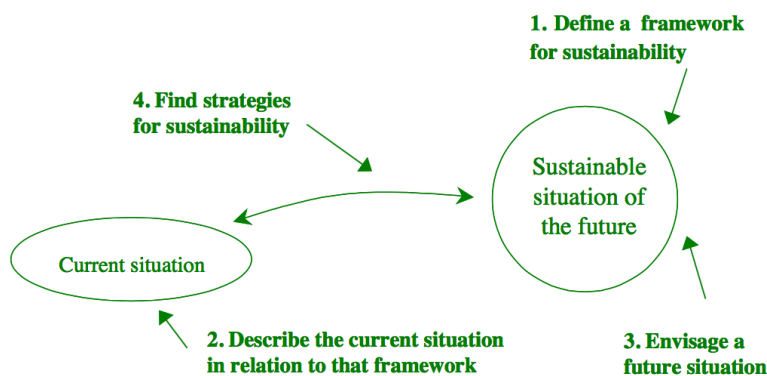


Figur 7: Egen bearbejdning. Projektets primære og sekundære ramme. Inspireret af (Cordell 2010).

Systemisk planlægning: Backcasting

Vi har i vores tilgang til specialet taget udgangspunkt i backcasting. Backcasting kan betegnes som en systemisk planlægningstilgang, der har sit fundament i systemtænkningen. Backcasting er grundlæggende en normativ tilgang til planlægning af fremtiden. I modsætning til forecastning, handler det i backcasting ikke om at bestemme sandsynligheden for en given fremtid. I backcasting handler det om at klarlægge forskellige indsatsområder og udviklingsspor, hvori man kan bevæge sig for at nå frem til den ønskede fremtid (En idealtilstand). Backcasting bygger grundlæggende på fire trin, der er som følger (Dreborg 1996) (Dannemand et al 2012) (Kauisma 2000:33-34):

- 1) Definering af bæredygtighedsprincipper (se afsnit om the natural steps)
- 2) Grundtilstand: Kortlægning af den nuværende situation
- 3) Målsætning: Fastsættelse af den ønskede fremtid
- 4) Indsatsområder: Strategier/tiltag som kan sikre en imødekommelse af den ønskede fremtid (Kauisma 2000:33-34)



Figur 8 : De fire trin i backcasting metoden (Kusima 2000).

I vores tilfælde er målsætning den iterative bevægelse væk fra den nuværende situation og mod et mere bæredygtigt samfund (jf. The natural steps). I denne forbindelse er vigtige delmål en imødekommelse af målsætningen om omstilling til et energisystem fri af fossile brændsler i 2050 og realisering af cirkulær økonomi (Regering 2012) (Regering 2013).

Vi undersøger i projektet muligheden for etablering af et biogasanlæg på Nordfalster. Det er et lille udviklingsinitiativ set i forhold til den overordnede målsætning samt de skitserede delmål. Men dog et udviklingsinitiativ, som bringer os lidt tættere på samt åbner for muligheden for nye udviklingsspor. At vi er inspireret af backcasting er især tydeligt i forbindelse med vores pre-feasibility analyse i kapitel 5, som er opdelt i trinene ABCD. Her fungerer trin A og B som kortlægninger af den nuværende situation, og C og D som de indsatsområder der skal muliggøre en udvikling, i retning af den ønskede tilstand.

Projektproces, partnerskaber og dataindsamling

Udgangspunktet for projektet, var et ønske om at skrive om omstillingen af energien i landdistriktskommunerne. Hvilke muligheder og udfordring gør sig gældende her, og hvad kan man gøre for at sikre en omstilling af energien? Ligeledes ønskede vi at tage udgangspunkt i planlægningen af et specifikt tiltag.

Det første trin for os var således at sætte os ind i området, og dernæst at foretage en screening af mulige samarbejdspartnere. Screening foregik ved at vi foretog en interviewrunde med energiplanlæggerne fra henholdsvis: Vordingborg Kommune, Odsherred Kommune, Lolland Kommune og Guldborgsund Kommune. Denne indledende interviewrunde ledte videre til et samarbejde med Guldborgsund Kommune.

I Guldborgsund Kommune arbejdede man allerede med en ide om et biogasanlæg ved Nørre Alslev med afsætning af biogas til transport, men var ikke kommet så meget længere end selve ideen. Ligesom man også mere generelt var interesseret i udviklingsmulighederne ift. mere bioøkonomi i kommunen, og var ved at planlægge en konference³ for lokale aktører, for at klarlægge nye muligheder. I forbindelse med partnerskabet, har vi løbende været i kontakt, og udvekslede ideer og data.

Derudover har vi også været i kontakt med centrale industri- og landbrugsvirksomheder i kommunen: DLS (Sydhavsøernes Landbrugsforening), BLF (Business Lolland-Falster), Movia, REFA og Nordic Sugar, som alle har været interesseret i projektet og meget behjælpelige. I projektgruppen har vi, fra tidligere projekter, opbygget gode erfaringer med at få skabt kontakt til så mange relevante aktører så hurtigt som muligt i projektprocessen, da det ofte giver et mere indgående billede af tingene end ved bare at læse om dem.

I store træk har trinene i projektprocessen været følgende: 1) Lavet en vidtgående indsamling af dokumenter, 2) Kategorisering af dokumenterne, 3) Læsning af gruppepensum, 4) Etablering af samarbejde og indledende korrespondancer, møder og interview med informanter, og herefter en iterativ proces bestående af 5a) behandling af data og 5b) skrivning af projektet, 5c) indsamling af dokumenter, 5d) ny runde af kontakt til informanter og til sidst 6) Afrunding af projektet.

Vi har i forbindelse med projektet været i kontakt med en lang række informanter. Det primære formål med disse snakke, kvalitative interview og e-mail-korrespondancer, har været at udbygge vores generelle baggrundsviden om genstandsfeltet.

³ Bioøkonomikonferencen er planlagt til at blive afholdt d. 3. februar 2016 (Bilag 1).

	2015/2016				
	S	O	N	D	J
Valg af problemstilling	(0)				
Indsamling af dokumenter	(1)				
Kategorisering af dokumenter	(2)				
Læsning af gruppepensum	(3)				
Screening af cases og samarbejdspartnere		(4)			
Etablering af partnerskab med Guldborgsund Kommune		(4)			
Korrespondancer, feltture, møder og interview med informanter		(4)			
Behandling af data			(5a)		
Skrivning af projekt			(5b)		
Indsamling af dokumenter			(5c)		
Ny runde af kontakt til informanter			(5d)		
Skrivning af projekt			(5e)		
Afrunding og gennemretning					(6)
Aflevering af projekt					(6)

Tabel 1: Egen bearbejdning: De forskellige trin i forbindelse med udarbejdelse af specialet.

Vi har ydermere indhentet nøgletal om energi- og ressourceproduktion, økonomi, fået svar på specifikke spørgsmål, ligesom vi også har fået input til afsætningen af biogas og afgasset biomasse fra det mulige biogasanlæg og indblik i samspillet mellem energi- og ressourceaktører; i Guldborgsund Kommune, regionalt og nationalt. Yderligere har vi foretaget en omfattende research, hvor vi har indsamlet et stort antal rapporter, analyser, dokumenter, tabeller, nøgletal og indhentet data fra databaser og hjemmesider. Ligeledes har vi også deltaget i konferencer, seminarer og møder som studerende og i arbejdsammenhæng, samt fulgt med i den daglige nyhedsstrøm i radio, tv, aviser og nyhedsbreve. Al indsamlet data, er selvfølgelig blevet kritisk vurderet (Bryman 2004).

Informanter

Informant	Jobtitel	Organisation	Type
Jan Hansen	Teknikschef	Ardo	Telefoninterview
Niels Jørgen Christensen	Driftsassistent	Bigadan (Nysted biogas)	Rundvisning
Claus Pedersen	Driftsassistent	Bigadan (Nysted biogas)	Rundvisning
Niels-Anders Nielsen	Chefkonsulent	Center for grøn transport-Trafikstyrelsen	Interview
Per Darger	Specialkonsulnet	Center for grøn transport-Trafikstyrelsen	Interview
Bo JM Secher	Planteavlchef	DLS	Interview
Søren Tafdrup	Fuldmægtig	Energistyrelsen	E-mailkorrespondance
Bodil Harder	Chefkonsulent	Energistyrelsen	E-mailkorrespondance
Michael Bruhn	Projektleder	EO.N.	Interview
Bent Erik Haweleska	Forretningsanv. Mobility	EO.N.	Interview
Jonas Simmonson	Driftsleder	Falkenberg Biogas	E-mailkorrespondance
Anne Holl Hansen	Klimakoordinator	Guldborgsund Kommune	Møder
Svend Allan Pedersen	Varmeplanlægger	Guldborgsund Kommune	Møder
Sanne Wittrup	Journalist	Ingeniøren.dk	E-mailkorrespondance
Anders Christensen	Chefkonsulent på affaldsområdet	Kommunerens Landsforening	Interview
Birthe Rytter Hansen	Chefkonsulent på energiområdet	Kommunerens Landsforening	Interview
Camilla Rosenhagen	Konsulent for vindmølleplanlægning	Kommunerens Landsforening	Interview
Kristoffer Slotved	Konsulent på landbrugsområdet	Kommunerens Landsforening	Interview
Linda Bagge	AC-medarbejder	Miljøstyrelsen	Interview
Steffen Nielsen	Trafikplanlægger	Movia	E-mailkorrespondance
Steffen Nielsen	Trafikplanlægger	Movia	E-mailkorrespondance
Regitze Lassen	Klimakoordinator	Lolland Kommune	Telefoninterview
Anders M. Fredenslund	Civilingeniør Ph.d.	Natur- og Erhvervsstyrelsen	Interview
Jesper Jeppesen	Fabriksdirektør	Nordic Sugar	Telefoninterview
John P. Jensen	Senior Group Adviser	Nordic Sugar	E-mailkorrespondance
Kim Otto Lund Thunbo	projektleder	Nærenergi	Interview
Karina Jespersen	Klimakoordinator	Odsherred Kommune	Interview
Kjeld Larsen	Driftskoordinator	REFA	E-mailkorrespondance
Jacob Farlov	Affaldsplanlægger	Roskilde Kommune	Samtale
Ask Palsberg	Videnskabelig Ass.	RUC	Møde
Regin Gaarsmand	Videnskabelige Ass.	RUC	Møde
Tyge Kjær	Lektor/Vejleder	RUC	Vejledning
Jan Andersen	Lektor/Vejleder	RUC	Vejledning
Rikke Lybæk	Lektor	RUC	Samtale
Dan Nielsen	Maskinchef	Samsø Rederi	E-mailkorrespondance
Karsten Kolle	Klimakoordinator	Vordingborg Kommune	Telefoninterview
Liselotte Jensen	Ass. Kontorleder	Zealand Denmark	Samtale

Tabel 2: Egen udarbejdelse af liste over informanter.

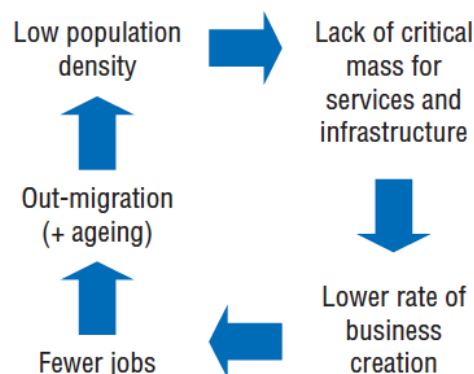
Kapitel 3

Omstilling af energisystemet som udviklingskatalysator i landdistriktskommunerne

Vi vil i dette indledende kapitel undersøge, hvilke muligheder omstillingen af energisystemer kan give til udviklingen af landdistriktskommuner. Kapitlet vil i forlængelse af nogle af de emner, som bliver diskuteret i problemfeltet, mere konkret undersøge, hvordan omstillingen af energisystemer kan have indvirkning på jobskabelse, lokal innovation, og billig energi til landdistriktskommuner.

Forbindelsen mellem omstilling af energisystemet og landdistriktsudvikling

Arbejdspladser er en afgørende faktor for robuste lokalsamfund (Bak 2006: 13-14). Mange landdistriktskommuner er i dag presset pga. stigende effektivisering og lukning i landbruget eller fraflytning af lokale industrivirksomheder. Denne udvikling har sendt en del lokalsamfund ud i en negativ spiral med yderligere fraflytning af borgere, skolelukninger, og lukninger af store industrivirksomheder (OECD 2006: 31-32) (Bak 2006: 13-14). Denne tendens er ikke unik for Danmark, men ses mange steder i landdistrikter over hele Europa, og resten af verden (OECD 2006) (3F 2015: 5-7).



Figur 9: Negativ udviklingsspiral i landdistrikter (OECD 2006: 32).

Der er således behov for at finde nye erhvervsmuligheder og forretningsmodeller, som kan skabe nye arbejdspladser, fornyet fremgang og udvikling til landdistriktskommunerne. Et område som den nytiltrådte regering (V) bl.a. har haft særligt fokus på i sin indledende regeringsperiode, hvilket planen "Vækst i hele Danmark" er et eksempel på (Regeringen 2015). Man kan dog diskutere, hvor store effekter lige netop dette initiativ reelt har givet ydre kommuner indtil videre, og dermed konstatere, at det politiske fokus er rettet mod problemstillingen.

Her kan omstillingen af energisystemer rumme et betydeligt udviklingspotentiale (Bak 2012: 31-21).

Det er i landdistriktskommunerne, at de fleste vind-, bølge-, vand-, sol- og bioressourcer findes og har det nødvendige areal, som fremadrettet skal forsyne hele Danmark med VE, hvor der lige som andre steder i landet vil være store potentialer for energieffektivisering af private og kommunale bygninger (Ibid.).

Jobskabelse og erhvervsmuligheder

En af landdistriktskommunernes store udfordringer er at skabe og tiltrække arbejdspladser og mange egnsdele oplever stor fraflytning til omkringliggende større byer, som vi har beskrevet i problemfeltet.

Investeringer i vedvarende energi kan give fornyet jobskabelse i flere sektorer (OECD 2010: 53) både ift. konstruktion og installering af et anlæg, men også permanente stillinger i den daglige drift og vedligeholdelse af fx et biogasanlæg. Jobs i denne branche har typisk også en større grundløn end gennemsnittet i landdistriktskommune (ibid.). Således vil selv få jobs i forbindelse med VE-projekter få en betydelig samfundsøkonomisk indvirkning for en landdistriktskommune.

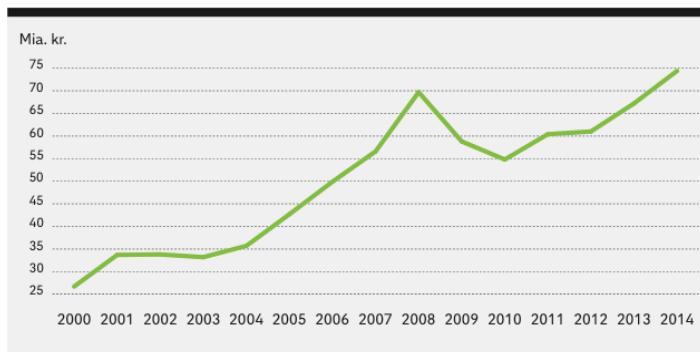
For landdistriktskommunerne vil jobskabelsen foregå i hele forsyningskæden til VE-projekter. Både som før nævnt i drift og vedligeholdelse, men samtidig, og ikke mindst, i aktiviteter i den første del af forsyningskæden som land- og skovbrug, der vil være med til, at skabe og fastholde allerede eksisterende jobs i lokalområdet (Ibid. 54). Herudover vil der også være jobs i form af transport af lokale biomasseressourcer og sikring af forsyning af energi til borgere eller virksomheder. På den måde kan VE-projekter også være med til, at understøtte det lokale landbrug og dermed sikre en bedre økonomi i landbruget (Ibid.).

Det, at VE kan skabe forsyningssikkerhed og billig energi til lokale industrivirksomheder, kan indirekte betyde, at virksomhedens konkurrencevilkår vil være bedre stillet over for et markedet, qua besparelser på energi og emissionsafgifter, der dermed vil kunne bidrage til en større chance for virksomhederne ikke går konkurs (OECD 2010: 55). Alt sammen noget der er med til at bibeholde allerede eksisterende arbejdspladser, men samtidig også er med til at skabe nye.

Innovation og læring

Innovation er en dokumenteret vækstdriver uanset branche og kan skabe øget vækst og beskæftigelse til en nation eller et regionalt område (Region Sjælland 2015: 18) (DI 2014). Den danske eksport af energiteknologier var den eksportvare, som steg mest procentmæssigt op gennem 00'erne. I 2014 var den samlede sum på 74,4 milliarder kroner, hvoraf grøn energiteknologi stod for 43,6 milliarder (DI 2014: 2).

Danmarks eksport af energiteknologi



Figur 10: Det samlede eksport af energiteknologier i Danmark (DI 2014: 1).

Samtidig var Danmark det eneste land i EU28, som eksporterede flere grønne energiteknologier end øvrige energiteknologier (ibid.). Alene fra 2013 til 2014 steg eksport af energiteknologier 10,4 procent. Denne vækst er ikke opstået af sig selv, men har krævet store investeringer i udvikling af ny energiteknologi igennem mange år. Fremadrettet vil der stadig skulle investeres i grønne energiløsninger, hvis vi skal være frontløbere ift., især vores nærmarked (ibid. 5). Her kan især innovative løsninger og demonstrationsprojekter i forbindelse med store bygge- og anlægsprojekter være en stor lokaldriver.

Danmark har mange biomasseressourcer samt megen forsknings- og innovationskapacitet gennem vores universiteter til at bibeholde os som en global frontløber inden for den biobaserede økonomi, ligesom vi fx har været i produktionen af vindmøller (OECD 2010: 60). Det kræver dog den rette kombination af politiske top-down og bottom-up initiativer til at fremme innovation og entreprenørskab på det lokale niveau. Her vil kommunerne og regionerne kunne spille en betydelig rolle som innovationsdrivere og facilitatore ift. opbygning af partnerskaber, fundraising og udvikling af nye energiprojekter (Region Sjælland 2015: 18).

Det, at kommunen har en relation i lokalsamfundet og har taget sig tid til at tale sammen er afgørende, hvis man vil rykke hurtigt på nye muligheder og ideer (Hansen 2015). Pilotprojekter, demonstrationsprojekter, eksperimenter, triple-helix samarbejde, og "learning by doing" er afgørende i opbygning af know-how og erfaringer hos og mellem de centrale aktører. Således kan myndigheder sikre, at know-how og de gode ideer bliver plantet i lokalsamfundet og skaber vækst og beskæftigelse.

I forhold til overstående har man eksempelvis i Region Sjælland siden 2014 undersøgt regionens potentiale inden for bioøkonomi, hvor man vil komme med en vurdering af, hvilke aktiviteter der vil være bæredygtige at gå videre med (Region Sjælland 2015). Resultaterne vil ende ud i konkrete projektansøgninger i løbet af 2016, som kan fremme den regionale bioøkonomi (ibid.). Generelt adskiller biomasseprojekter sig fra andre vedvarende energiprojekter ved at være afhængig af en dyrkning af ressourcer, som ikke bliver leveret gratis af naturen, som fx sol og vind gør. Dette kræver et større samspil mellem flere aktører, som skal afsætte, producere og aftage fra biomasseanlæggene (OECD 2010: 52).

Disse type projekter bliver ofte udviklet og demonstreret i landdistriktsområder, da ressourcerne her er tilgængelige, og det er hermed også der, at de nye innovative løsninger skal findes og erfares (OECD 2010: 59). Dvs. at samarbejdet og netværket foregår i lokalområdet og nødvendiggør rammer, hvor disse innovative løsninger kan forekomme.

Erfaringsdelen er en kompleks aktivitet, som kan kræve, at flere aktører skal samarbejde på tværs af faggrupper (ibid.). Her vil myndigheder både statsligt og kommunalt have en central rolle i at sikre de nødvendige juridiske og planlægningsmæssige rammer, der fremmer udvikling og investeringer i vedvarende energi. Det kan fx være afgifter på emissioner, som forhøjer den relative pris på fossilbrændsel eller mere direkte værktøjer, som at sørger for, at de rette kompetencer samt den rette viden er til rådighed (ibid.).

Billig energi med høj forsyningssikkerhed

Udover ny beskæftigelse i forbindelse med nye innovative projekter, rummer omstillingen af energisystemer også muligheden for at forsyne lokale borgere og industrivirksomheder med billig energi, fx gennem omstilling væk fra dyr el-opvarmning, eller virksomheder der sparer emissionsafgifter ved brug af fossile brændsler (OECD 2010: 65). Heri ligger især også muligheden for bedre energieffektivisering og at forbedre isoleringen i husstandende, som kan få reduceret udgifterne til elektricitet og varme.

Lokalt produceret VE vil typisk også give en mindre fluktuerende pris og sikre, at et lokalområde ikke er afhængig af importeret energi fra andre egne (OECD 2010: 64). Tilgængeligheden af billig og pålidelig energi kan også medføre økonomisk udvikling i form af nye produktionsvirksomheder, som fx har et høj forbrug af kraftvarme (ibid.). Ved at placere deres virksomhed i et område med lave energipriser, kan de mindske deres udgifter og dermed deres produktionsomkostninger. VE kan altså dermed være med til at løfte lokalsamfundet via jobskabelse, fastholdelse af jobs gennem en forsyning af billig og pålidelig energi.

Kapitel 4

Introduktion til biogasproduktion

Vi vil i dette afsnit give en introduktion til biogasproduktion i Danmark, herunder de grundlæggende tekniske- og naturvidenskabelige principper bag teknologien samt give en introduktion til planlægningen af et biogasanlæg. Afsnittet vil således danne grundlaget for den følgende pre-feasibility analyse, der vil blive redegjort for i kapitel 5.

Indledning: Status for biogasproduktion i Danmark

Resultatet af oliekrisen i starten 1970'erne gjorde, at Danmark og resten af verden begyndte at eksperimentere med alternative måder at producere energi på (Johansen 1987: 155). På daværende tidspunkt var afhængigheden af fossile brændsler i Danmark tæt på 100 procent, hvoraf 90 procent blev importeret, hvilket gjorde forsyningssikkerheden meget usikker (Johansen 1987: 169). Det er også i årene efter denne periode, at de første gårdsbiogasanlæg bliver etableret i Danmark og rundt omkring i verden. I starten dog uden synderlig stor succes, hverken økonomisk, i og med at anlæggene lukkede på skift, eller teknologisk, da anlæggene ikke var teknologisk modne, hvilket resulterede i en dårlig gasproduktion (Tafdrup 2015).

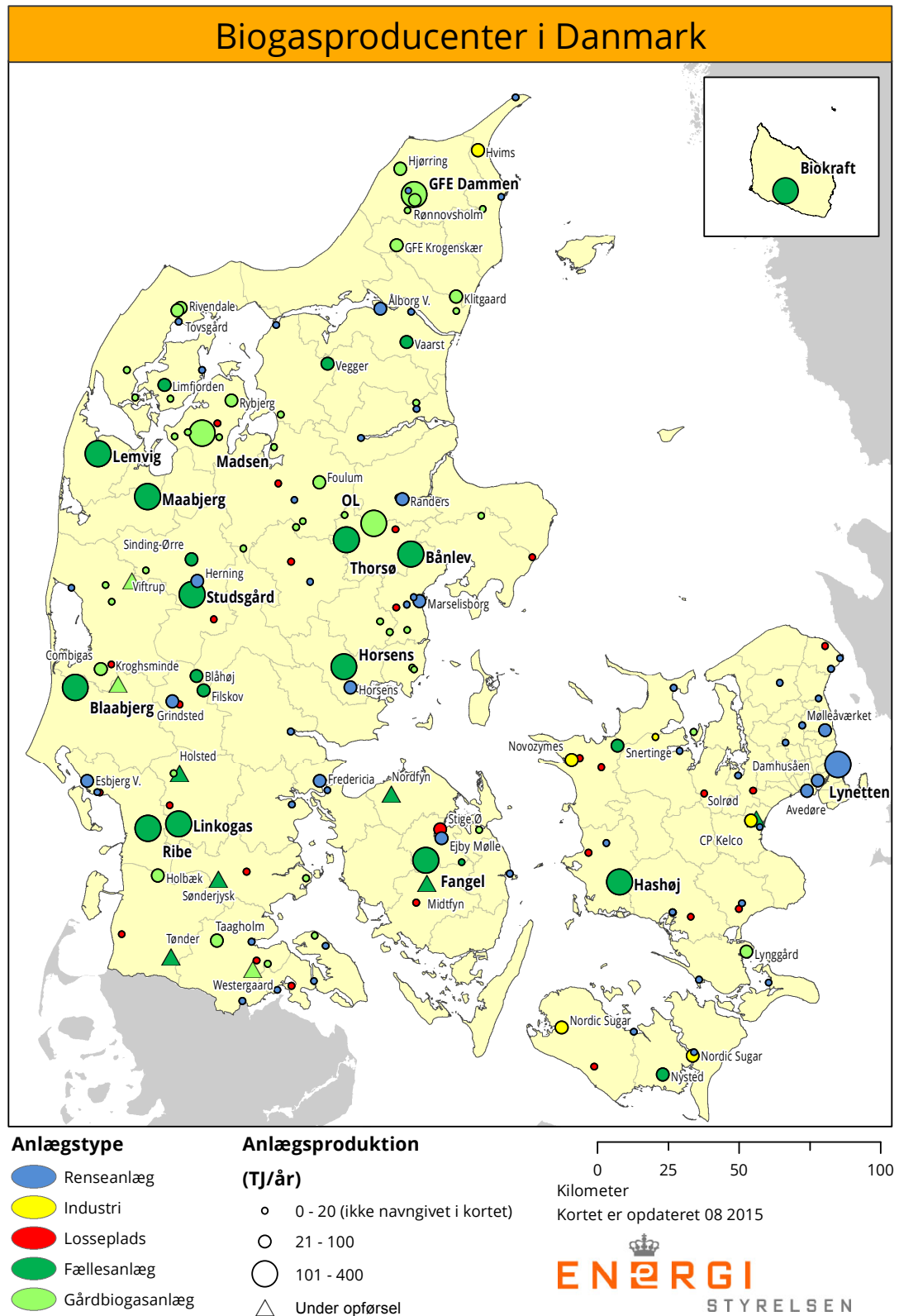
Da olieprisen igen begyndte at falde i midt 1980'erne forsvandt incitamentet i store dele af verden for at udvikle og forbedre biogasanlæggene yderligere (ibid.). Dog ikke i Danmark hvor afgifter på fossile brændsler var med til at holde energipriserne oppe, og en ny politisk diskurs bredte sig om at lave en plan mod vandforurening (Miljøstyrelsen 1985).

For det danske landbrug medførte disse politiske diskussioner en regulering af behandlingen for husdyrgødning, den såkaldte NPO-handlingsplan⁴, som trådte i kraft i 1986. En forløber for vandmiljøplan 1, som trådte i kraft året efter. Kravene i NPO-planen var blandt andet, at husdyrbrug skulle have seks måneders opbevaringskapacitet til gødningen, husdyrgødningen måtte kun bringes ud på bestemte årstider - hvor den effektivt kunne udnyttes af afgrøderne -, og at antallet af husdyr skulle stå i et rimeligt forhold til jordarealet, det såkaldte harmonikrav (Miljøstyrelsen 1985). Dermed bevarede man i Danmark et marked, hvor det stadig var muligt at udvikle og forfine biogasteknologien. De første fælles demonstrationsanlæg blev etableret i denne periode og op i gennem 1990'erne (Tafrup 2015).

Langsomt begyndte aktører i landbruget også at blive opmærksomme på de fordele, der er ved at behandle deres gylle på et biogasanlæg dog uden noget klart billede af biogasproduktion, som en industri i fremgang. Der var først i 2009, hvor den daværende VK-regering udarbejdede en strategi kaldet "Grøn vækst", at der for alvor skete noget igen. I "Grøn vækst strategien" var en af hovedmålsætningerne, at halvdelen af husdyrsgødningen i Danmark skulle udnyttes til grøn energi inden 2020 (Regeringen 2009). Dette er første gang, at der bliver sat politiske målsætninger for udvikling af biogasanlæg i Danmark. Dette ambitiøse mål blev fulgt op af den efterfølgende SRSF-regering samt forligspartierne gennem energiaftalen fra marts 2012. Her blev det besluttet at øge biogasproduktionen yderligere frem mod 2020 til 20 PJ, hvilket svarer til halvdelen af gyllen fra de danske landbrug (EA energy 2014: 5). Denne politiske opbakning har selvfølgelig bidraget til en fortsat udbygning af biogasanlæg og giver også biogasindustrien et mere sikkert investeringsgrundlag, samtidig med de forskellige tilskudsordninger som fx gives hvis gassen udnyttes til el-produktion (Energistyrelsen 2013).

EU har også i længere tid haft fokus på udvikling og etablering af biogasanlæg i medlemslandene, hvor der allerede i dag er 7.700 anlæg med en produktionskapacitet på 3.500 MWh om året (Lybæk 2014: 25). Den europæiske kommission har til og med fornyligt, i arbejdsprogrammet for Horizon2020, afsat 750 millioner euro til projekter, der fremmer klima- og bioøkonomi - herunder også udviklingen af biogasanlæg (UFM 2015). Endvidere har biogasproduktion også være et centralt element i flere af de 14 partnerskabsprojekter om strategisk energiplanlægning i kommunerne, som der også blev afsat midler til i forbindelse med energiforliget i 2012 (Kl.dk). Man har fx i projektet "Et energisk Nordjylland" udpeget 12 mulige steder i regionen, hvor det vil være rentabelt at placere et biogasanlæg (SEPNord 2015).

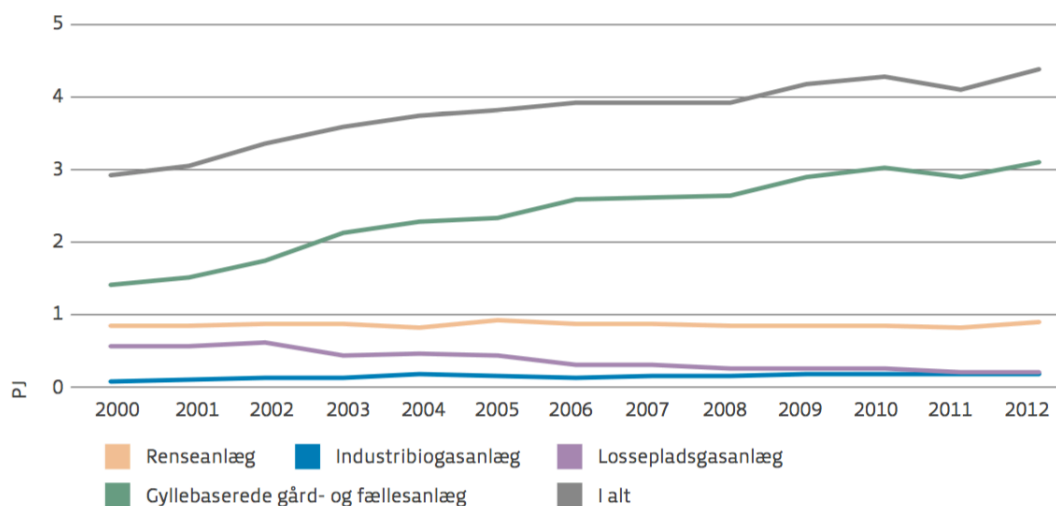
⁴ N(kvælstof), P(Fosfor), O (organisk stof). NPO-handlingsplanen var en handlingsplan imod vandforurening, som trådte i kraft i 1986, som omfatter både spildevand fra boliger, industri og dambrug samt forurening fra landbruget, der for første gang kom til at yde en indsats, der stod mål med dets bidrag til forureningen af vandmiljøet.



Figur 11: Kort over samtlige biogasproducenter i Danmark (Energistyrelsen.dk 2016).

Ligeledes har man også undersøgt mulige placeringer i forbindelse med projekterne Energiplan Fyn og STEPS (Bioenergi Sjælland). Danmark har produceret biogas til energiformål i mange årtier men er langt fra at udfylde det fulde potentiale, som ifølge beregninger fra Energistyrelsens biogas taskforce er på 40 PJ årligt kontra de 5,5 PJ, biogasproduktionen står for i dag (Energistyrelsen 2015). Som kortet ganske tydeligt illustrerer, er udbredelse af biogasanlæg størst i de vestlige egne af Danmark, mens der er færre i Østdanmark. I år 2012 blev ca. syv procent af dansk gylle, eller 2,5 millioner tons, brugt i biogasanlæg rundt om i Danmark (EA energy 2014: 5). (Lybæk 2012).

Produktionen foregår i 21 fælles gylle-baserede biogasanlæg, 46 mindre gårdsbiogasanlæg, 57 spildevandsrensningsanlæg, 5 industrianlæg og 25 deponeringsanlæg. Mange af de eksisterende anlæg blev etableret før år 2000. Fra 2000 til 2012 blev der etableret et par fælles biogasanlæg og flere gård-størrelse biogasanlæg (EA energy 2014: 5) (ENS biotask 2014).



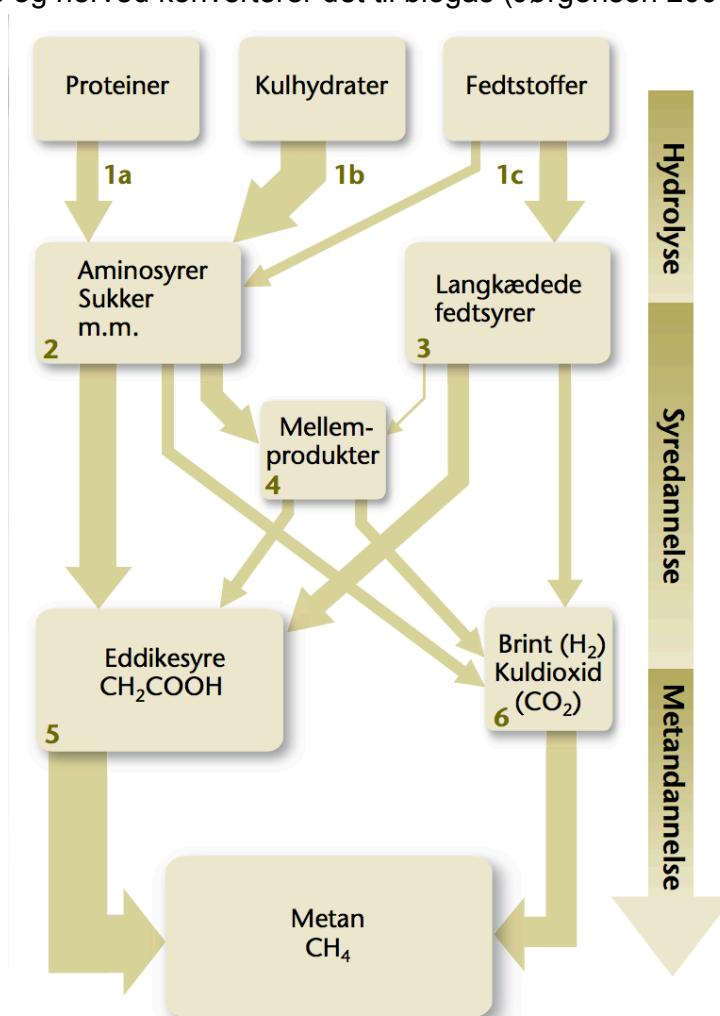
Figur 12: Den danske biogasproduktion fordelt på anlægstype (ENS Biotask 2014: 13).

Som grafen ovenfor viser, har biogasproduktionen været langsomt stigende det seneste årti. Stigningen skyldes hovedsagligt de nye gyllebaserede fællesanlæg, som det senest årti har fordoblet sin energiproduktion. Der er dog stadig langt op til målsætningen om en biogasproduktion på 20 PJ i 2020 (ENS biotask 2014) (Ea energy 2014: 5).

Biogasprocessen

Biogas består hovedsageligt af metan (CH_4) (50-70%) og kuldioxid (CO_2) (30-50%), der dannes af organisk masse ved en bakteriel anaerob nedbrydningsproces – altså ved fraværet af ilt. Metanen har her en øvre brændværdi på ca. $37,8 \text{ Nm}^3$ og CO_2 ingen, hvilket gør, at biogas vil have en øvre brændværdi på mellem $19\text{-}26 \text{ Nm}^3$ (Jørgensen 2009: 8) (Wellinger et al 2013: 104).

Gasdannelsen er en naturlig proces, der også finder sted i fx sumpe, moser og rismarker. Processen er relativt kompliceret og sker ved, at forskellige bakterieregrupper i et samspil med hinanden nedbryder det organiske materiale og herved konverterer det til biogas (Jørgensen 2009: 8).



Figur 7. Den anaerobe nedbrydning af organisk stof består af tre hovedprocesser. A. Hydrolyse (1a, 1b, 1c). B. Syredannelse, også kaldet 'gæring' eller 'fermentation' (2, 3, 4). C. Metandannelse (5, 6).

Figur 13 Hovedprocesser i den anaerobe nedbrygning af organisk stof (Jørgensen 2009: 8).

Grunden, til at biogasproduktionen sker anaerobt, er, at energiudbyttet herved er meget højere, end hvis der var ilt tilstede. Det er således vigtigt, at reaktortanken (også kaldet rådnetanken og digesteren) er hel tæt (Jørgensen 2009: 8) (Wellinger et al 2013: 104). Den anaerobe nedbrydning, hvorved biogassen dannes, opdeles ofte i tre hovedfaser. A) Hydrolyse, B) Syredannelse og C) Metandannelse (Ibid.).

A) I den indledende *hydrolysefase* nedbrydes højmolekylære (Proteiner, kulhydrater og fedtstoffer) stoffer i det organiske materiale til monomer - anaerobe bakteriegrupper. Simple sukkerstoffer, proteiner og stivelse nedbrydes her nemt, mens andre stoffer som fx lignin slet ikke kan nedbrydes. Cellulose og hemicellulose, der er pakket ind i lignin i plantevævet, bliver således heller ikke nedbrudt, hvilket betyder, at det normalt kun er mellem 30-60% af husdyrgødningen, der bliver fuldt nedbrudt til metan (CH_4) og kuldioxid (CO_2) i processen (Ibid.).

B) Det andet trin er *syredannelsesfasen* (også kaldet forgæring), hvor der sker en nedbrydning af 50% af monomerne (glukose, aminosyrer og xylose) og de langkædede fedtsyrer. Ved nedbrydningen bliver 20% af monomerne til kuldioxid (CO_2) og brint (H), og de resterende 30% bliver til eddikesyrer og andre kortkædede fedtsyrer (Volatile fatty acids) (ibid.).

Hvis der er en ubalance i stofferne i biomassen, kan det her betyde, at der sker en ophobning af 'volatile fatty acids', hvilket kan betyde, at processen forsures (Ibid.). Det er således vigtigt, at der er en fin balance mellem de forskellige typer biomasser, der kommer i biogasanlægget (Hansen 2014: 32) (Jørgsen 2009: 8-10).

C) Det tredje og sidste trin er *metandannelsesprocessen*, hvor brinten og eddikesyrerne nedbrydes til metan af forskellige bakteriegrupper.

Biogasproduktion foregår i et kompleks samspil mellem forskellige faktorer. For at sikre en så optimal biogasproduktion som muligt er der forskellige parametre, man kan justerer, hvilket bl.a. gælder: temperatur, udrådningstid, C/N-forhold, findeling og tørstofindhold (Jørgsen 2009: 9-12).

Biogaspotentialer i forskellige råvarer

Forskellige biomassetyper har forskellige gaspotentiale, tørstof og markedspris. Det er her vigtigt at få et optimalt forhold mellem disse tre faktorer, når man skal udvælge hvilke biomasser, der skal anvendes i biogasanlægget ((EA 2014) (Jørgensen 2009).

Gasproduktion per ton	Nm ³ CH ₄ /ton	Nm ³ CH ₄ /kg VS	TS-indhold	VS/TS
Gylle	12,2	239	6%	80
Dybstrøelse	55,8	246	28%	80
Fast staldgødning	43,8	250	22%	80
Ajle	4,5	250	2%	80
Halm*	222,1	275	85%	95
Efterafgrøder	24,6	273	10%	90
Naturarealer	143,5	277	58%	90
Randzoner	59,5	265	25%	90
Grøftekanter	55,2	245	25%	90
Have-parkaffald	47,3	175	30%	90
Akvatiske biomasser	25,0	185	15%	90
Husholdningsaffald	94,9	375	28%	90
Organisk industriaffald*	120,7	320	42%	90
Energimajs	100,0	351	30%	95
Energiroer	75,6	398	20%	95
Kløvergræs	40,6	301	15%	90
Roetopensilage	33,8	300	13%	90

Tabel 3: Biogaspotentiale og tørstofmængde i forskellige typer biomasse (EA 2014: 46).

På ovenstående figur ses gaspotentialet i Nm³ pr. ton af de forskellige biomasser, der oftest anvendes i biogasanlæg. Her beskriver TS⁵ (Total solids contents) tørstofindholdet af biomassen og VS⁶ (Volatile solids content) glødetabet (organisk stofindhold/inddampningsrest) i biomassen. Endvidere er vigtige parametre for valget af biomasser også: transportomkostninger, forbehandlingsomkostninger og muligheder for afsætning af den afgassede biomasse (EA 2014) (ENS TK 2012: 208).

Gylle

Det estimeres, at der årligt bliver produceret 35,9 mio. ton gylle i de danske stalde. Som tidligere omtalt bliver omkring syv procent af den danske gylle i dag afgasset i biogasanlæg, og målsætningen er, at 50% af gyllen skal anvendes til energiproduktion i 2020. Der er således stadig et stort uudnyttet potentiale. Normalt låner biogasanlægget gyllen af landmændene, og gyllen er således gratis bortset fra transportomkostningerne. Ifølge teknologikataloget er prisen for transport af gylle ml. 12 og 18 kr. pr. ton (ENS TK 2012: 208). I praksis vil prisen dog variere en smule afhængigt af de præcise afstande til og fra biogasanlægget (Birkmose 2013: 4,17-18) (EA 2014: 47).

⁵ Tørstofindhold er den del af det organisk materiale, der er tilbage efter det er blevet tørret i 20 timer ved 105°C: (Vægt; Tørret ved 105°C)/(Vægt; våd)*100 = TS (%) (Biology 2016).

⁶ Glødetab er den del af det organisk materiale der er forbrændt ved en temperatur på 500°C inden for 2 timer: ((Vægt; tørret ved 105°C - vægt; tørret ved 550°C)/(vægt; tørret ved 105°C))*100 = VS (% of TS) (Biology 2016).

Halm

Det vurderes, at der i dag er 2,1 millioner ton halm, der ikke bjerger, og denne ressource udgør således et stort potentiale i den kommende bioøkonomi, herunder også til biogasproduktion, da halm har et højt gaspotentiale (Kjær et al 2015: 11-12). Før man kan anvende halmen i biogasproduktionen, er det dog nødvendigt med en findeling, da halm indeholder store mængder lignin, men også for at gøre den pumpebar. I dag er der derfor kun ganske få biogasanlæg, hvor man anvender halm. Den største barrierer for anvendelse af halm i biogasanlæg er prisen. De store fjernvarmeselskaber betaler i gennemsnit 550 kr. per ton halm (EA 2014: 47), hvilket er en høj pris for biogasanlæggene at konkurrere med. For at tingene kan hænge sammen, skal halmen derfor være så billig som muligt. I Birkemose et al. vurderes det, at en pris op til 350 kr. per ton halm vil være interessant for nogle biogasanlæg, og at det ikke er en urealistisk pris de steder, hvor der ikke er så hård konkurrence. En fordel med bioforgasning af halm er også, at fosfor, kulstof og kvælstof recirkuleres til landbrugsarealerne i modsætning til forbrænding (Birkemose 2013: 21) (Biopress 2012: 12) (Wenzel 2015) (Kaspersen 2014:4).

Organisk industriaffald

Organisk erhvervsaffald bliver også anvendt i biogasanlæg i Danmark. Dette kan bl.a. optræde i form af fødevareraffald fra fx slagterier, fiskeri- og fødevarerindustrien. Det organiske erhvervsaffald er ofte med til at skabe en bedre økonomi, da anlæggene oftest bliver betalt for at aftage og behandle det, samtidigt med at det har et forholdsvis højt gaspotentiale pga. et højt tørstof- og fedtindhold, som kan 'booste' biogasprocessen. Det meste af det organisk industriaffald, som kan anvendes i biogasanlæg, bliver dog allerede anvendt. På Nysted biogasanlæg importerer man således fiskeriaffald helt fra Norge. Prisen for organisk erhvervsaffald ligger i gennemsnit på 300 kr. pr. ton, hvilket er en høj pris, men stadig billigere end fx halm (EA 2014: 47).

Organisk husholdningsaffald

Den organiske fraktion af husholdningsaffald kan også anvendes til biogasproduktion. Netop denne organiske fraktion af husholdningsaffald kan, pga. sin vægt, blive central i en opfyldelse af ressourcestrategiens målsætning om 50 procent genanvendelse af husholdningsaffaldet i 2021. Udfordringen er dog at minimere mængden af fejlsortering, i forbindelse med kildesorteringen, så mængden af reject, der skal sendes til forbrænding reduceres. Mejeribranchens kvalitetsprogram (Arla-gården) kan også være en udfordring, da det betyder, at kvægbønder ikke kan modtage afgasset biomasse, hvor der indgår organisk husholdningsaffald (EA 2014) (Regering 2013) (Nielsen & Hansen 2015).

Energiafgrøder

Energiafgrøder er også mulige at anvende som biomasse. Her er restprodukter som roe- og kartoffeltoppe interessante, da de er restprodukter, og således ikke fortrænger fødevarer. Kravet til afgrøderne er dog, at der ikke må være et for højt indhold af lignin⁷. Afgrøderne kan anvendes direkte eller i form af ensilage⁸, hvilket muliggøre et evt. sæsonlager. Prisen på energimajs og energiroer ligger i gennemsnit på 260-275 kr. per ton, hvilket gør det til eftertragtede fraktioner også pga. det forholdsvis lave tørstofindhold (Ibid.) (EA 2014: 47).

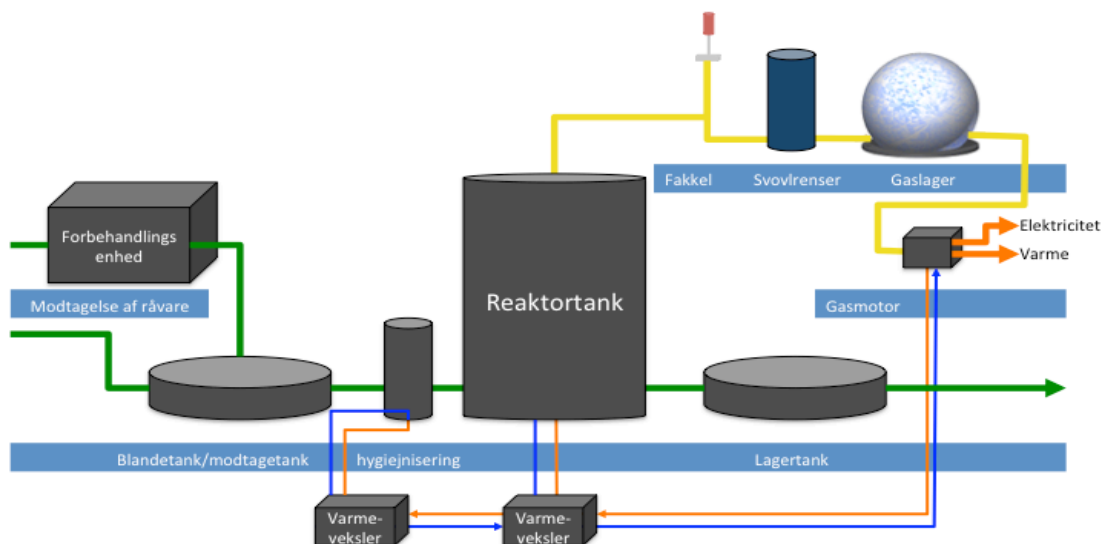
⁷ Det produkt der beskytter planter og træer, og giver dem stivelse.

Hvordan fungere et biogasanlæg?

Der findes flere forskellige typer af anlæg til produktion af biogas, her kan nævnes DBR (Dry batch reactor⁹) og CSTR (Continuously Stirred Tank Reactor). Dog anvendes i Danmark primært fuldt omrørte CSTR-anlæg både i forbindelse med gård-, industri-, spildvands- og fællesanlæg (Jørgensen 2009). CSTR-anlægget kan behandle biomasser, hvis sammensætning har et forholdsvist højt tørstofindhold¹⁰.

I et biogasanlæg skal tørstofindholdet ned på mellem 8-10 procent, som vi også tidligere har været inde på, da man skal kunne pumpe materialet. Dog kan et lidt højere niveau tolereres, hvis biomassen tilføres direkte. Fælles for de fleste anlæg er, at biomassen skal omrøres for at undgå dannelse af et uigennemtrængeligt svømmelag (Jørgensen & Rasmussen 2009).

Generelt er det vigtigt, at biomassen tilføres anlægget så jævnt som muligt, og at sammensætningen er så ensartet som muligt. Det er pga. gylle oftest indgår i biogasproduktion, hvor ammoniakindholdet er højt, hvilket hæmmer (ikke dræber) den vigtige bakterieflora. Såfremt at man tilfører kontinuerlige mængder af lignende sammensætning, vil bakterierne kunne vænnes til et højere niveau af ammoniak (Ibid., 13).



Figur 14: Flowdiagram over biogasanlæg (Kjær et al. 2015: 16)

⁹ Som Biovæksts Aikan teknologien bygger på (Solum 2012).

¹⁰ Tørstof er en betegnelse for et produkt minus dets vandindholdet. Grunden til at man opgør produkter i tørstof, er pga. at alle næringsstoffer, energi og andre indholdsstoffer er bundet heri (Jørgsen 2009).

Fortank

Fortankene vil normalt være opdelt til de forskellige typer biomasse, der indgår. Formålet med fortankene er at have et buffer-lager af biomasse til eks. weekender. For at biomassen, der tilføres anlægget, bliver så ensartet som muligt, blandes biomassen i fortankene. Fortankene fraskiller i øvrigt betydelige mængder lugtstoffer. Fra fortankene pumpes biomassen videre ind i reaktortanken. Denne pumpe er ofte forsynet med en macerator, der findeler biomassen (Ibid., 16).

Reaktortank

Reaktortanken er en isoleret bygning, der er opført i beton eller jern, hvor der er en plasticmembran på indersiden for at gøre bygningen gastæt. Varmen i tanken kan tilføres enten igennem varmespiraler internt i reaktoren eller tilføres uden for tanken via en varmeveksler. Reaktortanken er forsynet med en omrører for at forhindre svømmelag. I toppen af tanken udtages den producerede gas. Typisk dimensioneres reaktortanke således, at de har en størrelse på 15-20 gange størrelsen af den daglige tilførte mængde af biomasse ved en mesofil proces og 10-20 gange ved en termofil proces. Den udrådnede biomasse flyttes herefter til en efterlagertank, der fungerer som buffer, inden massen kan køres væk og anvendes som gødning og jordforberedelse på landbrugsarealer (Ibid.).

Efterlagertank

Efterlagertanken er som regel overdækket for at undgå regnvandstilførsel, samt fordampning af ammoniak. Desuden kan man, hvis opholdstiden for biomassen er lang nok, udvinde biogas i efterlagertanken og anvende den. Den producerede biogas i reaktortanken, og i nogle tilfælde efterlagertanken, opsamles og renses for vanddampe og evt. svovlbrinte (H_2S), alt efter til hvilke formål gassen skal anvendes (Ibid.).

Gaslager

Yderligere er de fleste anlæg udstyret med et gaslager for at udjævne gasproduktionen. Lageret kan have en størrelse på få timer og op til et døgn's produktion. Da biogas fylder meget, kan det sjældent betale sig at lave for store gaslagere. Herfra kan gassen enten anvendes til kraftvarme, opgraderes til naturgas eller anvendes til et andet formål, som vi vil komme ind på i det følgende (Ibid., 17).

Indpasning af biogas i energisystemet

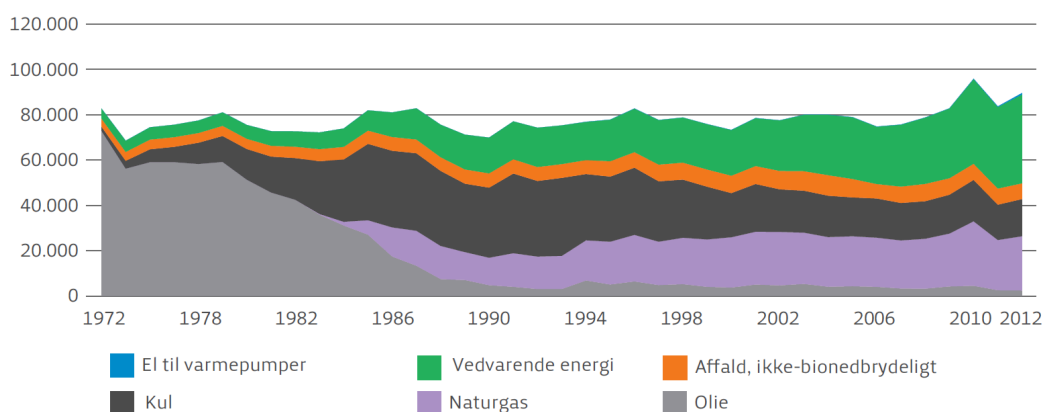
I dette afsnit vil vi give en introduktion til biogassens nuværende og fremtidige rolle i det danske energisystem.

Energisystemet i Danmark

Det danske energisystem har udviklet sig fra at være kendetegnet ved energiproduktion på få store centrale kraftvarmeanlæg til i dag at være kendetegnet ved en mere decentral struktur. Indpasningen af biogas i energisystemet afhænger først og fremmest af lokale forhold. Herunder muligheder for afsætning af varme eksisterende varmeområder og afstanden til naturgasnettet. En strategisk planlægning af biogasanlæg kræver et indgående kendskab til det energisystem samt et indgående kendskab udviklingen af energisystemet fremadrettet (ENS A 2014) (Jørgensen & Rasmusen 2009).

Fjernvarmesystemet

Den danske fjernvarmesektor forsyner 63% af alle danske husstande med fjernvarme (EFKM 2015). Udbygningen af det danske fjernvarmesystem skal ses i lyset af varmforsyningsloven fra 1979, som udbredte fjernvarme op gennem 80'erne og 90'erne. Loven blev et afsæt for at udvikle mere miljøvenlig varmforsyninger og dermed mindske afhængigheden af olie samt sætte fokus på fordelene ved at samproducere el og varme (ibid.). Nedstående graf viser udviklingen i brændselsanvendelse i den danske fjernvarmesektor. Her ses det tydeligt, at sektoren stadig er præget af fossile brændsler, og at det vil kræve store tiltag af gøre systemet 100% vedvarende inden år 2035 (ENS A 2014).



Figur 3. Brændsler til fjernvarmeproduktion – 1972–2011 (PJ). Kilde: Energistyrelsens energistatistik.

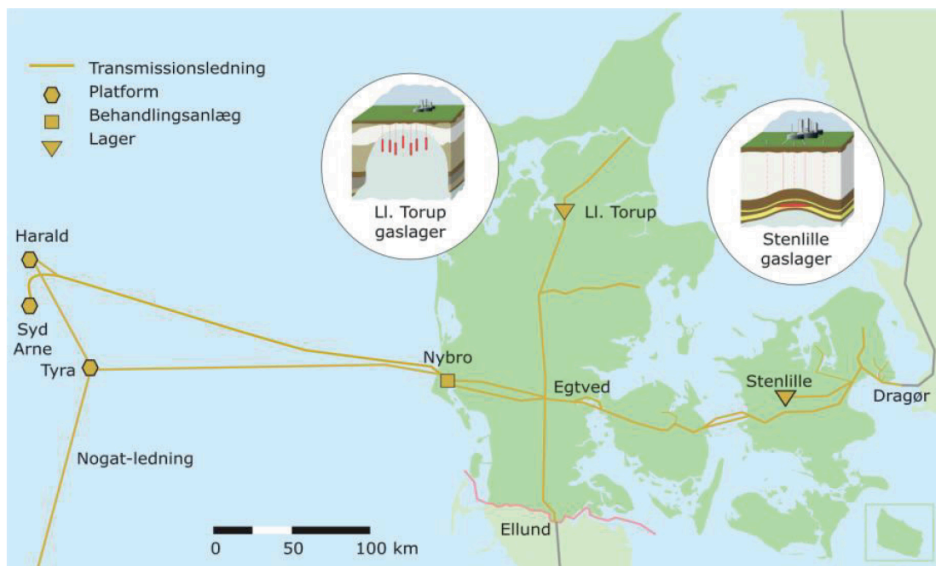
Figur 16 Udviklingen i brugen af brændsel til fjernvarmeproduktion 1972-2012 (ENS A 2014).

Dog viser grafen også den store udvikling, der har været siden start 80'erne i at fremme mere vedvarende energi i fjernvarmesektoren (Ibid.).

Meget er sket siden den oprindelige varmeforsyningslov fra 1979, herunder liberaliseringen af energiområdet, bedre isolerede fjernvarmerør, større kundegrundlag grundet den kommunale varmeplanlægning og tilslutningspligt, for bare at nævne nogle af de modifikationer, fjernvarmesystemet har gennemgået. Udvidelse af fjernvarmeområdet fremadrettet vil også få en central betydning for biogasproduktionen for at opnå synergi og effektiv udnyttelse af teknologien (Ibid.).

Naturgasmarkedet

Det danske naturgasnet har også været under udvikling siden start 70'erne og er hovedsageligt blevet forsynet ude fra Nordsøen, men der er også blevet importeret fra nettet i Tyskland (ENS D 2014). Nettet bliver lige nu forsynet fra felterne Harald, Syd Arne og Tyra ude i Nordsøen.

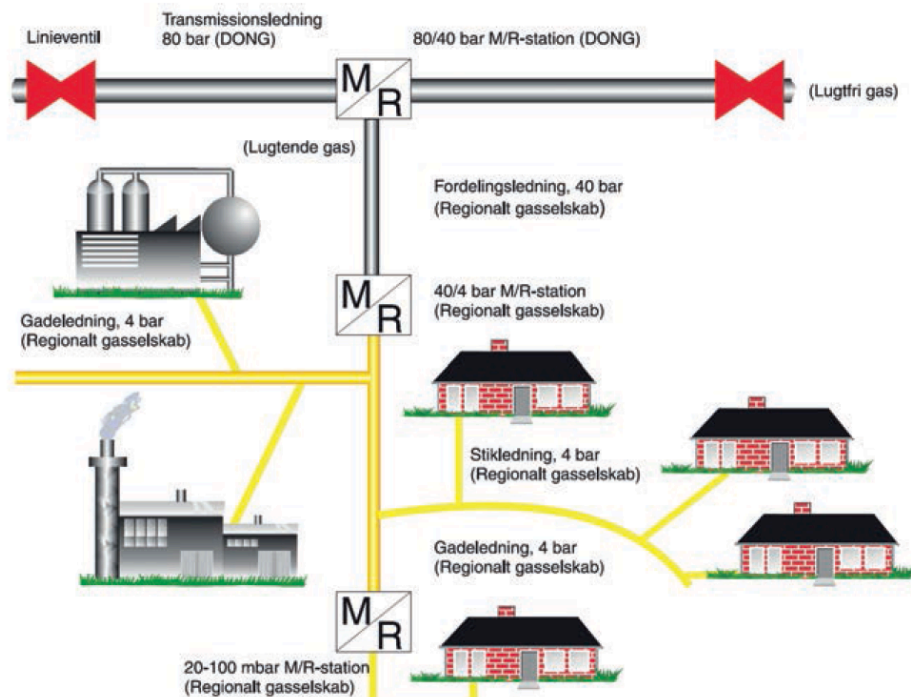


Figur 33. Det danske gastransportsystem

Figur 17: Udviklingen i brugen af brændsel til fjernvarmeproduktion 1972-2012 (ENS D 2014).

Gassen bliver gennem DONG's transmissionsrør ført ind til land nord fra Esbjerg og derfra distribueret ud til forbrugerne eller til et af de to gaslagre i Stenlille eller Lille Torup. Gaslagrene bliver typisk fyldt op i sommermånederne, hvor forbruget er lavt (ibid. 75). Fra feltet Tyra eksporteres noget af gassen også til Holland gennem Nogat-ledningen. Det er Energinet.dk som ejer og driver de danske transmissionsledninger på land, og fordeler gassen ud til forbrugerne (ibid.).

Naturgassen kommer typisk op med tryk på over 100 bar og bliver distribueret af store hovedledninger med tryk på over 50 bar og helt op til 80 bar rundt i Danmark. Herfra går gassen ud i mindre regionale rør med et tryk på 40 bar, hvor der også bliver tilføjet en lugt til gassen for derefter at blive ført ud til forbrugerne i selve stikledningerne, som har et tryk på 4 bar.

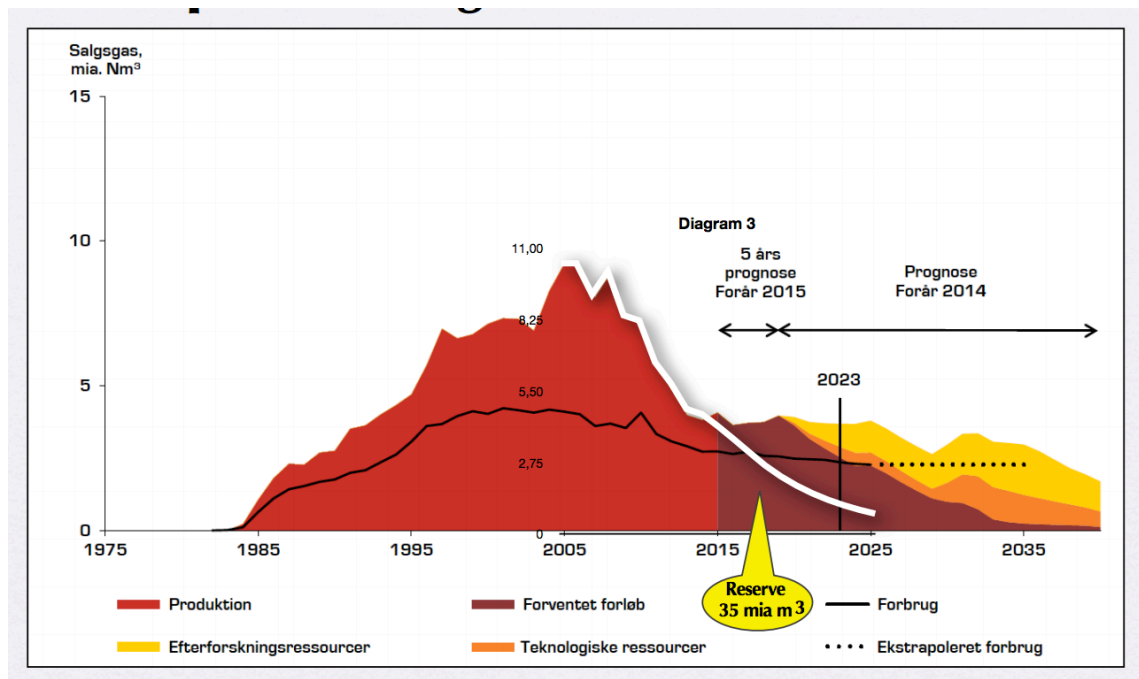


Figur 35. Fordeling af gas fra transmissionssystem til forbruger

Figur 18: Infrastruktur til transmission af naturgas (ENS D 2014: 75)

Naturgassen løber mod lavtryk, som er ude hos slutforbrugerne. Det betyder også, at naturgassen ikke kan løbe den anden vej, når den først er nået ud i sidste led af kæden (ibid. 79).

I takt med, at naturgasproduktionen og naturgasreserverne ude i Nordsøen bliver mindre, har Energinet.dk anlagt nye rør til Tyskland, der muliggør større import (Energinet 2014 9). Man forventer dog, at naturgasforbruget bliver mindre og klinger helt ud inden for de næste 30 år (ENS D 2015).



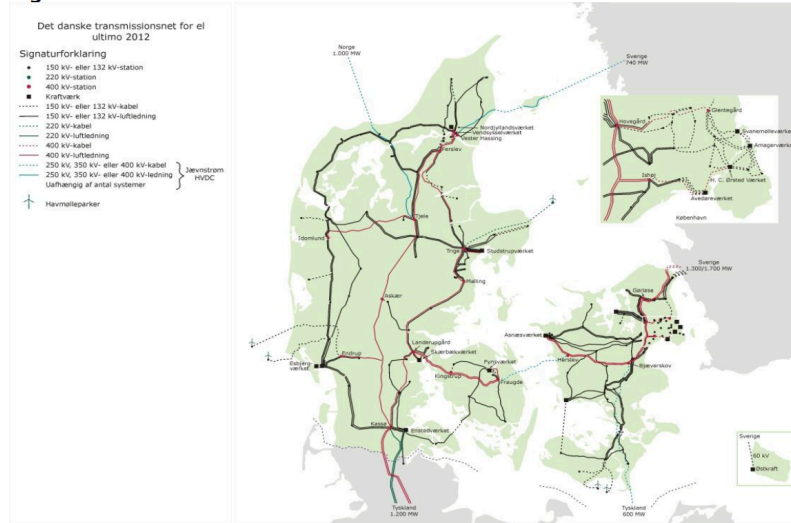
Figur 19: Fremskrivning af udviklingen af naturgasproduktion i Nordsøen og det samlede danske forbrug (Kjær 2015, slide 4).

Derfor vil biogas også få en central rolle i fremtiden, hvor naturgassen vil blive en mindre og mindre spiller i den danske energiproduktion. Allerede fra 2023 vil produktionen af naturgas være mindre end forbruget i Danmark og giver dermed produktionen af biogas gode afsætningsmuligheder i et marked, hvor efterspørgslen vil stige. Man kan dog diskutere om biogassen skal og kan gå ind og erstatte naturgassen i naturgasnettet, eller om den skal distribueres på anden vis (Ibid.).

EL-nettet

Det danske transmissionsnet leverer el til fem millioner virksomheder og husstande rundt omkring i Danmark. Der er en høj forsyningssikkerhed i forhold til vores nabolande grundet, at mange af distributionsledninger er gravet ned, og dermed er robuste over for voldsomt vejr (Energinet.dk: 2014).

Energiaftalen fra 2012 har som mål, at halvdelen af den danske el skal komme fra vedvarende energikilder i 2020. I perioden 2013-2014 kom 39,7 procent af det danske elforbrug fra vindkraft, og 1,8 procent kom fra solceller (ibid. 7). Dermed er der et stykke til at indfri 50 procent-målet i 2020. Men med opførelse af nye vindmølleparker ved Horns Rev 3 og Krigers Flak vil Danmark ifølge Energinet.dk have opfyldt 2020-målsætningen (ibid.12).

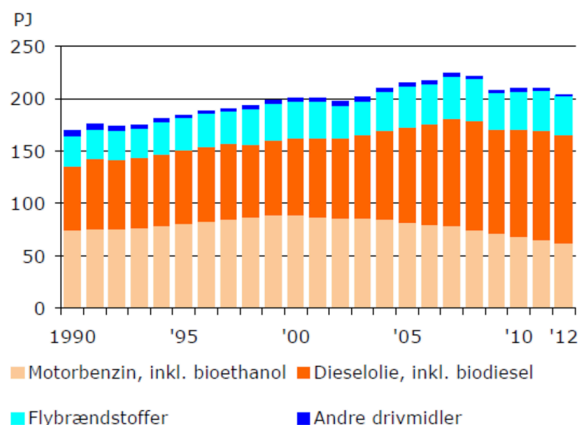
Figur 1.1. Det danske transmissionsnet i 2012.**Figur 20: Det danske el-transmissionsnet (Energinet.dk 2013).**

Det danske el-net er i praksis delt op i de to sammenkoblede synkronområder, Vestdanmark og Østdanmark (Energinet.dk 2013). De to områder er derudover sammenkoblet med resten af Skandinavien og kontinentaleuropa. Elektriciteten bliver handlet over Nordpool børsen, som er et net mellem Tyskland, Danmark, Sverige, Norge, Finland og de baltiske lande. Således kan strømmen sendes på tværs af landegrænser, hvis der er overkapacitet på en del af nettet. Hvis vindmøllerne fx producere meget strøm i en periode, kan energinet.dk sælge strømmen til et af de andre medlemslande (Ibid. 12). Dette giver et fleksibelt system, der er med til at skabe et stort og sammenhængende marked for el-producenterne, men det kræver koordinering både i og uden for landegrænserne.

El-markedet vil på længere sigt blive meget fluktuerende, hvor produktionen af vind- og solenergi vil være meget ustabile. Her vil biogassen kunne tilføre en mere stabil energikilde. Biogassen vil kunne lagres og dermed have en stor fleksibilitet i forhold til, hvornår forbrugsbehovet optræder. Dette vil give biogas en kæmpe konkurrencefordel i forhold til andre vedvarende energikilder, hvor gassen kan bruges i perioden med høj efterspørgsel og sæsonreguleres efter fx varmebehovet (Energinet.dk 2012).

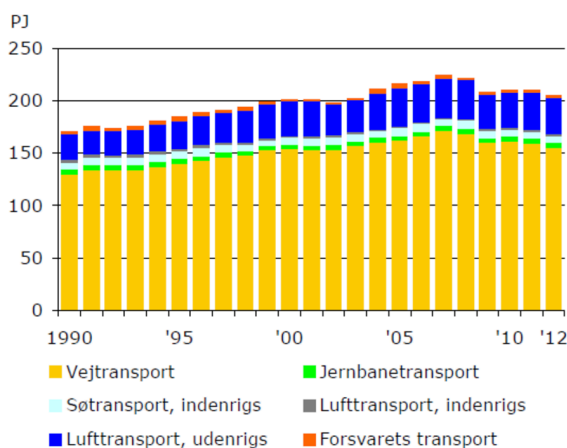
Transportsystem

Energiforbruget i den danske transportsektor er i dag hovedsagligt dækket af fossile brændsler, hvilket nedstående figur illustrerer (ENS.dk A 2015).



Figur 21: Energiforbrug til transport fordelt på drivmidler (ENS A 2014: 25)

Cirka 94% af den danske land-, gods-, fly- og skibstransport er dækket af fossile brændsler, og det vil kræve en enorm indsats, hvis Energiforligets målsætning om en CO₂ –neutral transportsektor i 2050 skal realiseres. Yderligere har EU en målsætning om, at 10 procent af brændslet i transportsektoren skal være vedvarende inden 2020 (ENS.dk A 2015) (ENS.dk B 2015).

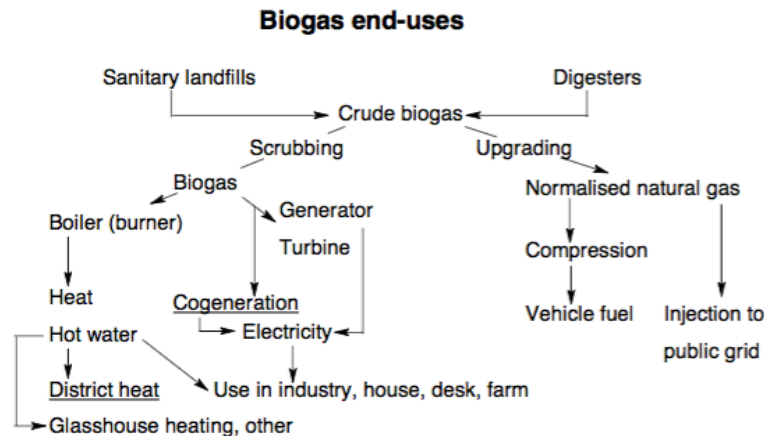


Figur 22 Energiforbrug til transport fordelt på transportform (ENS 2014 A: 25)

Det mest brugte drivmiddel i transportsektoren er benzin, dieselolie og flybrændsel. Der er derfor brug for alternative brændsler inden for transportsektoren, hvis man skal leve op til de nationale og europæiske mål. Ovenstående graf viser også, at det er vejtransporten, der er den største energiforbruger, med lidt over 150 PJ i 2012. Transportsektoren udgør en stor del af det samlede emissionsudslip i Danmark og globalt, som gør sektoren til en særlig udfordring i målet om CO₂-neutralitet. Især andelen af personbiler, som repræsenterer tre ud af fire køretøjer i Danmark, giver en særlig udfordring, hvis privatbilismen, som vi kender den i dag, skal opretholdes (ENS.dk A 2015).

Afsætning af biogas

Biogassen kan i praksis afsættes til alle af de førnævnte sektorer både fjernvarme-, gas-, el- eller transportsektoren, men kan yderligere også bruges til industrielle processer (Al Seadi et al. 2008).



Figur 23: Forskellige afsætningsmuligheder for biogas i energisystemet (Al Seadi et al. 2008: 41).

Typisk vil der dog være nogle lokale forhold, der er mere gunstige at anvende biogas til end andre. Alt efter hvad man vælger at afsætte gassen til, kræver det forskellige behandlingsformer (Al Seadi et al. 2008).

- Biogas til kraftvarme; her vil man bruge biogassen, efter man har fjernet svovl i gassen, i en gasmotor til at producere el og udnytte overskudsvarmen til fjernvarme.
- Biogas til naturgasnettet eller bygasnet; her opgraderer man biogassen, dvs. fjerner CO_2 -ækvilenterne i biogassen, så den består af næsten ren metan. Dermed skaber man en højere brændværdi for gassen, som kan indgå i nettet.
- Biogas til transport; her opgraderer man også biogassen. Anvendelse kan ske via et tanksystem hvor biler kan tanke op, eller den opgraderede biogas kan injiceres i naturgasnettet, som kan føre gassen frem til en tankstation.
- Biogas til proces; ved anvendelse til industrielle formål kan biogassen enten bruges direkte eller opgraderet. Den kan bruges til i en motor til at skabe kraftvarme, eller den kan bruges i en kedel til ren varmeproduktion ((Al Seadi et al. 2008) (ENS Biotask 2014)).

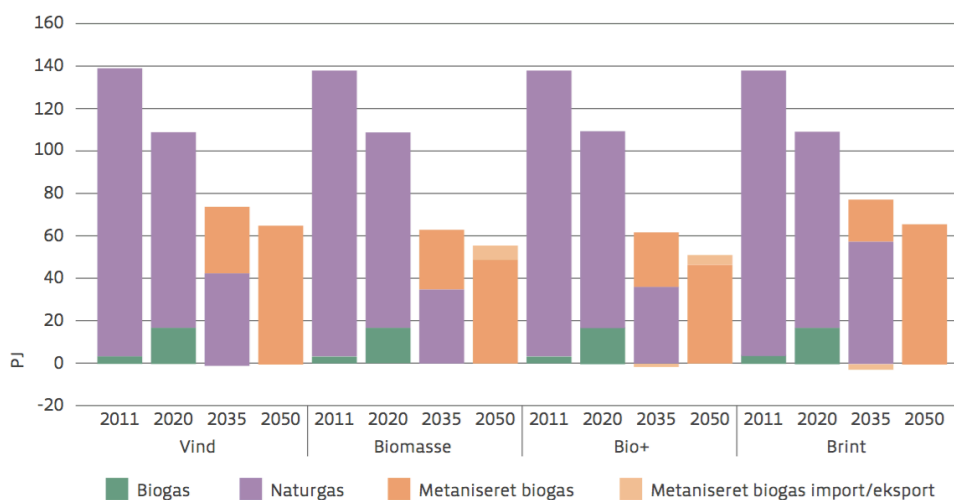
Afsætning af biogas kræver nødvendigvis også en infrastruktur til distribution. Dette kan være i form af, fjernvarmerør som leder varmt vand til et fjernvarmeområde, eller et lavtryksrør som leder biogassen til et naturgasnet der fører gassen til en virksomhed eller et varmegærk (ENS Biotask 2014).

Biogassens rolle i fremtidens energisystem

Som før nævnt ligger energiaftalen fra 2012 op til at Danmark skal være fri af fossile brændsler i 2050 og Energistyrelsen har derfor udarbejdet forskellige scenarier, for hvordan denne omstilling kan finde sted.

Energistyrelsen har udarbejdet fire scenarier, vind-, biomasse-, Bio+- og brintscenarie. I alle fire scenarier har biogassen en central rolle at spille i forhold til forsyningssikkerhed og vil være en fleksible energikilde, i et energisystem hvor fluktuerende energikilder vil fylde meget (ENS Biotask 2014: 65-66).

Grafen nedenfor viser at man i alle fire scenarier regner med, at biogassen skal opgraderes (Metaniseret biogas).



Figur 16. Gasforbrug i Energistyrelsens scenarier 2011-2050.

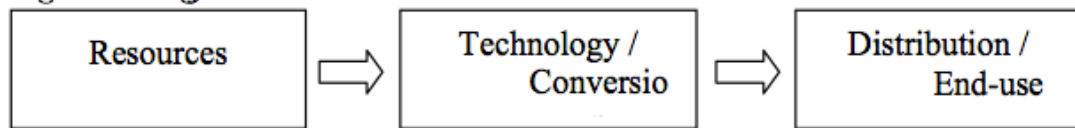
Kilde: "Gasinfrastrukturanalysen" og "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050".

Figur 24: Gasforbrug i Energistyrelsens energiscenarier 2011-2050 (ENS biotask 2013: 18).

Energistyrelsen vurderer at en stor del af den producerede biogas i 2050 bruges til industrielle processer eller transport (ENS Biotask 2014: 66). Der er især ved udfordringerne i at dække transportsektorens energiforbrug, at Energistyrelsen vurderer at biogassen får en central rolle. Særligt til den tunge del af transporten som sættevognslastbiler, skibstrafik og flytransport, hvor der er brug for en brændsel med stor energitæthed (ibid. 70).

For at forstå hvordan biogas skal indgå i et fremtidig energisystem, må man først forstå hvilken kontekst teknologien indgår i. Nedstående graf viser hvordan energi bliver produceret, og forståelse af denne kæde er vigtigt, hvis man skal optimere og udnytte energien bedst muligt.

Figure 3: Energy chain



Source: Figure by authors after Hamamatzse et. al., 2004

Figur 25: Energikædens tre led: Ressourcer, Technology/conversion og distribution/end-use (Lybæk 2014).

Hvis man tager udgangspunkt i biogasproduktion, vil ressourcerne i form af gylle og biomasse, skulle behandles i et biogasanlæg (technology), hvorefter biogassen skal distribueres ud til en aftager (End-use), enten som kraftvarme eller gas. Forståelsen af denne kæde giver et indblik i hvordan man kan optimere og udvikle biogassektoren til, at udnytte flere ressourcer bedre (Lybæk et al. 2013).

Ressourcer til et biogasanlæg vil bestå af en stor andel gylle, mens andre organiske materialer såsom organisk husholdningsaffald, energiafgrøder eller roertoppe, er vigtige for at øge gasudbyttet i et anlæg (ibid. 42). Grunden til den store andel af gylle i anlæggene skal ses i sammenhæng med EU's krav om mindre energiafgrøder i biogasanlæggene.

I *Technology*-delen af kæden, vil det på længere sigt være vigtigt at blive endnu bedre til at optimere biogasproduktionen for, at få bedre økonomi i værkerne (ibid. 43). Større udbytte af gas kan forbedre økonomien, men dermed også investeringer i større biogasanlæg, der giver en skalafordel som kommer driftsøkonomien til gode (ibid.).

I *Distribution/End-use* handler det om at skabe et større marked for afsætning af biogassen, som i sidste ende kan medføre en bedre økonomi i anlæggene (ibid.44). Fx kunne brugen af gas i transportsektoren medføre en større efterspørgsel og dermed en højere pris på gassen. Dette vil i Danmark kræve en udbygelse af infrastrukturen i form af gastankstationer etc.

Med afsæt i forståelse af denne kontekst biogas indgår i, vil fokuspunkter i den endelige udformning af et konkret forslag til et biogasanlæg, være mere overskuelig.

Biogas og landbrug

Bioforgasset gylle har en højere plantetilgængelighed en almindelig rågylle. Det skyldes at der i forbindelse med afgangningen sker en nedbrydningen af tørstoffet i biomassen, hvorved den organisk bundne kvælstof (N) omdannes til uorganisk kvælstof (Ammonium: NH_4^+) (ENS Biotask: 2014: 44) (Sørensen & Børgesen 2015) (Jørgensen 2009: 29-30) (Jensen 2015).

Den forhøjede plantetilgængelighed skyldes at kvælstof (N) i ammoniumform hurtigere kan optages af planterne, mens mineralsk bundet kvælstof først skal nedbrydes før den bliver tilgængelig (Jørgensen 2009: 29-30)

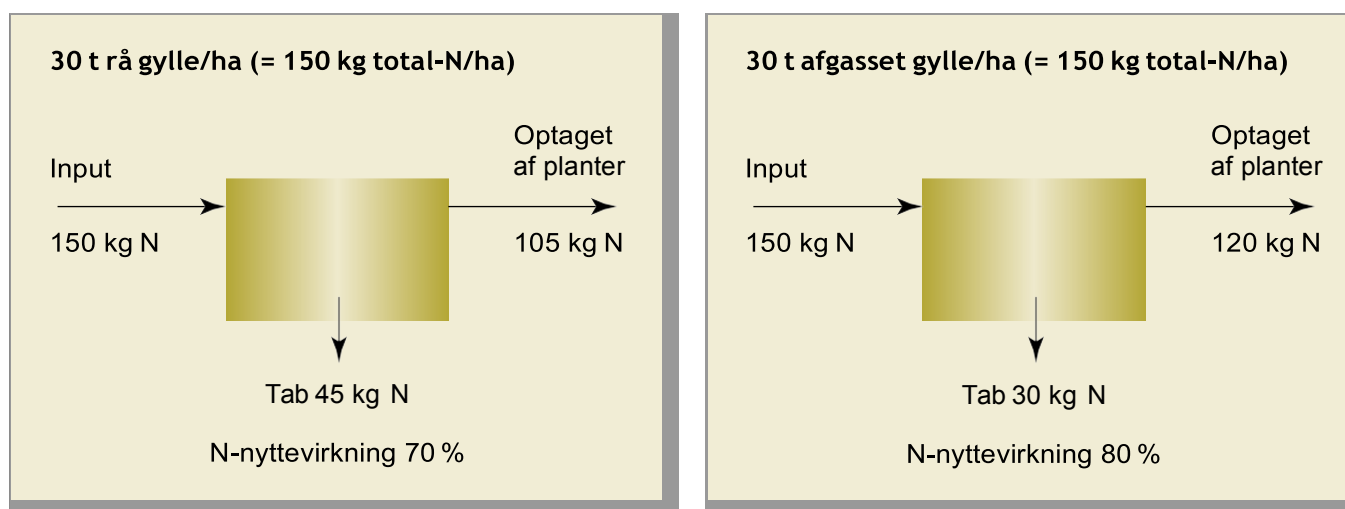
På nedenstående figur ses forholdet mellem N (nitrat/kvælstof), K (kalium) og P (Fosfor) i afgasset gylle og almindelig rågylle fra svin og kvæg.

	Tørstof %	Total kvælstof, N kg/t	$\text{NH}_4\text{-N}$ kg/t	Fosfor (P) kg/t	Kalium (K) kg/t	pH
Kvæggyll	6,0	5,0	2,8	0,8	3,5	6,5
Svinegyll	4,0	5,0	3,8	1,0	2,0	7,0
Afgasse t gylle (blande	2,8	5,0	4,0	0,9	2,75	7,5

Tabel 4: Oversigt over næringsindholdet i forskellige typer af gylle (Jørgensen 2009:29).

Det estimeres at udnyttelsesprocenten (N-nyttelvirkning) er 8-10 procent højere i afgasset gylle end i almindelig ubehandlet rågylle (Jørgsen, 2009: 29-30).

Hvilket i teorien betyder at landmanden kan reducere sin brug af handelsgødning og stadigvæk have den samme gødningsvirkning (ENS: 2013: 44,52) (Sørensen & Børgesen 2015)



Figur 26: Simplificeret kvælstofsbalance ved anvendelse af rå gylle (halv svin og halv kvæg) og afgasset gylle (Jørgensen 2009: 30).

Den højere plantetilgængelighed kan ligeledes også have en positiv effekt i forhold til udvaskningen af kvælstof til de omkringliggende vandmiljøer (Sørensen & Børgesen 2015) (Kaspersen et al 2014) (DCA 2012).

Man regner normalt med at omkring 30 procent af den organiske kvælstof og 45 procent af den mineralske kvælstof i gyllen udvaskes over tid. Den højere udnyttelsesprocent (N-nyttevirkning) vil altså alt andet lige have en effekt ift. denne udvaskning, hvis landmanden altså tager højde for den bedre gødningsvirkning (ENS Biotask 2014: 44) (DCA 2012) (Jensen 2014) (Kaspersen et al 2014).

Afgasning af gylle åbner nemlig også en mulighed for, at landmanden enten kan få tilladelse til at øge antal dyreenheder (DE) en smule, eller gødske med lidt mere handelsgødning end ellers, hvis han ønsker det.

Grunden til det er at der i den gældende regulering ikke tages højde for højere udnyttelsesprocent for afgasset gylle (Jensen 2015: 31,38). Ved beregningen af udnyttelsen af kvælstof i landmandens gødningsregnskab, skal der således som udgangspunkt altid regnes med 75 procent for svine gylle og 70 procent for kvæggylle også selvom der faktisk sker en stigning i udnyttelsesprocenten (N-nyttevirkningen) på 8-10 procent i forbindelse afgasningen (Sørensen & Børgesen 2015) (Jensen 2015) (ENS 1997).

I og med husdyrgødningen på biogasanlægget sammenblandes med andre typer biomasse med et lavere udnyttelseskrav (typisk omkring 40 procent), kan landmanden endvidere aflevere gylle med et udnyttelseskrav på 75 procent og få afgasset gylle retur med et udnyttelseskrav på omkring 70 procent. Det er netop det lavere beregnede udnyttelseskrav for afgassede gylle der betyder, at landmanden faktisk må udbringe ekstra handelsgødning oveni, at udnyttelsesprocenten faktisk er steget (ENS Biotask 2014: 44-45) (Sørensen & Børgesen 2015) (Jensen 2015).

Biogasanlægget kan dog også vælge at få kvælstofindholdet i den afgassede gylle bestemt af et akkrediteret laboratorium. Hvis man benytter den løsning vil den højere udnyttelsesprocent kunne betyde at landmanden vil kunne få tilladelse til flere husdyr på husdyrbruget (Jensen 2015). Landmanden opnår således en lang række fordele ved at lade sin gylle afgasse.

Tilskud og pristillæg til biogas

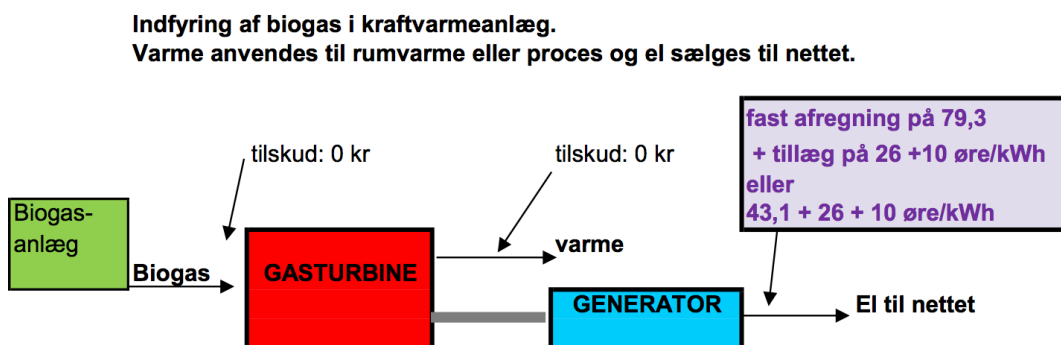
Driftstilskuddet er en forudsætning for biogasproduktion i Danmark på nuværende tidspunkt, men må forventes at blive aftrapper i takt med at prisen på biogas bliver mere konkurrencedygtig ift. andre brændsler. Der gives i dag en lang række forskellige tilskud og pristillæg som afhænger af hvordan biogassen bliver afsat. I energiaftalen fra år 2012 besluttede man, at fremme støtten til opgradering af biogas til naturgasnettet, hvor der førhen har været mere fokus på at støtte til kraftvarme (Regering 2012) (EA 2014).

Anvendelse	Tilskud	Bemærkninger
Direkte tilskud		
Grundtilskud elproduktion (pristillæg)	43,1 øre/kWh(*)	Reguleres med 60% af nettoprisindekset
Grundtilskud til naturgasnet	79 kr/GJ	Reguleres med 60% af nettoprisindeks
Grundtilskud proces & transport	39 kr/GJ	
26-tilskud	26 kr/GJ (26 øre/kWh)	Fastlægges således at sum af tilskud og naturgaspris er 79,2 kr/GJ (****)
10-tilskud(sprintertilskud)	10 kr/GJ (10 øre/kWh)	Aftrappes lineært fra 2016 (8 øre/kWh) til 2020 (0 øre/kWh)
Indirekte tilskud		
Varmeproduktion	57,2 Kr/GJ (**)	Fritagelse for energi-og CO2 afgift
CO2 kvoteværdi	1,5 Kr/GJ (***)	CO2-kvoteværdi af biogascertifikat (2013)

Tabel 4: Biogastilskud angivet i DKK₂₀₁₂

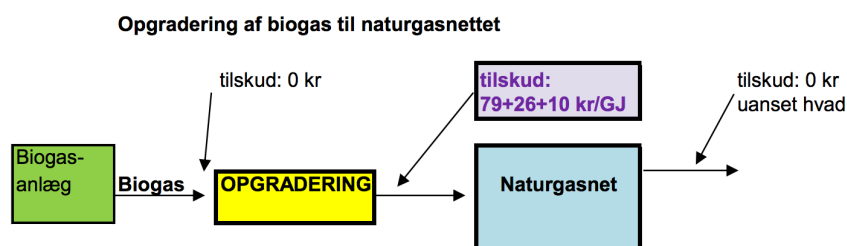
Tabel 5 Oversigt over tilskud til biogas (EA analyse 2014: 16).

El-produktionen bliver i dag støttet med et fast pristillæg på 43,1 øre/kWh oven i den variable markedspris, eller en fastafregnet pris på 79,3 øre per/kWh. Hvortil også bliver givet et nyt fast ekstra tilskud på henholdsvis 26¹¹ og 10 øre/kWh¹² (ENS.dk 2015).



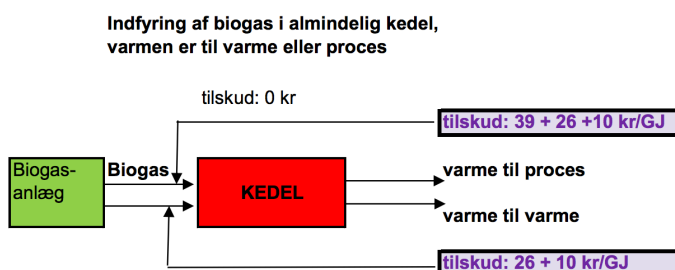
¹¹ Reguleres ift. naturgasprisen.

¹² Nedtrappes frem mod 2020.



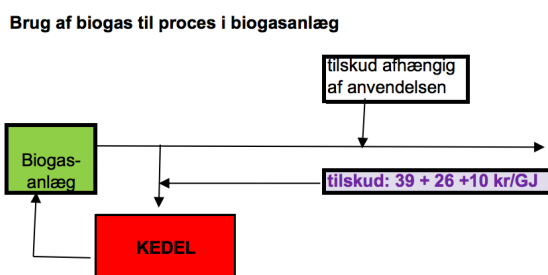
Figur 28: Tilskud til opgradering til naturgasnettet (ENS.dk 2015).

En anden mulighed er at biogassen opgraderes til naturgasnettet, og her gives der et grundtilskud på 79 kr./GJ, samt et ekstra tilskud på 26 og 10 øre pr. GJ. Opgradering til naturgasnettet og anvendelse af biogas til kraftvarme produktion, er således sidestillet (ENS.dk 2015).



Figur 29: Tilskud til varme, som bliver anvendt til varme eller proces (ENS.dk 2015).

En tredje mulighed er anvendelse af biogas til proces eller transport uden opgradering, og i det tilfælde gives der et grundtilskud på 39 kr./GJ. En vigtig pointe i denne sammenhæng er at tilskuddet gives til dem som anvender biogassen. Sidst er der den biogas som bliver brugt til proces på selve biogasanlægget, hvor der gives en tilsvarende tilskud proces generelt (ENS.dk 2015).



Figur 30: Tilskud til varme, som bliver anvendt til varme eller proces (ENS.dk 2015).

Dertil kommer der også en række indirekte økonomiske besparelser, da dem som anvender biogassen fx kan slippe for CO₂-afgifter, CO₂ – kvoter, m.v. som er pålagt fossile brændsler. Den højeste fortjeneste ved brug af biogas kan således opnås ved opgradering til transport, og ved substitution af brændsler såsom kul og olie i forbindelser med industrielle processer (SEPNord 2015:40).

Planlægning og myndighedsbehandling af biogasanlæg

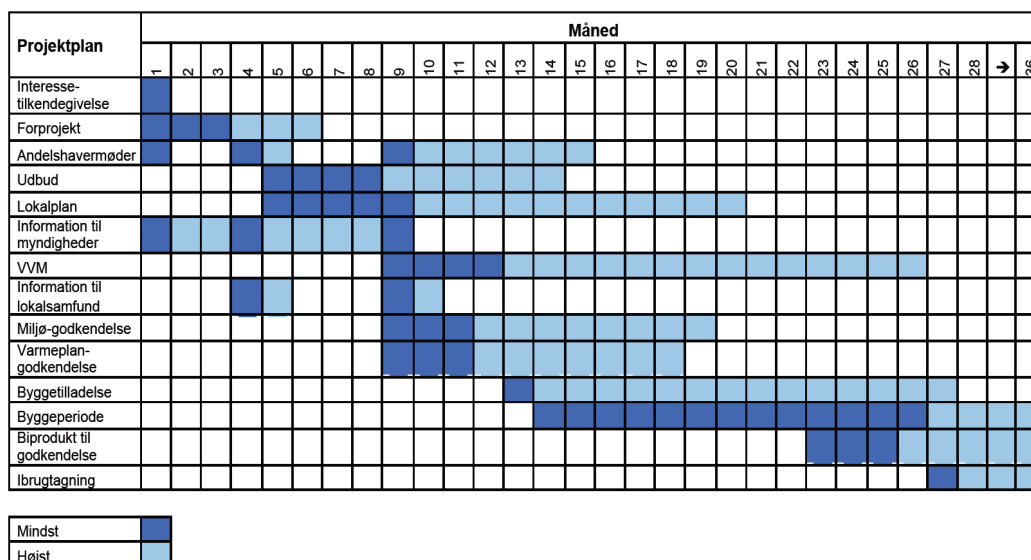
I dette afsluttende afsnit i vores introduktion til biogasproduktion, vil vi belyse planlægningsprocessen i forbindelse med etablering af biogasanlæg, samt den sideløbende myndighedsbehandling.

Planlægning af biogasanlæg

Det er forskelligt hvem som tager initiativet til etableringen af et biogasanlæg. Ofte er det kommunen eller lokale landmænd, men det kan også være andre aktører – som fx universiteter og rådgivningsfirmaer.

Planlægningen af et biogasanlæg er en kompleks og tidskrævende proces. Det komplekse i processen, er dog ikke så meget det tekniske, som det organisatoriske (Biogassekretariatet 2011:6-7). Teknologien bag bioforgasning er velkendt, og har efterhånden været anvendt i mange år.

Det komplekse i den organisatoriske arbejde er både, at få skabt et sikkert grundlag for businesscasen og at få alle de centrale aktører til at blive enige om priser, dimensioner, placering m.m. Ligeledes skal der også tages hensyn til ønsker fra borgere og foreninger, samt politiske henstillinger. Man regner normalt med en planlægningsperiode på minimum 3 år, men der er også eksempler på at det kan tage helt op til 7 år, fordi dele af myndighedsbehandlingen har trukket ud. Særligt udarbejdelse af lokalplanstillæg, VVM-undersøgelse og byggetilladelse kan tage lang tid (Biogassekretariatet 2011:6-7).



Tabel 6: Eksempel på projektplan for etableringen af biogasanlæg (Jørgensen & Rasmussen 2009: 106)

Placering af biogasanlæg

Et afgørende trin i planlægning af biogas er selve den geografiske placering. I forbindelse med lokaliseringsanalysen bliver man både nødt til at tage højde for en lang række forskellige miljøhensyn og samtidigt sikre at de rigtige kriterier for en etablering af et biogasanlæg er til stede.

De vigtigste kriterier som, hvis de er opfyldt, kan tale for en placering af et biogasanlæg på et givent sted, kan ses i nedenstående tabel (Erhvervsstyrelsen 2012) (Biogassekretariatet 2011:14-16).

	Konsekvensområde	Bemærkninger
Husdyrgrundlaget	DE	gyllepotentiale
Husdyrtætheden	DE/ha	Gylleudbringning
Varmeforsyningsnet	Eksisterende fjernvarmeområder	
Energiforsyningsdistrikter	Tilslutningsgrad	
Naturgasnet		Mulig opgradering
Områder med over 500 m afstand til beboelse	500 m	
Veje	Vejnet	Vurdering af adgangsmulighed til større vejnet
Energiafgrøder	Pris/mængde	Energiafgrødepotentiale
Virksomhed med interesse i biogas til proces	Energiforbrug	Biogas til proces
Muligheder for afsætning af biogas til transport	Energiforbrug	Biogas til transport
Organisk affald	Type/mængde	
Halm	Pris/mængde	
Udbringningsareal pr. Bedrift	Afsætning af gylle	

Tabel 7: Positive lokaliseringsfaktorer for biogasanlæg, og områder hvor biogasanlæg ikke vil være i konflikt med andre hensyn. Egen bearbejdning på baggrund af erhvervsstyrelsens placeringshensynsliste for biogasanlæg (Erhvervsstyrelsen 2012).

Helt afgørende faktorer er her bl.a. husdyr- og energiafgrødegrundlaget, samt muligheden for indpasning af biogassen i det eksisterende energisystem. Via enten kraftvarme, opgradering til naturgasnettet eller proces. Men adgangsmuligheden til større vejnet er også vigtigt, da det både er med til at holde omkostninger til transport nede og gør at evt. naboer bliver mindst muligt generet af den hyppige transport til og fra anlægget med biomasse. De større veje er endvidere også mere egnede til den tunge transport, hvilket betyder færre kommunale udgifter til vedligeholdelse af vejnettet end hvis transporten foregår på mindre veje (Erhvervsstyrelsen 2012) (Biogassekretariatet 2011:14-16).

Ligeledes er det også vigtigt af få afdækket tilgængeligheden og priserne på energiafgrøder, halm og organisk affald i det tiltænkte område, da disse bioressource har et højere gaspotentiale og tørstofindhold, som fungerer godt som supplement til svine- og kvæggylle. Men samtidigt er der også en række forskellige områdezoner, hvor det generelt er forbud mod placeringen af biogasanlæg. Disse områdezoner skal man således også være særligt opmærksom på i forbindelse med en lokaliseringsanalysen (Erhvervsstyrelsen 2012).

	Konsekvensområde	Bemærkninger
Fortidsminder	Forbud	
EU habitatområder (Natura 2000)	Forbud	
EU fuglebeskyttelsesområder (Natura 2000)	Forbud	
Kirkebyggelinjer	Forbud 300 m	
Fredede områder	Forbud	
Beskyttede vandløb	Forbud	
Beskyttede naturområder	Forbud	
Lavbundsarealer	Forbud	
Nitratfølsomme indvindingsområder	Ikke tilladt – dog undtagelser	
Indvindingsoplande til almene vandværker	Vurdering ud fra retningslinjer	
Strandbeskyttelseslinjen	Forbud 300 m som udgangspunkt	
Lavbundsarealer	Forbud	
Ramsarområder	Forbud	
Klitfredninger	Forbud	
Fredsskov	Restriktiv praksis	
300 m beskyttelseszone for vandboringer	Vurdering ud fra retningslinjer	

Tabel 8: Restriktive zoner, der med stor sandsynlighed vil være i strid med etableringen af biogas. Egen bearbejdning på baggrund af erhvervsstyrelsens placeringshensynsliste for biogasanlæg (Erhvervsstyrelsen 2012).

Udover de ovenstående områdezoner, er der også en række områder man skal være opmærksom på, men hvor reglerne ikke er helt så restriktive. Placeringen inden for disse områdezoner bygger således i højere udstrækning, på en vurderinger eller uddybende redegørelse (Ibid.).

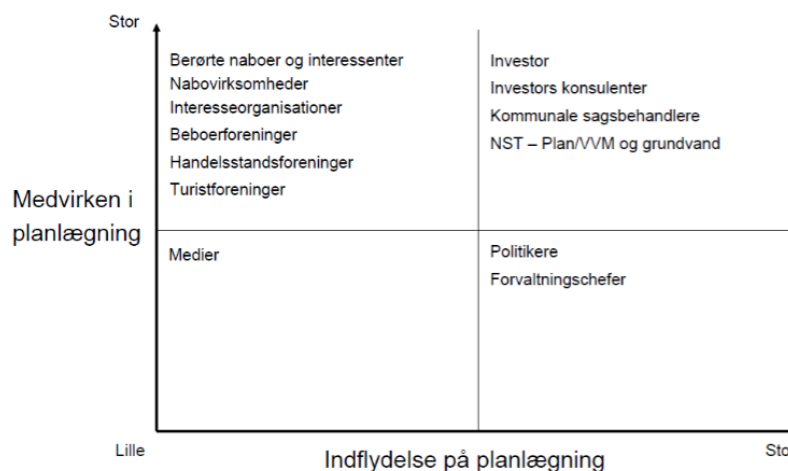
	Konsekvensområde	Bemærkninger
Fortidsmindelinjen	Forbud 100 m	
Kystnærhedszonen	Ikke forbud, men kræver funktionel begrundelse	
Kulturmiljøer	Vurdering	
Områder med særlige drikkevandsinteresser (OSD)	Supplerende redegørelse	
Eksisterende biogasanlæg	Størrelse og type	Bioressourcepotentiale
Søbeskyttelseslinjer	150 m	
Åbeskyttelseslinjer	150 m	
Skovrejsningsområde	Forventes der skovrejsning i området?	
Geologisk interesseområder		
Landskabsudpegninger	Anlægget må ikke forringe de landskabsværdier som har ført til udpegningen.	
Skovbyggelinje	0-300 administreres restriktiv. Der kan dispenseres.	
Naturområder	Vurdering af påvirkning	
Økologisk forbindelser	Vurdering af påvirkning	
Arealreservationer	Er området allerede reserveret til fx bebyggelse. Jf. afstandskrav på 500 m	

Tabel 9: Kommunale vurderingszoner, der kan være i strid med etableringen af biogasanlæg. Egen bearbejdning på baggrund Erhvervsstyrelsens placeringshensynsliste for biogasanlæg (Erhvervsstyrelsen 2012).

Involvering af aktører

Hvis et projekt skal blive til noget, kræver det, at alle de centrale aktører bliver involveret i planlægningsprocessen så tidligt som muligt. Nøgleordet er medejerskab. Hvis et projekt skal lykkes kræver det, at de forskellige parter værende landmænd, industrivirksomheder, landboforeninger, interesseorganisationer, borgere og politikere, kan se sig selv i projektforslaget og helst får noget ud af det (Erhvervsstyrelsen 2015: 2-3).

Alle aktører skal dog ikke nødvendigvis involveres på samme tidspunkt i planlægningsprocessen, ligesom alle ikke nødvendigvis skal involveres i samme grad (Ibid.). Nogle aktører medvirker således helt naturligt mere i planlægningsproces end andre, og har ligeledes mere indflydelse (Ibid.). En gruppe der især er vigtig ikke at glemme, er politikerne, da de ofte ikke er særligt involveret i planlægningsprocessen i starten, men kan have stor indflydelse på den hen mod afslutningen (Erhvervsstyrelsen 2015: 2-3) (Tybirk 2010) (INBIOM 2012).



Figur 31: Overblik over hvem der er vigtige at inddrage i planlægningsprocessen, og hvor stor indflydelse der har (Erhvervsstyrelsen 2012).

Det første trin i planlægningen, er at få samlet de centrale aktører til et opstartsmøde, hvor de kan fremlægge deres umiddelbare tanker og ønsker. Udover en involvering af de lokale aktører, kan der også være større energiforsyningsselskaber, som fx DONG, NGF, Nature Energy og HMN der skal tages højde for, da de måske også kunne have interesse i, at deltage i et projekt (Lybæk et al 2014:34).

Til de indledende møder er det en god ide, at have en forundersøgelse klar ift. biomasse- og markedspotentialer for afsætning af biogas (pre-feasibility analyse), så der noget konkret at snakke ud fra ((Erhvervsstyrelsen 2015).

Hvis der er interesse for at gå videre, er næste skridt at få nedsat en arbejdsgruppe og at få udpeget en projektleder, som kan være toveholder på udarbejdelsen af den mere detaljerede skitsering af projektet. Herunder udarbejdelse af en forundersøgelse (feasibility analyse) af mulige

placeringer/lokaliteter og driftsøkonomi. Når en mulig placering er ved at være på plads, kan det være en god ide at invitere de mulige naboer til en fordebat. Det er med til at give medejerskab, at være med fra starten af en proces, hvor man stadig kan påvirke ting, ligesom det også giver planlæggerne mulighed for at stoppe planlægningsprocessen før man er gået i gang med den tidskrævende myndighedsbehandling (ibid.).

Når projektejerne er blevet enige om de endelige detaljer er næste skridt, at anmelde projektet til kommunen, hvorefter myndighedsbehandling kan gå i gang. Herunder den indledende for-offentlighedshøring, og efterudarbejdelse af VVM-undersøgelsen, samt den endelige offentlighedshøring, hvor der også er mulighed for at klage over projektet (Ibid.).

Den sidste fase i planlægningsprocessen er selve etableringen af anlægget. Det tager normalt et års tid, fra byggeperioden går i gang, og til biogasanlæg sættes i drift og er indkørt (Ibid.).

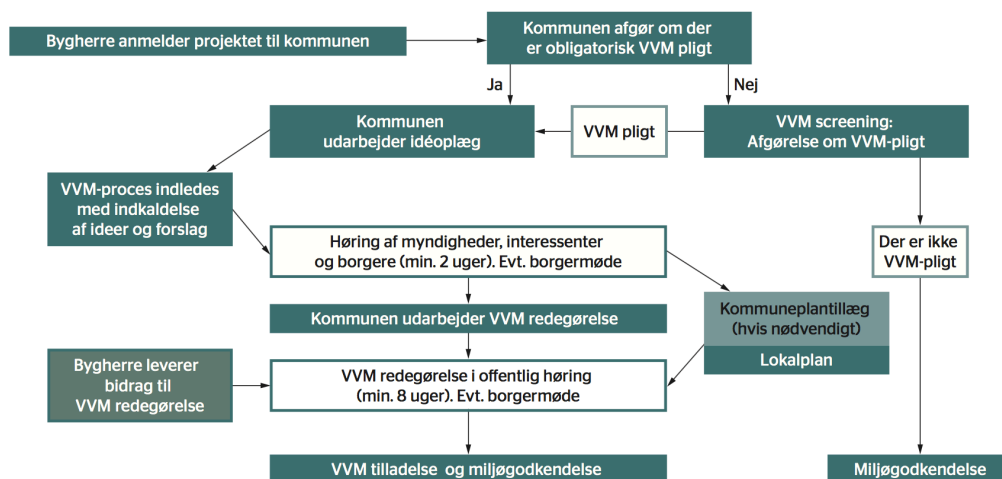
For at sikre en så høj grad af medejerskab som muligt, er det overordnet vigtigt at være opmærksom på måden man møder det omkringliggende lokalsamfund på. Det er fx vigtigt at man formidler information om projektet på en let forståelig måde, som ikke kun fagperson kan forstå. Det er også en god ide at bruge tid på at få skabt en god stemning til borgermøderne, ved fx at finde nogle gode lokaler, sørge for at der er rigeligt med kaffe og kage og hvis det er muligt og eksempelvis arrangerer en tur til et eksisterende biogasanlæg (Ibid.).

Ligeledes er det vigtigt at planlæggerne har brugt tid på at få styr på alle detaljerne og brænder for ideen. Hvis ikke, kan det nemlig betyde, at et ellers godt projekt, ikke bliver til noget (Ibid.).

En anden måde at skabe medejerskab og accept på, er ved at give borgerne mulighed for at købe en andel i projektet. I forbindelse med etablering af vindmøller er der et lovkrav at minimum 20 procent af projektet skal udbydes til lokalt ejerskab (Danmarks vindmølleforening 2015). På nuværende tidspunkt er der ikke et lignende lovkrav i forbindelse med etablering af biogasanlæg, men et frivillig udbud af små andele, kunne helt sikkert være en god ide, og ville samtidigt støtte den lokale udvikling ved, at holde overskuddet lokalt.

Myndighedsbehandling

Myndighedsbehandlingen ift. etableringen af et biogasanlæg, går som nævnt i gang efter at projekterne er blevet enige om de endelige detaljer i projektkonceptet og efter de har anmeldt projektet til kommunen.



Figur 32: Oversigt over myndighedsbehandling ved etablering af biogasprojekt (Miljøministeriet 2014: 29)

Det første skridt er herefter udarbejdelsen af et lokalplantillæg, og en afgørelse af om projektet har obligatorisk VVM-pligt eller ej. Hvis projektet har obligatorisk VVM-pligt, kan VVM-processen herefter indledes efter kommunen har udarbejde et ideoplæg. Hvis projektet ikke er obligatorisk VVM-pligtigt, skal der foretages en VVM-screening, hvor det afgøres om der er VVM pligt eller ej. Hvis ikke kan VVM-processen springes over (Biogassekretariatet 2010).

I tilfælde hvor der er VVM-pligt, skal der som noget af det første laves et ideoplæg og en efterfølgende for-offentlighedshøring. Herefter kan udarbejdelse af VVM-redegørelsen gå i gang, hvor det vurderes hvilken påvirkning projektet vil have på det omkringliggende miljø. VVM-redegørelsen skal bl.a. belyse projektets påvirkning af natur, dyreliv, vandmiljø, fortidsminder, landskab, trafik, arkæologiforhold, grundvand, samt ressourceforbrug, udledning af drivhusgasser, lugt, støj, vibrationer, risikoforhold, behov for beredskab og socioøkonomiske forhold m.m. Efter VVM-redegørelsen er afsluttet, skal den sendes i offentlig høring i otte uger, og først herefter kan den endelige VVM-tilladelse gives af kommunen (Ibid.).

Sideløbende med VVM-undersøgelsen kan der også udarbejdes varmeplansgodkendelse, miljøgodkendelse for slam/bioressourcer, biprodukttiladelse mv. Efter gennemførelse af VVM-redegørelsen, og de andre godkendelser og tilladelser er på plads, kan den endelige byggetilladelse gives og byggeriet kan påbegyndes (Ibid.).

Kapitel 5

Pre-feasibility analyse af muligheden for etablering af et biogasanlæg på Nordfalster

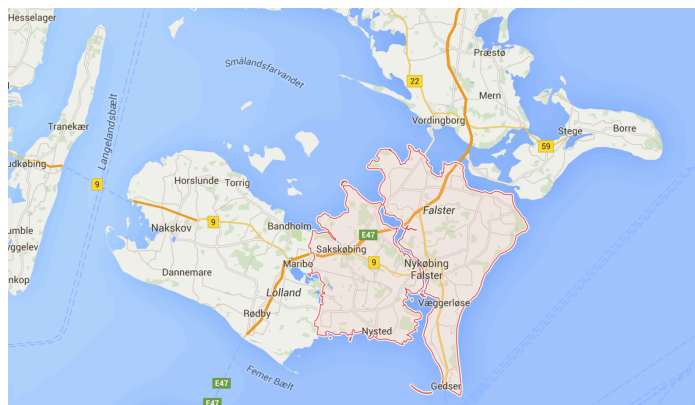
Vi vil i dette kapitel foretage en feasibility analyse ift. mulighederne for etableringen af et biogasanlæg på Nordfalster. Denne analyse vil være opdelt i fire trin: A) Status: energi-og ressourcekortlægning, B) markedspotentialer for afsætning af biogas, C) Projektforslag: Biogas til Guldborgsund Biogasnet, D) Målopfyldelse: Videreførelse af projektet.

Trin A: Status: Energi- og ressourcekortlægning

Vi vil i dette afsnit undersøge Guldborgsund kommunes demografi, samt mere specifikt kortlægge deres energi og ressourceforbrug. Dette skal give et overblik over hvilke biomasseressourcer der bliver brugt og samtidig give en ide om, hvor der vil være mulighed for at afsætte mere kraftvarme.

Guldborgsund Kommune er geografisk placeret på Falster og en del af Lolland, og har 61.322 indbyggere (Kommuneplan 2013: 25).

Kommunen består af hovedbyen Nykøbing Falster med et indbyggertal på 20.932, en række byer med indbyggertal fra 4.384 (Sakskøbing) til 1.091 (Eskilstrup), en række større landsbyer og landdistriktscentre, samt et turistområde kaldet Marielyst (Ibid.: 30).

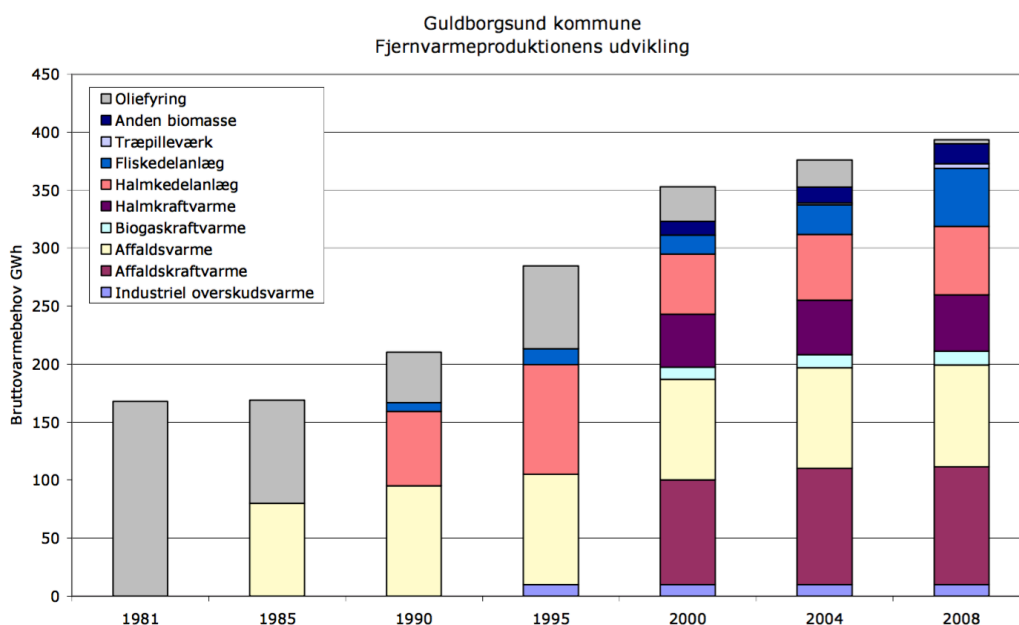


Figur 33: Geografisk afgrænsning af Guldborgsund Kommune (Egen behandling i google.maps.com).

I Nykøbing Falster bor godt hver tredje af kommunens indbyggere, og er kommunens industri- og uddannelsescentrum (Ibid.). Byen rummer bl.a. flere store virksomheder og institutioner som, SAMTANK A/S, REFA og Nordic Sugar.

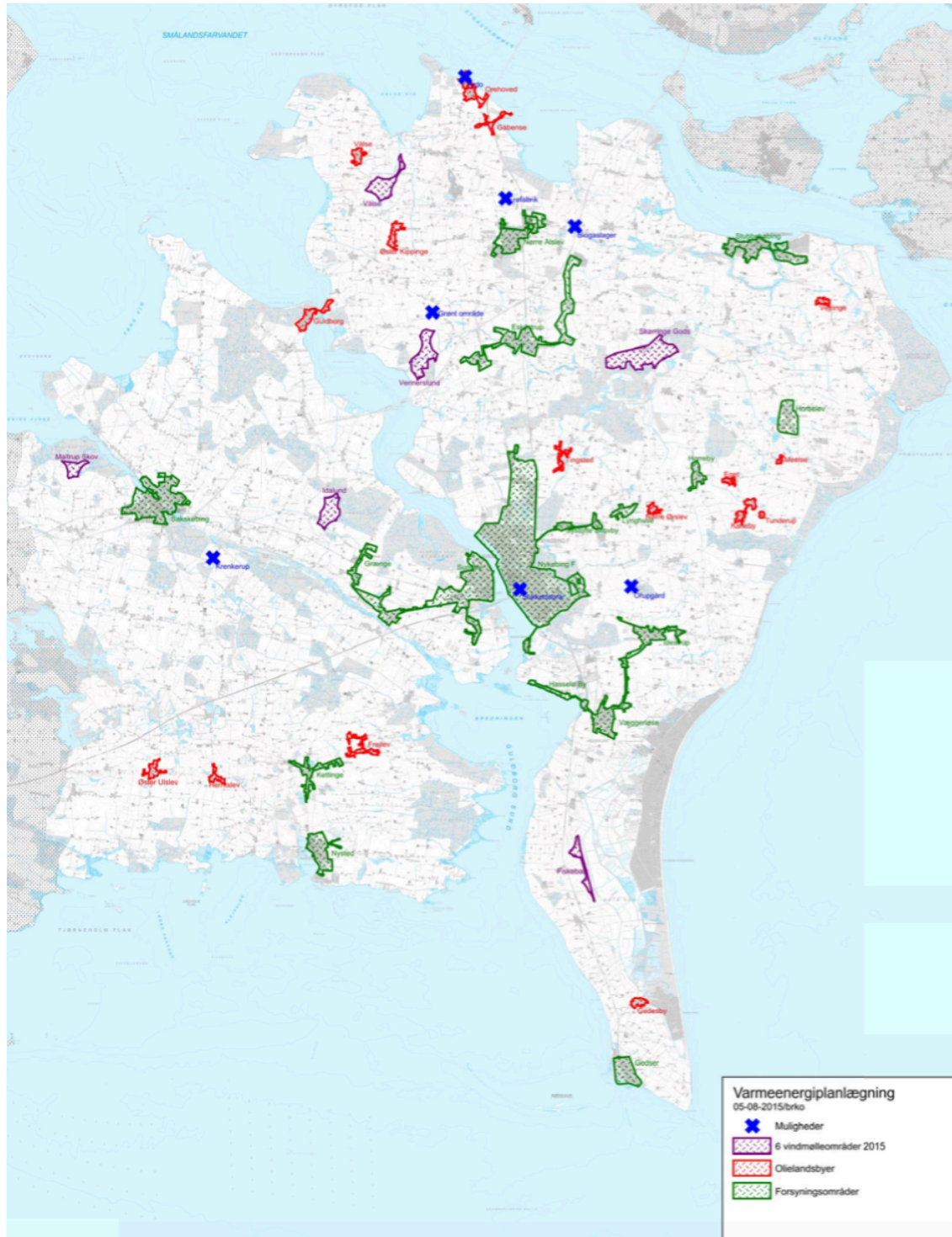
Guldborgsund Kommune er en landbrugskommune hvor de fleste er beskæftiget inden for den primære landbrugsproduktion. Som mange andre landdistriktskommuner oplever Guldborgsund kommune en fraflytning af borgere, og ændringer i den demografiske sammensætning (Ibid.: 24).

Igennem de sidste 20-30 år har Guldborgsund kommunes energiforsyning ændret sig markant, fra i start firserne at være 100 procent afhængig af olie, til i dag stort set ikke at have olieopvarmning tilbage. Dog eksisterer der stadig et par småbyer der kan karakteriseres som olielandsbyer. Herunder bl.a. Orehoved, Gåbenso og Vålse på Nordfalster. Derimod har kommunen nu en stor andel af kraftvarme som kommer fra to store affaldsforbrændingsanlæg.



Figur 34 - Udvikling i produktionen af fjernvarme i Guldborgsund Kommune fra 1981-2008 (Guldborgsund Kommune 2010: 20).

I de følgende afsnit vil vi kortlægge hvilke forskellige fjernvarmewærker der eksisterer i kommunen, samt hvilke områder de forsyner. Dette vil vi gøre for at skabe et overblik over den nuværende situation i kommunen og dermed danne grundlaget for udvælgelsen af, frammadrettede udviklingsinitiativer længere nede i pre-feasibility analysen.



Figur 35 : GIS kort over olielandsbyer, vindmølleområder og forsyningsområder i Guldborgsund Kommune (Udarbejde af Guldborgsund Kommunes Teknik- og Miljøforvaltning 2015).

Energikortlægning

Tabel 10 viser energiforbruget i Guldborgsund Kommune i MWh. Det totale varmemeforbrug beløber sig til 739.432 MWh, hvor fjernvarmeforbruget står for ca. halvdelen. Det totale energiforbrug er på 1.594.933 MWh, hvoraf transport udgør ca. en tredjedel med 564.947 MWh (Bioenergi Sjælland 2013: 6).

Guldborgsund Kommune	
El-forbrug industri (MWh)	33.853
El-forbrug i øvrigt (MWh)	256.701
Varmeforbrug fjernvarme (MWh)	378.481
Varmeforbrug i øvrigt (MWh)	360.951
Transport samlet (MWh)	564.947
I alt (MWh)	1.594.933

Tabel 10: Samlet energiforbrug Guldborgsund (Bioenergi Sjælland 2013: 6).

Tabel 11 viser det samlede forbrug af biomasse i Guldborgsund Kommune, der totalt set er 93.005 tons. I posten 'I alt' er biogasproduktionen fra bl.a. Nysted biogas og Nordic Sugar ikke medtaget, denne fremgår dog separat og er opgjort i m³ (Ibid.).

Guldborgsund Kommune	
Biogas (1.000 m3)	5.115
Halm (tons)	76.684
Træ- og bioaffald (tons)	6.559
Træflis i (tons)	9.731
træpiller (tons)	30
I alt (eks. biogas i tons)	93.005

Tabel 11: Samlet biomasseforbrug Guldborgsund (Bioenergi Sjælland 2013: 6-7).

I Tabel 12 fremgår det hvor meget VE der anvendes i Guldborgsund Kommune i dag. Det ses her, at biomasseforbruget beløber sig til 393.928 MWh, hvilket svarer til 21,4 procent af det totale energiforbrug i kommunen. Ud af kommunens totale energiproduktion udgør VE-andelen 82,1 procent, hvilket består af 35,1 procent biomasse (Ibid.: 7).

Guldborgsund Kommune	
Biomasse (MWh)	393.928
Landmøller (MWh)	128.553,5
Havmøller (MWh)	600.649
VE (MWh)	1.123.130
Biomasse-andel af VE (%)	35,1

Tabel 12: Produktion og anvendelse af biomasse – Guldborgsund (Bioenergi Sjælland 2013: 6-7).

Fjernvarmeværker i Guldborgsund kommune

For at skabe et bedre grundlag for etablering af et biogasanlæg på Nordfalster, har vi indsamlet information til at kortlægge de forskellige fælles forsyningsselskaber og anlæg der eksisterer i kommunen i dag. Det har vi bl.a. gjort på baggrund af kommunens varmeplan fra 2010, de enkelte værkers årsberetninger og i visse tilfælde at kontakte forsyningsselskaberne.

Værk	Forsyningsområde
Stubbekøbing Fjernvarme (REFA)	Stubbekøbing
Nykøbing Falster bioenergiværk (REFA)	Nykøbing Falster/Ønslev/Eskilstrup/Ovstrup/ Gundslevmagle/Fængsel v. Nørre Alslev/Hasselø Plantage/ Nordensvej/Stubberub
Kraftvarmeværk i Nykøbing Falster (REFA)	Nykøbing Falster/Ønslev/Eskilstrup/Ovstrup/Gundsl evmagle /Fængsel v. Nørre Alslev/Hasselø Plantage/ Nordensvej/Stubberub
Ellehavegaard Energy I/S Horreby	Horreby
Nørre Alslev Fjernvarme a.m.b.a.	Nørre Alslev
Horbelev Fjernvarme	Horbelev
Øster Toreby Fjernvarmeværk a.m.b.a.	Nagelsti/Sundby/Øster Toreby/Toreby/Grænge
Gedser Fjernvarme	Gedser
Sydfalster Varmeværk a.m.b.a.	Væggerløse/Væggerløse Stationsby/Skovby/Idestrup/ Sdr. Ørslev/Hasselø by/Tjæreby
Nysted Varmeværk a.m.b.a.	Nysted/Kettinge
Nysted Biogas	Nysted/Kettinge
Maribo-Sakskøbing kraftvarmeværk (REFA)	Maribo/Sakskøbing
Special Waste System (SWS)	Nørre Alslev

Tabel 13: Egen bearbejdelse. De forskellige fjernvarmeværker, samt deres forsyningsområde (Bioenergi Sjælland 2013: 6-7).

Tabel 14 giver et overblik over de forskellige fjernvarmeværkers årlige MWh produktion i hhv. fjernvarme og el. Som det fremgår af tabellen, er kraftvarmeværkerne i Nykøbing Falster og Maribo-Sakskøbing de klart største og leverer årligt i omegnen af hhv. 230.000 MWh og 166.112 MWh. De to værker er begge drevet af REFA ENERGI og herudover administreret af REFA også Nykøbing Falster Bioenergiværk, Stubbekøbing Fjernvarme, Horbelev Fjernvarme, og Gedser Fjernvarme. Udover de forskellige værker levere Nordic Sugar også en betydelig del af overskudsvarme til Guldborgsund forsyning, deres kampagne er ikke er medtaget i tabellen.

Værk	Årlig produktion fjernvarme (MWh)	Årlig produktion El (MWh)
Stubbekøbing Fjernvarme (REFA)	20.492	0
Nykøbing Falster bioenergiværk (REFA)	15.175	0
Kraftvarmeværk i Nykøbing Falster (REFA)	184.329	43.950
Ellehavegaard Energy I/S Horreby	1.150	0
Nørre Alslev Fjernvarme a.m.b.a.	13.669	0
Horbelev Fjernvarme	3.900	0
Øster Toreby Fjernvarmeværk a.m.b.a.	30.000	0
Gedser Fjernvarme a.m.b.a. (REFA)	7.500	0
Sydfalster Varmeværk a.m.b.a.	29.000	0
Nysted Varmeværk a.m.b.a.	11.443	0
Nysted Biogas	10.000	8.000
Maribo-Sakskøbing kraftvarmeværk	112.500	53.612
Special Waste System (SWS)	8.415	0

Tabel 14: Egen bearbejdelse: Forskellige fjernvarmeværker samt deres energiproduktion.

Værk	Årligt input Affald/Gylle (tons)	Årligt input flis/piller* (tons)	Årligt input halm/afrens* (tons)	Årligt input olie (liter)	Årligt input el (MWh)
Stubbekøbing Fjernvarme (REFA)	0,0	7.484,0	0,0	656,0	410,7
Nykøbing Falster bioenergiværk (REFA)	0	5090	0	0	271,2
Kraftvarmeværk i Nykøbing Falster (REFA)	106957	0	0	0	9955
Ellehavegaard Energy I/S Horreby	0	0	2000	-	-
Nørre Alslev Fjernvarme a.m.b.a.	0	*5	3692	0	328,5
Horbelev Fjernvarme a.m.b.a.	0	0	1700	0	-
Øster Toreby Fjernvarmeværk a.m.b.a.	0	0	6500/*5000	0	
Gedser Fjernvarme a.m.b.a.	0	0	2500	0	-
Sydfalster Varmeværk a.m.b.a.	0	0	7500	0	-
Nysted Varmeværk a.m.b.a.	0	0	4072	0	-
Nysted Biogas	-	-	-	-	-
Maribo- Sakskøbing kraftvarmeværk	-	-	47000	0	-
Special Waste System (SWS)	3316	-	-	39070	410

Tabel 15: De forskellige fjernvarmeværker samt deres ressourceforbrug¹³ - Egen udarbejdelse

Tabel 15 viser de forskellige fjernvarmeværkers ressourceinput i Guldborgsund Kommune. Formålet med dette er at kunne anskue hvilke ressourcer de forskellige anlæg inddrager i deres energiproduktion, for derved at kunne udlede hvor der stadig eksisterer ubrugte biomasseressourcer, samt hvilke muligheder der er for evt. supplering af de eksisterende anlæg. Her er det tydeligt at aflæse at gyllen- og halmressourcerne ikke bliver brugt i stor grad, jf. det næste afsnit, hvor vi kortlægger kommunes ressourcer.

¹³ I de felter hvor der er en streg (-), har det ikke været muligt at skaffe data om værkets ressourceforbrug

Ressourcekortlægning

For at vurdere hvor vidt der er ressourcer i Guldborgsund Kommune til at oprette et biogasanlæg, vil der i det følgende blive kortlagt alle de relevante ressourcer, der måtte være for et biogasanlæg. Nedenstående Tabel 16 giver, på baggrund af en opgørelse fra Bioenergi Sjælland, en vurdering af hvor meget gylle der er i kommunen (Bioenergi Sjælland 2014: 6). Her skelnes der mellem landbrug med mindst 3.000 tons gylle årligt, og de resterende mindre landbrug. Dette gøres pga. det praktiske og økonomiske ved ikke at skulle køre til mange forskellige gårde og afhente gyllen.

Guldborgsund Kommune				
	Dyrket areal i alt (ha)	Gylle fra kvæg (tons)	Gylle fra Svin (tons)	Gylle i alt
Landbrug med mindst 3.000 tons årligt:	11.226	63.271	296.188	359.459
Alle landbrug:	63.735	126.950	413.595	540.545

Tabel 16: Gyllemængde for alle landbrug og for brug med mindst 3.000 tons årligt (Bioenergi Sjælland 2014: 6-7).

I Tabel 17 er de forskellige biomasse-mængder indsat, der kan bidrage til biogasproduktion. Alle tallene er taget fra forskellige opgørelser af Bioenergi Sjælland. Dette vil sige at vurderingen af 'Tørstof indhold', 'Organisk tørstof', 'Tørstofs mængde' og 'Metan potentialet' alle er baseret på værdier fastlagt af Bioenergi Sjælland, og derfor dikterer resultatet af hvor meget biogas man kan forvente at kunne producere på de forskellige ressourcer.

Guldborgsund						
Materiale input:	Mængde (tons)	Tørstof-indhold (%)	Organisk tørstof (%)	Tørstofs-mængde (tons)	Metan potentiale (m ³ /tons)	Forventet bidrag til gas prod. (ren Metan m ³)
Gylle:						
Svinegylle	296.188	5,5%	80,0%	13.032	290,0	3.779.359
Kvæggylle	63.271	7,5%	80,0%	3.796	190,0	721.289
Minkgylle	0	6,5%	75,0%	0	350,0	0
Dybstrøelse kvæg	0	25,0%	80,0%	0	180,0	0
Dybstrøelse fjerkræ	0	57,5%	76,0%	0	180,0	0
Hestegødning	0	47,9%	80,0%	0	350,0	0
Energiafgrøder:						
Majs	0	33,0%	97,0%	0	352,0	0
Roer	0	20,0%	92,0%	0	435,0	0
Græs - 12% ¹⁴	85.447	33,0%	90,0%	25.378	307,0	7.790.972
Efterafgrøder						

¹⁴ Potentialet er for både Lolland- og Guldborgsund kommune hvilket vil sige, at det reelle tal vil være mindre

Olieræddike	0	14,9%	87,2%	0	253,0	0
Gul sennep	0	15,9%	87,2%	0	253,0	0
Andre afgrøder	0	0,0%	0,0%	0	253,0	0
Andre råvarer						
Halm 13%	77.382	85,0%	97,0%	63.801	235,0	14.993.343
Roetoppe ¹⁵	300.000	11,6%	85,0%	29.453	370,0	10.897.425
Grødeskær	0	27,0%	98,0%	0	405,4	0
Tang	0	11,7%	98,0%	0	54,0	0
Affaldsfraktioner						
Industriaffald	0	0,0%	0,0%	0	405,4	0
Husholdningsaffald ¹⁶	4.328	30,0%	86,0%	1.117	350,0	390.818
Andre fraktioner	0	0,0%	0,0%	0	0,0	0
Sum	826.616	-	-	106.008	363,9	38.573.207

Tabel 17: Estimat af biogaspotentiale fra større brug i Guldborgsund (Bioenergi Sjælland 2014).

Som tabel 17 påviser, er potentialet for biogas i Guldborgsund Kommune på 38.573.207 m³ årligt. Til sammenligning viser tabel 18 nedenfor hvad der produceres på alle anlæggene i Guldborgsund kommune.

Guldborgsund Kommune				
	Gylle (tons)	Øvrige råvare (tons)	Prod. biogas (TJ)	Prod. biogas (1.000 m ³)
Nordic Sugar	0	Restprod.	53	2.288
REFA Kettinge forsyning*	52.272	14.171	63	2.725
Guldborgsund varme	0	Slam mv.	2	101

Tabel 18 : Nuværende biogasproduktion i Guldborgsund ((Bioenergi Sjælland 2014).

Dette vil sige at der er rigeligt ressource-grundlag for etablering af endnu et biogasanlæg. Det viser sig at der er et stort ressourcegrundlag for at lave et biogasanlæg med beliggenhed i Guldborgsund kommune. Især de uudnyttede gylle og halm mængder giver et godt grundlag for, at gå videre med nærmere undersøgelse af et biogasanlæg. Der er dog i forvejen mange områder som allerede er forsynet med vedvarende energikilder. Dette kan gøre det problematisk at afsætte evt. Kraftvarme til de omkringliggende områder. Afsætningsmuligheder for produceret biogas, vil vi undersøge nærmere i næste trin af pre-feasibility analysen.

¹⁵ Information fra Nordic Sugar, baseret på mængden af roer. Se bilag 1

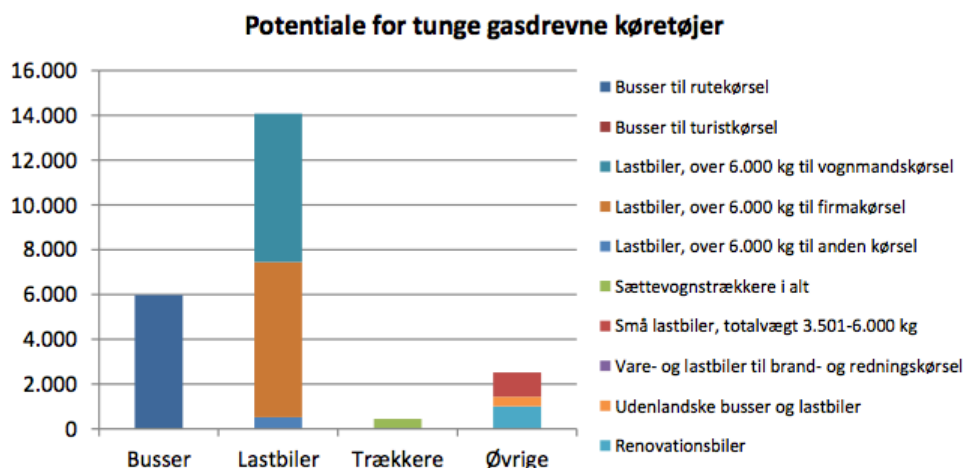
¹⁶ Kildesorteret organisk husholdningsaffald – Mængder og problemstillinger på Sjælland, Bioenergi Sjælland 2014: 9

Trin B: Vurdering af markedspotentialer

Vi vil i det følgende afsnit vurdere hvilke forskellige markedspotentialer, der er for afsætning af biogas med et anlæg placeret på Nordfalster. Vurderingerne skal være med til at kvalificere det koncept, vi ender ud med at foreslå, og ud fra det kunne vurdere ressourceforbrug, dimensionering og økonomiske forhold i biogasanlægget. De følgende markedspotentialer, vi tager udgangspunkt i, er valgt ud fra, hvad der er teknisk muligt at anvende biogassen til, ift. de omstændigheder der er i et biogasanlæg på Nordfalster.

Markedspotentiale 1: CBG¹⁷ til tung transport.

Biogas vil med stor sandsynlighed komme til at spille en vigtig rolle, hvis Danmark skal imødekomme målsætningen om at gøre transportsektoren CO₂ neutral i 2050 (ENS 2012). Som vi tidligere har været inde på i rapporten, er det aftalt i Energiaftalen fra marts 2012, at transportsektoren på længere sigt skal omstilles væk fra fossile brændsler til alternative drivmidler, som fx elektricitet eller biogas (ibid.). I de fleste fremtidsscenarier regner man med at personbiler og lette varebiler vil komme til at køre på el, men denne teknologi vurderes at have et begrænset potentiale ift. den tunge transport.



Figur 4-6: Beregnet potentiale fordelt på køretøjstyper og størrelser. Kilde: Teknologisk Institut (2014)..

Figur 36: Potentiale for tunge gasdrevne køretøjer - køretøjer under 350hk (COWI 2014: 37)

Omvendt egner biogas sig derimod rigtig godt til nogle former for tung transport, hvilket flere lande i EU allerede i dag udnytter. Markedet for transportmidler, som bruger CNG (Compressed Natural Gas) som drivmiddel, er dog ikke særligt stort. Afsætningspotentialet for CNG til det eksisterende marked vil derfor være meget lille på nuværende tidspunkt på Nordfalster. Udviklingen går dog i den rigtige retning. Ifølge IEA World Energy Outlook udgør gas i dag 0,1 procent af brændstofforbruget for lastbiler over 16 tons i verdenen, men er estimeret til at stige til 2,3 procent

¹⁷ Compressed BioGas

frem mod 2035 (IEA 2010: 14).

Som førnævnt, skal biogassen først opgraderes til naturgaskvalitet for at kunne anvendes til transport, dvs. at man renser biogassen for CO₂, hvorefter gassen består af næste ren metan. Herefter skal gassen komprimeres for at kunne anvendes til gaskøretøjer, uanset om der tankes direkte på køretøjet fra biogasanlægget, eller der tankes indirekte fra naturgasnettet eller et andet sted i systemet. Typisk komprimeres gassen med et tryk på mellem 200-260 bar, hvorefter det bliver fyldt på køretøjets trykflasker. Køretøjet kan derfor både køre på opgraderet biogas eller naturgas med ens tankningsfaciliteter (COWI 2014: 33 & Øresund ECOMobility 2012: 19).

SAMFUNDSØKONOMISKE OMKOSTNINGER OG CO₂-UDLEDNING

Lastbil	Samf.øko.omkostninger kr/km	CO ₂ ækvivalent
Diesel	8,48	1247
CNG	8,21	1205
Biogas	10,06	- 800

Kilde: "Rammevilkår for gas til tung transport" - Energistyrelsens beregninger.

Figur 37: Samfundsøkonomiske omkostninger og CO₂-udledning fra diesel, CNG og biogas (ENS.dk)

Der er dog en stor prisforskel på, om man bruger biogas eller naturgas som drivmiddel, da det er forholdsvis dyrt at opgradere biogassen til naturgaskvalitet. Dette kan ses ud fra overstående tabel, hvor hver kørte kilometer med biogas koster ca. 1,85 kr. mere end CNG. Samtidigt viser tabellen dog også den kæmpe miljøgevinst biogas (CBG) har som drivmiddel, i forhold til naturgas og diesel. Den negative værdi ved udledningen af CO₂-ækvivalenter fra biogas, som kan ses i overstående tabel, kommer hovedsagligt fra den mindre udledning fra landbruget ved at anvende gyllen i et biogasanlæg.

Der er dog på nuværende tidspunkt nogle teknologiske barrierer på lastbiler, der kører på CNG. For det første varierer rækkevidden en del i forhold til, hvilken model man vælger, hvor spændet går fra 350-700 kørte km. på én tank (COWI 2014: 35).

En anden barrierer er ifølge en rapport fra COWI, at der pt. kun udbydes gasmotorer med en motoreffekt op til 350 hk (COWI 2014: 37). Denne motoreffekt er primært anvendelig for bybusser eller 2-akslede distributionsbiler, men ikke en sættevognstrækker eller større lastbiler, som kan have en ydeevne på helt op til 800hk (ibid.).

Nedstående tabel viser også et tydeligt billede af, hvor lille en procentdel af de forskellige landes bilflåde, der er udgjort af køretøjer, som bruger CNG som drivmiddel.

EU 28	Totale antal NGV ¹⁸	% af NGV i den samlede bilflåde	CNG tankstationer
Østrig	8323	0,16%	180
Belgien	1033	0,02%	16
Bulgarien	61320	1,83%	110
Kroatien	329	0,02%	3
Cypern	0	0,00%	0
Tjekkiet	7488	0,14%	88
Danmark	104	0,00%	7
Estland	340	0,05%	5
Finland	1689	0,05%	25
Frankrig	13550	0,04%	310
Tyskland	98172	0,20%	920
Grækenland	1000	0,02%	7
Ungarn	5118	0,15%	19
Irland	3	0,00%	0
Italien	885.300	2,16%	1040
Letland	29	0,00%	2
Litauen	380	0,02%	5
Luxembourg	270	0,07%	7
Malta	0	0,00%	0
Holland	7.573	0,09%	141
Polen	3.600	0,02%	86
Portugal	586	0,01%	5
Rumænien	0	0,00%	0
Slovakiet	1.426	0,07%	14
Slovenien	58	0,00%	7
Spanien	3.990	0,01%	69
Sverige	46.715	0,92%	205
Storbritannien	718	0,00%	9
Total	1149114	0,41%	3280

Tabel 19: Antal gasbiler og CNG tankstationer i EU28(udtræk fra NGVA.eu database)

Ifølge tabellen bruger 0,41% af EU's samlede bilflåde CNG som drivmiddel – altså ikke særligt mange. Infrastrukturen er dog i nogen grad udbygget, bestående af 3280 gastankstationer inden for de europæiske lande. Ifølge opgørelser fra NGVA¹⁹ har der inden for EU's medlemslande siden år 2000 været en stigning fra ca. 300.000 køretøjer til de nu 1,149 millioner køretøjer, der anvender CNG – altså godt og vel en firdobling på 15 år. I samme tidsperioder er der også kommet lidt over 2000 flere tankstationer (NGVA 2015 & Øresund ECOMobility 2012: 7).

¹⁸ Natural gas vehicles

¹⁹ Natural & bio Gas Vehicle Association

Biogas til tung transport	
Fordele:	Udfordringer:
Relativ høj energieffektivitet.	Kan være merudgifter ved køb af gasbiler.
Biogas har en høj reduktion af CO ₂ i forhold til diesel eller benzin.	Udgifter til rensning og opgradering af biogassen.
Et markedet som er stigende, og hvor teknologien hele tiden forbedres.	Det vil være nødvendigt at indgå et midlertidigt samarbejde med naturgasnettet for at sikre forsyningssikkerhed.
Stor reduktion på NO _x - og svovl – udledning.	Stor investering i indkøringsfasen af nye lastbiler og tankstationer
Mindre støj fra tung transport	
Faktaboks	
1Nm ³ biogas = 0,75 kg	
1Nm ³ naturgas = 0,83 kg	
1kg naturgas ²⁰ = 13kWh = 1,3 liter diesel = 1,5 liter benzin	

Tabel 20: Fordele og udfordringer for tungtransport der anvender biogas (egen udarbejdelse)

I Danmark er gas som drivmiddel til transportsektoren dog næsten ikke eksisterende. Der vil med de nuværende omstændigheder ikke være et markedet for afsætning af komprimeret biogas til transport, men kommunen kunne lave et lokalt markedet i forbindelse med deres udbud af transport til kommunes forskellige aktiviteter. I den forbindelse er der særligt interessante muligheder ift. den kommunale bilflåde, busselskaberne, affaldsselskaberne og landbruget. Det vil vi se på i det følgende afsnit.

²⁰ Energiindholdet i biogas og naturgas er næsten den samme.

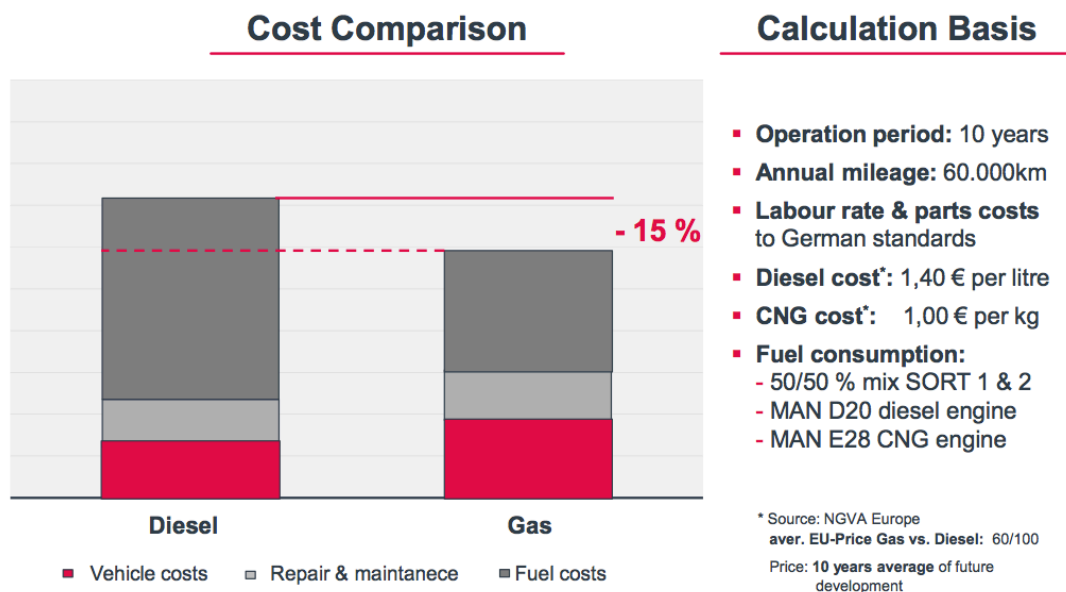
Dagrenovation

En metode, til at skabe et marked for CNG til tung transport i Guldborgsund Kommune, kunne være i forbindelse med udbud af indsamling af dagrenovation. Her er en mulighed for at stille specifikationskrav om, at de pågældende dagrenovationsbiler skal køre på CNG. Det har været en succes og driftssikkert system i andre dele af Danmark, hvor de lokale myndigheder har været med til at facilitere udbygning af en infrastruktur af CNG til tung transport, gennem deres renovationsindsamling (COWI 2014: 30).

			[km]	[hk]	[ton]	[DKK]
IVECO Stralis	CNG AD190S27/P			270		948.000
	CNG AD190S30/P			300		952.000
	CNG AD190S33/P					
		 Renovation, distribution	300- 450	330	11,5	960.000
	CNG AD260S27/P			270		
	CNG AD260S30/P			300		
	CNG AD260S33Y/P					
		 Renovation, distribution	300- 450	330	18	1.130.000
	LNG AT440S33T/P					
		 Langturs- distribution	800- 1000	330	11 + 16 (trækker +trailer)	1.121.000

Tabel 21: Liste over IVECO udbud af dagrenovationsbiler som kører på gas (COWI 2014: 30)

Meromkostninger til køb af dagrenovationsbiler, som bruger CNG varierer alt efter, hvilken model man vælger, men ligger i mellem 50.000 -100.000 kr. pr. renovationskøretøj. Der er dog noget at spare, hvis man kigger på hele køretøjets levetid, grundet den lavere brændstofsøkonomi, der i gaslastbilerne (COWI 2014: 31).



Figur 38: Kostosammenligning af en traditionel bus og gasbus, i en periode over 10 år (MAN 2015: Slide 9)

Overstående graf er en økonomisk sammenligning af udgifter til brændstof, når man ser på en konventionel dieselbus kontra en gasbus' levetid. Det er det tyske busfirma MAN, som har lavet sammenligningen mellem to af deres busser, hvor gasbussen i et tidsforløb på 10 år, vil være 15 procent billigere (MAN 2015: slide 9). Herudover vil der også være en kæmpe emissionsbesparelse, hvis CNG kommer fra et biogasanlæg.

Hvis vi skal zoome ind på REFA-området, har REFA oplyst, at deres samlede renovationsflåde udgør 22 dagrenovationsbiler, som indhenter 30.000 tons dagrenovation på Lolland-Falster (Larsen 2015). En gennemsnits dagrenovationsbil kører ca. 30.000km årligt og har et forbrug af diesel på 3,5 km/l, hvilket giver et årligt forbrug på ca. 207.428 liter. Energimæssigt svarer det til, at renovationsbilerne brændselsforbrug årligt udgør 167.861 Nm³ biogas. Dette vil ikke været meget afsætning ift., at fx Nysted biogasanlæg producere helt om mod 4,9 millioner Nm³ biogas årligt.

Movia

Et andet marked, kommunen kunne fremtvinge til afsætning af CBG, kunne være at omstille kommunens lokale busruter. Movia, der er det selskab, som driver de kollektive busruter i Guldborgsund Kommune, har oplyst, at der er 22 busruter, som fra 13. december 2015 bliver reduceret til 18 ruter (Nielsen 2015). Det er linjerne 732-733-734, som bliver nedlagt på Nordfalster. Yderligere angives det af Movia, at det ud fra de årlige køreplaner, må formodes, at den samlede årlige kørselsmængde udgør ca. 1,1 mio. km, hvis 1 km = 2 minutter (ibid.). En bybus i Guldborgsund Kommune kører i dag i gennemsnit 3,5 km pr. liter diesel, og Movia oplyser yderligere at forsøg med deres gasbusser viser, at de kører 1,55 km/m³ CNG. Vi vil således estimere, at afsætningspotentialet ift. CBG til Movia's busdrift i Guldborgsund Kommune vil være 322.342 Nm³ biogas²¹.

Investeringer i forhold til indkøb af nye busser varierer også her en del ligesom med eksemplet med dagrenovationsbiler. Den konventionelle bybus fra det tyske busfirma MAN koster i omegnen af 1,5 millioner kroner fra ny og vil som oftest være 10-12% billigere end en gasbus (MAN 2015).

		[km]	[hk]	[ton]	[DKK]
Evobus / Mercedes-Benz Citaro	CNG 12 m 	475 (5 tanke)	252	7,4	1.750.000
	CNG 18 m ledbus 	507 (8 tanke)	326		2.200.000

Tabel 22: Evobus/ Mercedes-Benz udbud af gasbusser (COWI 2014: 31)

Men som undersøgelsen, som vi beskrev i forrige afsnit viste, vil der være en besparelse på op mod 15% i bussens levetid ved at vælge en gasbus, grundet de lavere brændstofspriser.

²¹ 1.100.100 km / 3,5 km/liter = 314.286 liter diesel. 314.286 liter / 1,3 liter = 241.758 kg naturgas. 241.758 kg / 0,75 kg = 322.342 Nm³ biogas. Omregningsfaktoren kan ses i fakta boksen i starten af kapitlet.

Landbrugsmaskiner

Landbruget bruger store mængder brændstof i forbindelse med dyrkningen af deres jord. Dieselforbruget på landsgennemsnit ligger årligt på mellem 65-120 liter diesel pr. hektar inklusiv gyllekørsel, afhængigt af jordtype, dyrkningsform, køremåde, maskinevalg etc. (Nielsen 2014: 1). I Sverige har man med fordel anvendt biogas, som drivmiddel til dyrkning af Landbrugsarealer (BiogasSyd 2010: 10). Ifølge en undersøgelse foretaget af et biogasnetværk i Skåne, kan man i Sverige med de nuværende rammebetingelser for biogas omstille 1% af de svenske traktorer i det svensk landbrug. Her er det især udgifter til tankfaciliteterne, som gør, at potentialet ikke er højere (BiogasSyd 2010: 34). Hvis man går udfra, at landbruget i Guldborgsund Kommune gennemsnitligt bruger 90 liter diesel om året på dyrkning af en hektar jord, vil det samlede dieselforbrug for de 63.735 ha dyrkningsareal i kommunen være på 5.736.150 liter diesel om året. Hvis vi igen går ud fra den svenske undersøgelse, betyder det altså, at det kun er 1% af dette, som kan omstilles, altså godt 60.000 liter af dielsen. På den mellemlange bane er der dog et stort afsætningspotentiale i forhold til produktion af CNG til de lokale landbrug. Teknologien er moden, men udbudet af landbrugsmaskiner er i øjeblikket ikke særligt stort (BiogasSyd 2010: 38). Flere producenter er på vej med nye modeller. Firmaet Nev Holland fremviste i 2015 deres nye deres prototype, T6 Methan-traktoren, som giver op til 10% bedre brændstofsøkonomi end en traditionel dieseltraktor.



Figur 39: New Holland T6 Methan traktor (Newholland.com)

Samtidig opfylder den EU's tier 4A standard ved at udlede 80% færre emissioner end en tilsvarende dieseltraktorer (NewHolland 2015). Denne metan-traktorer forventer man kommer i serieproduktion i 2016.

I dag bruger landbruget i Gulborgsund Kommune ca. 5.736.150 liter diesel x en dieselpriis på 6,7 kr. pr. liter²², som giver et total indkøb på næsten 38,6 millioner kr. årligt. De penge vil således kunne blive i den lokale økonomi, hvis de lokale landmænd selv kunne producere deres brændstof i et biogasanlæg.

²² Prisen på 1000 liter diesel ekskl. moms hos Shell.

CNG til gennemkørende sættevognslastbiler og langturslastbiler

Hvis man løser de teknologiske barrierer, så sættevognslastbiler og større lastbiler også kan udnytte CNG som drivmiddel, vil det potentielle markedede bare i Danmark mangedobles (COWI 2014:32). Fx hvis der udbydes gaslastbiler, der har en ydeevne på 500hk i forhold til den max ydeevne på 350hk, der er i dag, vil man gå fra de omkring 14.000 lastbiler, som potentialet er jf. den første figur i kapitlet, til yderligere at have 12.000 flere lastbiler, som potentielt kunne omstilles.

Potentialet vil være endnu større, hvis man også medregner det europæiske marked (ibid.). En vigtig parameter for et større europæisk marked vil være at øge rækkevidden, da det ofte er langturslastbiler, som kører på tværs af landegrænser. Her vil man på nuværende tidspunkt være nødt til at bruge en dual fuel motor, som er kraftigere og mere energieffektiv end gasmotoren (ibid.). Dual fuel motoren er en dieselmotor, som er udstyret med en gasanlæg, som kan anvende op til 80% gas i kombination med diesel (BiogasSyd 2010: . Teknologien egner sig dog ikke til dagrenovation og bybusser, da motoren hovedsagligt benytter diesel i tomgang og ved lav belastning (ibid. 22). Dual fuel motoren fås dog ikke i dag, da den ikke opfylder EU's emissions standard - EURO IV version.

I forhold til det europæiske marked ligger Nordfalster strategisk interessant, da en tankstation her vil binde det svenske marked sammen med det tyske. Selvom man er meget længere fremme med gas til transport i Sverige og Tyskland, er der kun tale af en andel på 0,92 og 0,20% af de samlede bilflåder, der i dag kører på CNG (NGVA 2015). Etablering af en tankestation på Nordfalster vil dog gøre grøn godstransport lettere mellem de tre lande, noget som må forventes at blive mere interessant for de store godstransportselskaber i de kommende år, pga. af de lave udgifter til brændstof og større krav til emissionsudslip.



Figur 40: Tre transportkorridorer som forbinder det centrale Europa og Scandinavian (STRING 2014: 18)

I det dansk-svensk-tyske interesseorganisation STRING, arbejde man med at udvikle en grøn korridor gående fra Hamburg og op til Nordsverige. Her bliver Region Sjælland et vigtigt knudepunkt for at forbinde Skandinavien med det nordtyske marked (STRING 2014: 16).

Den kommende Femern forbindelse vil også give øget trafik gennem regionen, ifølge flere trafikprognoser Femern A/S og Trafikstyrelsen har lavet (Femern 2014 & Trafikstyrelsen 2015). Dog er projektet på nuværende tidspunkt udskudt til 2025, grundet de mange høringssvar som skal behandles i Tyskland.

Opsummering af afsætningsmulighed til tung transport

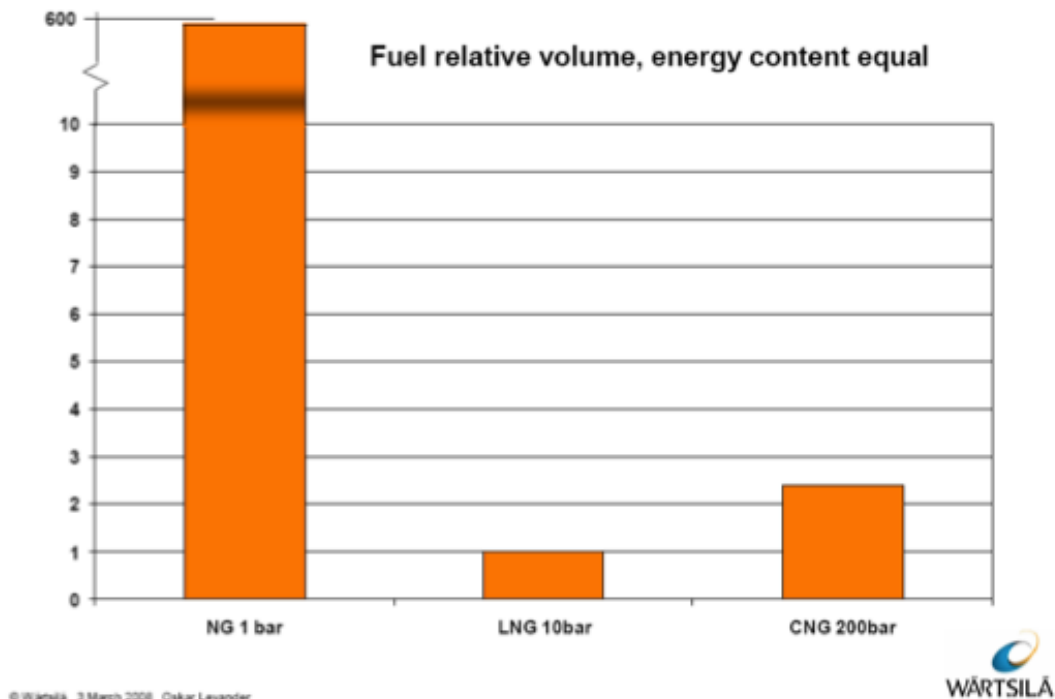
I nedstående tabel har vi samlet afsætningspotentialer af biogas til tung transport i forbindelse med et biogasanlæg i Guldborgsund Kommune. Vi har delt det op i fremtidigt og nuværende afsætningspotentialer, hvor det sidst nævnte vil være interessant i forhold til dimensionering af et biogasanlæg. Man må konkludere af de 422.149 Nm³ vi kommer frem til der vil kunne afsættes til dagrenovationsbiler og lokalbusser i Guldborgsund kommune, ikke er meget ift. et stort biogasanlæg.

Potentiale for afsætning af biogas til forskellige markeder i Guldborgsund Kommune					
	Antal	Energi pr. Liter diesel	Estimeret samlet antal km årligt	Estimeret samlet energiforbrug diesel årligt	Nuværende omstillings-potentiale i Nm ³ biogas
Dagrenovationsbiler (REFA)	22	3,5 km/l	726.000	207.428 liter	167.861
Bybusser (MOVIA)	18	3,5 km/l	1.100.000	314.285 liter	254.288
Landbrugsmaskiner	Usikkert	Usikkert	Usikkert	Usikkert	Usikkert
Regional og interregional godstransport gennem Guldborgsund	Mange	Forskelligt	Meget stort	Meget stort	Meget lille
Samlet	-	-	1.826.000	521.713	422.149

Tabel 23: Opsummering af potentialer for afsætning af biogas som CBG i Guldborgsund Kommune (egen udarbejdelse).

Markedspotentiale 2: LBG til transport

Markedet for Liquefied Bio Gas (LBG for Biogas/vedvarende, LNG for naturgas) bliver større og større, og er dermed også interessant at undersøge markedspotentiale for afsætning af biogas i form af LBG(DGC 2014: 6). LBG er biogas, som er blevet afkølet til minus 161 grader celsius, hvormed gassen kondensere til flydende form. Det er der flere fordele ved.



Figur 41: Sammenligning af den relative brændselsvolumen ved ens energiindhold af naturgas (Miljøstyrelsen 2013: 28).

En fordel er at gassens volumen bliver 600 gange mindre, end ved den normale gasform ved en atmosfæres tryk. Således kan man flytte større mængder energi, på et mindre areal, hvilket giver en gevinst i forhold til transportomkostninger(Miljøministeriet 2013: 18). Endvidere har den flydende gas nogle gode egenskaber i form af erstatter andre typer fossile brændsler, som dieselolie og heavy fuel olie, qua dens høje energidensitet, samtidig medfører betydelig bedre miljøstandarder.

Udbygning af LNG stationer i EU

I en omfattende svensk undersøgelse fra år 2009, er det dokumenteret hvordan distributionen af biogas uden for et naturgasnet, kan afsættes på den mest økonomisk optimale måde(Grontmij 2009). Her står det klart, at er afstanden under 200 km, er det komprimerede stadie af biogassen at fortrække (CBG eller CNG), hvor imod længere transport vil gøre det langt mere gunstigt at transportere biogassen flydende (LBG eller LNG)(ibid. 56). Det skyldes den højere energidensitet og mindre vægt ved at kondensere gassen til flydende form, som giver op til 5 gange bedre transportomkostninger, end transport med CNG ved 260bar

trykflasker(Ibid.).

Den vigtigste baggrund for brug og udvikling af LNG og LBG, er den langt mindre udeledning af Svovl- og NO_x-emissioner det giver. I MARPOL-konventionen, som er en protokol til formål at forhindre forurening af havområder, har 136 lande bl.a. forpligtet sig til at reducere NO_x-udledning fra skibstransport(DGC 2014: 3). Her er gas – både LNG og LBG – det bedste alternativ til marinedieselolie og heavy fuel oil, for at mindske udledning af drivhusgasser.



Figur 1 Emissionskontrollerede zoner – ECA (Kilde: DNV GL)

Figur 42: Oversigt over ECA-områder (DGC 2014: 3)

Danmark er også del af de såkaldte ECA-miljøområder (Emission Control Area), hvor der er særlige lovkrav om at udlede mindre svovl i havområder. Dette kan kun opfyldes ved at konvertere til brug af LBG/LNG, eller få installeret en SO₂-scrubber i skibet, hvilket er meget omkostningsfuldt, som ifølge et udbud fra Bornholmerfærgeren koster i omegnen af 20-30 millioner kroner pr. færge (Transportministeriet 2014: 18). LNG som skibsbrændstof reducerer emission af svovloxid (SO_x) med 90 % til 95 %. NO_x-emissioner reduceres med ca. 80 %(DGC 2014: 6).

Dette er med til at give incitament til udbygning af distribution af LBG/LNG, for at overholde gælde lovkrav til miljøstandarder. LNG er stadig et fossilbrændsel og vil som udgangspunkt kun hjælpe transportsektoren til at udlede mindre emissioner end den i forvejen gør. En decideret vedvarende kilde vil kun opnås igennem LBG.

På nuværende tidspunkt er LBG på sin spæde stadiet, og der er ikke foretaget mange undersøgelser omhandlende produktionsomkostninger og konkurrencedygtigheden af brændslet. Lidköping biogas anlæg, er et af de første i verdenen, hvor størstedelen af gasproduktionen, bliver omdannet til LBG(Lidköping 2014: 9).

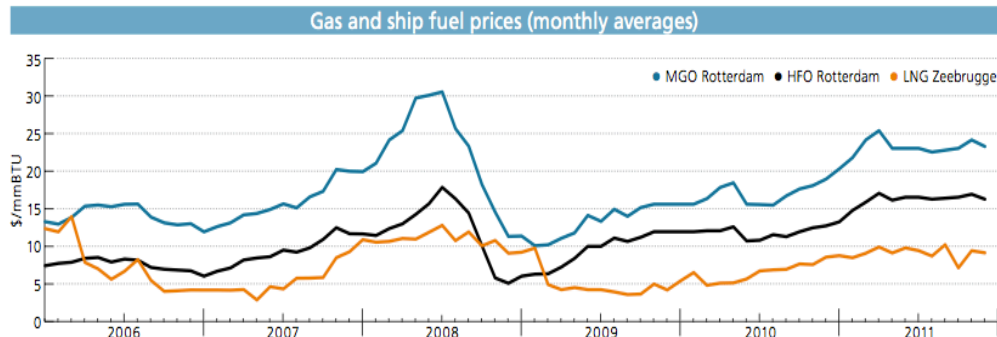


Figur 43: Oversigt over Lidköping biogas. Produktionen består af 70 procent LBG & 30 procent CBG. (Lidköping biogas 2015: 8)

70 procent af biogassen, som bliver produceret i Lidköping, bliver lavet til flyde biogas (LBG). Anlægget fungerer som et traditionelt biogasanlæg (step 1-4), men herefter bliver biogassen ført til opgraderingsanlægget (step 5). Her bliver biogassen rensat til 97 procent rent metan, hvor 30 procent bliver sendt til en højtrykskompressor, som gør gassen klar til at blive tanket på gaskøretøjer som CBG, hvilket hellere ikke er nyt i biogasanlægssammenhæng (step 6, 10). Det nye ligger i de resterende 70 procent, der bliver gjort til flydende biogas ved at rense gassen yderligere for kuldioxid og fryse gassen ned til minus 161 grader celsius (step 7-8), hvorefter det flydende stof bliver lagret som LBG (step 9). Ifølge Lidköping biogasanlæg er energitabet ved at gøre biogassen til LBG ca. 10 procent. LBG bliver bl.a. transporteret til Göteborg Kommune, hvor tankstationer hovedsagligt sælger det til biler og busser. Anlægget producere årligt ca. 4.500 tons LNG, og herudover bliver 1. million m³ biogas komprimeret til CBG til privattransport (ibid. 9).

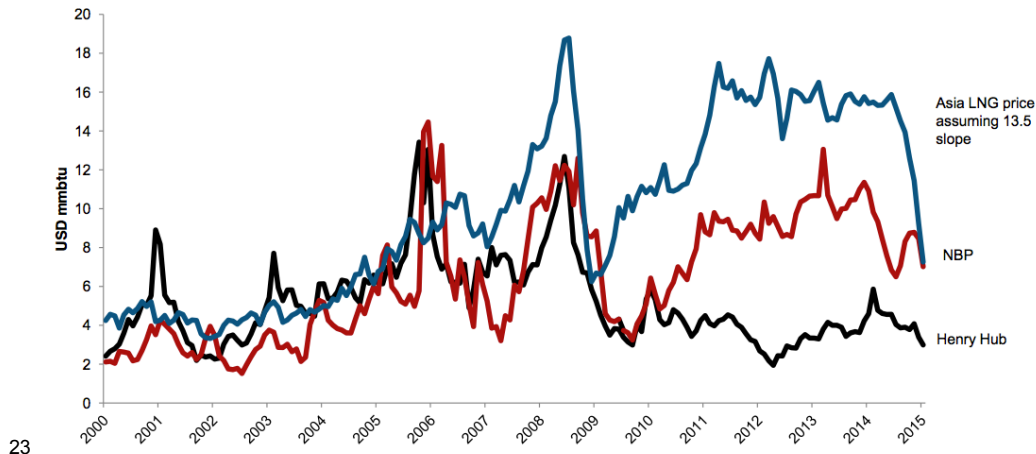
Priser for opgradering af LBG/LNG

Nedstående graf viser at LNG prismæssigt har været langt billigere end både heavyfuel, havvy oil og marinediesellole. Tallene er dog fra 2011, og som det kan ses på nedstående figur har LNG prisen været faldende siden år 2011 med næste 100%.



Figur 44: Prisforskel på Marine Gas Oil, Heavy Fuel Oil & Liquidfied Natural Gas fra 2006-2011(Germanischer Lloyd 2011: 2)

Det skyldes hovedsagligt det tilsvarende fald i olieprisen, som naturgaspriserne læner sig op ad(Nordeainvestmagasinet 2015). Det vil også betyde, at man ikke vil få ligeså mange penge for sin LBG i dag, som man ville for 4 år siden, og har dermed også en effekt på driftsøkonomien i et biogasanlæg der producere LBG.



Figur 45: Udvikling af LNG priser på tre forskellige markeder (Powergen Europe 2015)

Efter mailkorrespondance med Jan Nielsen som er koordinerende maskinchef hos Samsø rederi, vil den nye Samsø færge, som skal sejle på LNG, have en indkøbspris på LNG som faktisk er en smule dyrere end marinediesel olie. De forventer dog på længere sigt at LNG igen vil blive konkurrencedygtigt, og har valgt at betale lidt mere for brændstoffet i en periode, men til gengæld får en stor miljøgevinst (Nielsen SAM 2015 & Samsø 2015).

²³ 1 = MMBtu=0,293 MWh= 293 KWh = 8 dollar= 54,94 kr.
1MWh = 187,5 kr.

Som det kan ses af nedstående tabel kan LBG prismæssigt være konkurrencedygtigt i forhold til andre produktionsformer på et biogasanlæg²⁴ (Grontmij 2009: 56). Det er især den yderligere opgradering af gassen, igennem finrensning og forvæskning af LBG, der er en meromkostning i forhold til andre former for salg af biogassen, med henholdsvis 0,017 og 0,12 kr/kWh. Tabellen viser også at LBG koster 0,87kr/kWh ved produktion af 10 GWh/år, men at der er stordriftsfordel ved at producere 100GWh/år, hvor prisen så vil være 0,20kr/kWh. Dvs. jo større anlæg jo mindre produktionsomkostninger vil der være. Til gengæld behøves man ikke at komprimere gassen, som giver en besparelse ift. CBG eller salg til naturgasnettet.

	Alternativ 1		Alternativ 2		Alternativ 3		Alternativ 4		Alternativ 5	
	Transmissionsnet		Distributionsnet		Lokalt gasnet		CBG		LBG	
Tillførd gasmængde, GWh/år	10	100	10	100	10	100	10	100	10	100
Uppgradering, kr/kWh	0,16	0,062	0,16	0,062	0,16	0,062	0,16	0,062	0,16	0,062
Propantillsats, kr/kWh	0,076	0,031	0,076	0,031						
LNG back up, kr/kWh					0,047	0,007	0,047	0,007		
Komprimering från 4 till 80 bar, kr/kWh	0,061	0,022								
Komprimering till 200 bar, kr/kWh							0,072	0,028		
Lastväxlarflak/LBG trailer, kr/kWh							0,055	0,023	0,036	0,004
Finrening, kr/kWh									0,095	0,017
Förvätskning, kr/kWh									0,58	0,12
Summa, kr/kWh	0,29	0,11	0,23	0,093	0,20	0,069	0,33	0,12	0,87	0,20
Distribution 100 km, kr/kWh	0,086	0,086	0,076	0,074	1,4	0,18	0,053	0,053	0,0095	0,0095
Distribution 200 km, kr/kWh	0,086	0,086	0,076	0,074	4,4	0,52	0,10	0,10	0,018	0,018
Tankstation (5 GWh/år), kr/kWh	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,14	0,14	0,16	0,16

Tabel 24: Oversigt over kostrader og distribution af biogas i forskellige stadier (Grontmij 2009: 56)

LBG til maritim transport

Der er allerede et stort markedet for LNG til maritim transport, som er en meget moden teknologi, og bliver distribueret og solgt rundt om i hele verden (DGC 2012: 2). Her vil LBG kunne gå ind og erstatte noget af den naturgas, der i dag bliver brugt til at lave den største del af den flydende gas, der bliver solgt på markedet.

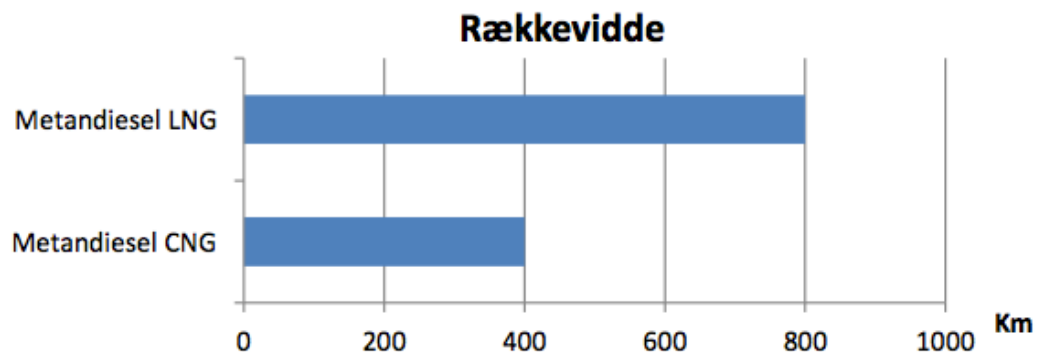
Dansk Gasteknisk Center har undersøgt potentialet for afsætning af LNG/LBG i den engelsk kanal, Nordsøen og Østersøen grundet nye lovkrav om svovlindhold på max 0,1 procent i den anvendte brændsel, i det før omtalte SECA-område. Alene i Østersøen vurderes der at være et potentiale på omkring fire million tons LNG årligt, med den nuværende infrastruktur (DGC 2014: 6). Udfordringen er, at ældre skibe, er svære at konvertere til LBG, da der er bestemte reglementer for maskinrummet, også gas-tankens placering i skibet kan være svær at få plads til. Derfor vil udviklingen af færger der sejler på LBG/LNG, hovedsagligt være på nye skibe og vil derfor

²⁴ Tallene er fra en svensk undersøgelse, og er derfor lavet ud fra svenske prissætninger og regler om støtte til LBG, CBG og biogas afsætning til transmissionsnet eller distributionsnet i Sverige, men antages at være det samme i et dansk eksempel.

blive et gradvist stigende marked, i takt med investeringer i nye færges (DGC 2012: 2). Dette marked kan dog udvikle sig hurtigt. En stor færge der sejler på Nordsøen, kan bruge hvad der årligt svarer til 30 millioner m³ naturgas. Af samme grund er mange havne i Skandinavien også begyndt at kigge på, at facilitere til salg af LNG (ibid.). Der er endnu ikke et certifikatsystem på produktion af LBG, som der fx er på CBG der bliver distribueret på naturgasnettet hvilket er en økonomisk hindring.

LBG til tung transport

En anden mulighed for LBG ville være til tung transport. Nedstående graf viser tydeligt den store gevinst LBG/LNG har i forhold til CNG. Rækkevidde fordobles, og vil dermed skabe langt mere effektive løsninger for den tunge transport, som netop er problemet med CNG til togtransport (COWI 2014: 67).



Figur 7-11: Ved brug af LNG frem for CNG kan rækkevidden fordobles. Kilde: (Volvo, 2014)

Figur 46: Sammenligning af LNG og CNGs rækkevidde (COWI 2014: 68)

Der er midlertidig nogle større udfordringer med LBG til tung transport i Danmark. Vores systemer understøtte nemlig ikke distributionen af LBG/LNG. Dvs. den flydende gas kan ikke distribueres gennem naturgasnettet, eller opbevares i de danske gaslagre. Samtidig er infrastrukturen slet ikke udbygget på samme måde som fx i USA eller Sverige, hvor gassen distribueres off grid ud til de områder hvor markedet for afsætningen er. I Danmark benyttes CNG til køretøjer, og det er CNG der kan købes på tankstationerne. I Danmark fås LNG ikke til køretøjer, men forventes at få en udbredelse til skibsfarten (Ibid. 69).

Opsamling: LBG i Guldborgsund kommune

I forhold til casen på Nordfalster, er der særligt to markeder som ville være relevante i forhold til en LBG produktion:

1. Afsætning til lokale færger
2. Salg til det europæiske marked

Afsætning til lokale færger

I et MUDP- projekt fra år 2013 udarbejdet af miljøstyrelsen, bliver muligheden undersøgt for at Langelandsfærger, som sejler fra Tårs på Lolland til Spodsbjerg på Langeland, kunne sejle på LNG (Miljøstyrelsen 2013). Projektet beskriver hvordan tankvognen fra Hamborg kører 17 tons LNG af gangen, op til Tårs og fylder det direkte ind i skibets LNG tank. Færgeren anvender årligt den en energimængde svarende til 3.500 tons LNG (ibid.16). Langelandsfærgeren som til daglig er drevet af firmaet Færgeren, er allerede klargjort til omstilling til LNG ved gennemførelse af mindre ombygninger. Således ville ca. 200 tankbiler årligt skulle køre fra Hamborg, som i stedet kunne komme fra et lokalt biogasanlæg.

Samsø Kommune har i foråret 2015 indsat færgeren "Prinsesse Isabella" som allerede sejler på LNG mellem Hou-Sælvig (Samsø 2015: 13). Færgens årlige forbrug af LNG er 2,679 millioner m³ naturgas, eller det der svarer til 1.984 tons LNG – hvilket svarer til 50 procent af den producerede LNG på det førnævnte Lidköping biogasanlæg. Selskabet bag færgeren køber LNG'en i Rotterdam og får den transporteret til Danmark. Samsø Kommune er selv i gang med at undersøge muligheden for at få produceret LBG på øen, men vil indtil da være en potentiel kunde.

Herudover har færgeren fra Kalundborg til Samsø et forbrugspotentiale på 1.350 tons LNG årligt, som ville skulle bruges for at omstilles hele færgens energiforbrug (Ibid.).

Yderligere er der i forbindelse med udbuddet til drift af bornholmerfærgeren, som sejler mellem Køge og Rønne, også et potentiale for at færgeren anvender LNG som drivmiddel. Det har dog ikke lykkedes at få det med i første omgang af udbudsrunden, da der er en teknisk udfordring at installere LNG-tanke på hurtigfærger, som vil give for stor vægtdeling og pladsmangel til passagerer (Trafikministeriet 2014). Man må dog forvente at denne rute på længere sigt også skal omstilles til mere miljøvenlige brændsler, for at opfylde gældende miljøkrav.

For at opsummere, vil der alene i de tre færge eksempler være et afsætningspotentiale på 6.834 tons LNG årligt. Til sammenligning producere Lidköping biogasanlæg 4.200 tons LNG årligt (Lidköping 2014).

Salg til det europæiske markedet

Det nuværende globale markedet for LNG er også en interessant aftager. Som vi allerede har bekræftet er prisen pt. ca. 187,5kr pr. MWh man producere. Der vil dog være en meromkostning forbundet ved opgraderingen og forvæskningen af biogas til LBG, som ikke er nødvendig ved anvendelse af naturgas. Det giver selvfølgelig en meromkostning ved den ekstra forarbejdning der vil være ved, at producere flydende bio-metangas.

Hvis man går ud fra en meromkostning på 0,12kr/kWh produceret LBG, vil det svare til udgift på 120 kr. pr. MWh. Markedsprisen på LNG vil derfor være meget afgørende for, om det vil være en god eller dårlig forretning, grundet de høje produktionsomkostninger ved LBG.

En anden omkostning til LBG, kunne blive at få transporteret brændslet hen til en distributør. Region Sjælland er med i et tværregionalt og -nationalt politisk samarbejde kaldet STRING, som bl.a. arbejder med at udvikle en grøn transportkorridor gående fra Hamborg og hele vejen til Nordskandinavien (STRING 2014: 51).

Fig.: Example of the LNG/CNG Highway. Source: COWI

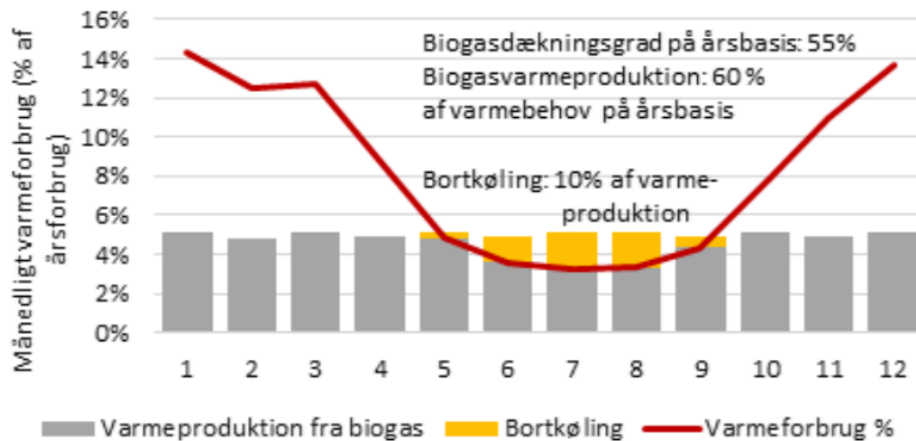


Figur 47: Eksempel på beliggenhed af LNG tankstationer i STRINGs grønne transport korridor (STRING 2014: 51)

Her vil man bygge tankstationer langs motorvejen fra Hamborg og hele vejen op til Stockholm. I skrivende stund er det kun en politisk vision og har lange udsigter. En realistisk vurdering ville være at man skulle fragte LBG'en til Hamborg, hvor der foregår et stort distribution af LNG til skibsfart.

Markedspotentiale 3: Biogas til kraftvarme

Ud over muligheden for at opgradere biogas til naturgas foreligger muligheden også for, at lave el via en gasdrevet motor og levere overskudsvarme fra denne el-produktion. Fordelen herved er at man kan levere elektricitet til el-nettet, der kan aftage store mængder grundet det store europæiske elnet, og samtidigt forsyne én eller flere byer med den overskydende varme i form af fjernvarme. Denne type anlæg kaldes 'kraftvarme-anlæg'.



Figur 23. Fjernvarmebehovsdækning (brutto) for biogaskraftvarme ved bortkøling.

Figur 48: Fjernvarmebehovsdækningen for biogaskraftvarme ved bortkøling af 10% af varmeproduktionen (EA analyse 2014: 45)

Den overskydende varme har i midlertid ikke uendelig afsætningskapacitet, men er afgjort af hvilke fjernvarmenet man er koblet til. Det giver nogle udfordringer, da varmeforbruget er meget sæsonafhængig. Varmeforbruget er lavere om sommeren, end om vinteren. Dette kan betyde at man må bortkøle meget varme i sommerperiode, hvis man ikke har dimensioneret sit anlæg efter varmebehovet på årsbasis. Som vist på overstående figur vil varmen fra et biogasanlæg, fx kunne dække fjernvarmenettes grundlast. I dette tilfælde bortkøler man dog stadig 10% af varmeproduktionen fra ultimo maj til midio september, da produktionen overstiger forbruget på nettet (Ea 2014: 67).

En måde at komme af med overskudsvarmen fra el-produktionen kunne være ved, at forsyne en af de resterende olielandbyer i Guldborgsund Kommune. I det følgende er de eksisterende olielandsbyer i Guldborgsund kommune beskrevet.

Olielandsbyer i Guldborgsund kommune

Bioenergi Sjælland har lavet en lang række undersøgelser, i diverse kommuner i region Sjælland ang. fænomenet olielandsbyer, hvilket er landsbyer der udelukkende eller i overvejende grad er forsynet med olie som energikilde (Kjær et al. 2014: 1). Problematikken med olielandsbyer er, at de ligger uden for fjernvarme-, og naturgasnettet og derfor har brug for en decentral varmeløsning. Guldborgsund har som mange andre landdistriktkommuner en decentral by-struktur og har derfor også en række landsbyer. En stor del af disse landsbyer er imidlertid allerede forsynet med biomassefyret fjernvarme.

Tabel 1 viser de resterende olielandsbyer i Guldborgsund kommune, deres varmebehov og i hvor stor en grad de er forsynet med olie (Kjær et al. 2014: 1)

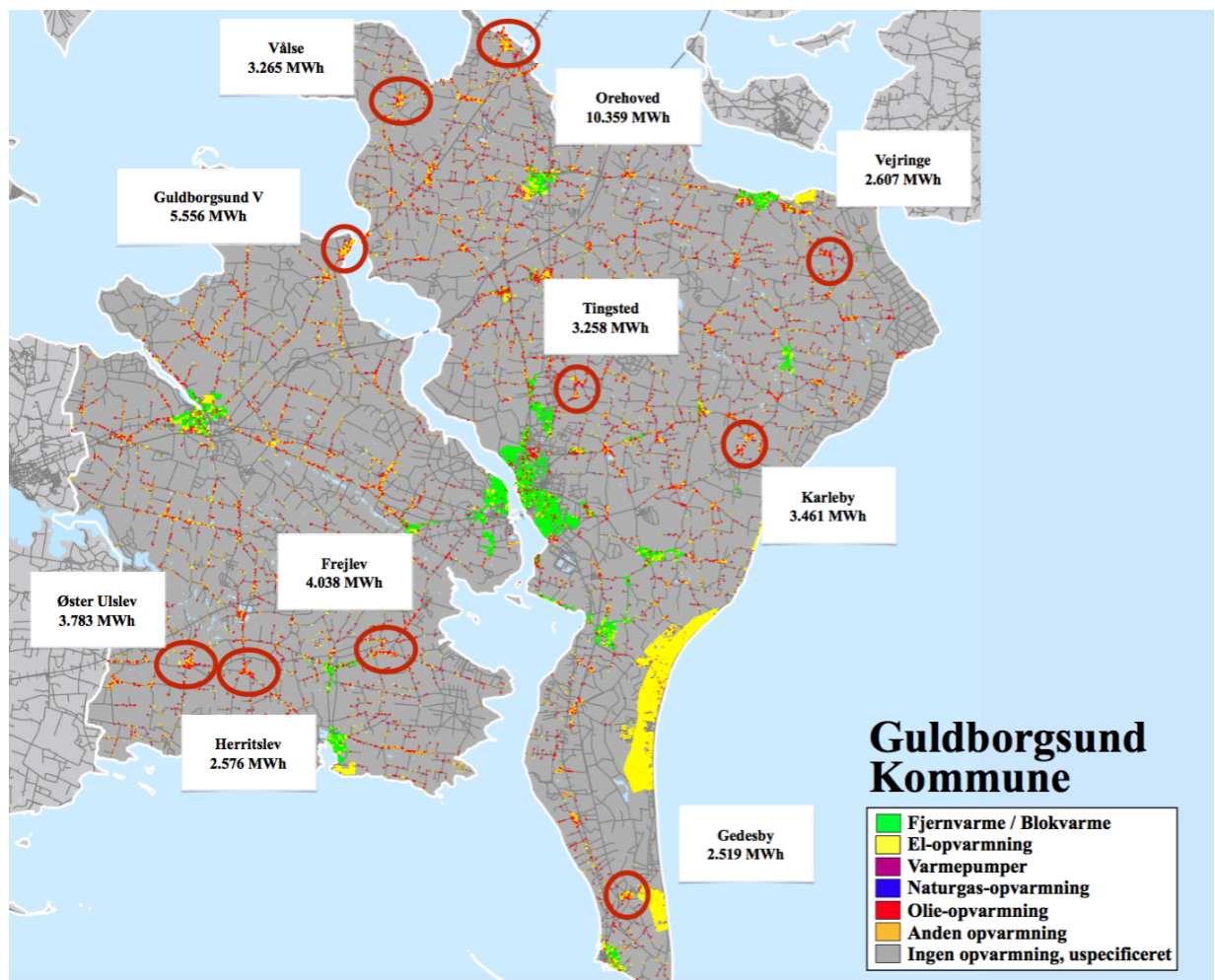
Olielandsbyer Guldborgsund				
	Antal bygninger	Netto varmebehov (MWh)	% olieopvarmning	Varmebehov oliefyr (MWh)
Frejlev	131	4038	67%	2705
Gedsby	107	2519	62%	1562
Guldborg V	240	5556	55%	3056
Gåbense	88	2292	65%	1490
Herritslev	84	2576	79%	2035
Karleby	122	3561	62%	2208
Nørre Ørslev	54	1482	62%	919
Orehoved	341	10359	69%	7148
Systofte	79	2102	76%	1598
Tingsted	122	3258	60%	1955
Vejringe	75	2607	61%	1590
Vålse	129	3265	54%	1763
Øster Ulslev	143	3783	62%	2345

Tabel 25: Olielandsbyer i Guldborgsund kommune, samt varmebehov (Kjær et al. 2014: 18-29)

Det der ville være nærliggende var at gå efter, til dels, den størst mulige aftagermængde af hensyn til CO₂-besparelsespotentialitet, og samtidigt den billigste varmeregning for forbrugeren i form af flere tilslutninger. Yderligere er en faktor der er vigtig at overveje andelen af oliefyr i byen, da centralvarme ved oliefyr er bedre kompatibel med decentral fjernvarme, da der allerede er rør i husene til, at fordele det varme vand. Man vil dog sagtens kunne omstille el-opvarmede huse til fjernvarme, dog ved en meromkostning. Med dette udgangspunkt er Orehoved den største aftager af varme, med sine 341 husstandes total-varmeforbrug på 10.359 MWh og ligger samtidig i den høje ende ift. andel af oliefyr der ligger på 69% der svarer til 7148 MWh. Som kortet nedenunder illustrerer ligger Orehoved på Nordfalster, hvor byen Gåbense ligger tæt på. En kombinationsløsning hvor

man forbinder Orehoved og Gåbense, i samme fjernvarmenet vil hvad. Gåbense er en by med 88 husstande og et totalvarmeforbrug på 2.292 MWh. Andelen af oliefyret centralvarme er 65% af total-varmebehovet og dermed 1490 MWh.

Fordelen ved at tilføje Gåbense, ville igen være den øget reducere af drivhusgasser fra afbrændingen af olie som varmekilde, samtidigt med en mindre varmeregning til forbrugerne, da flere deler regningen.



Figur 49: Oversigt over opvarmningskilder i Guldborgsund (Kjær et al. 2014)

Indpasning af varme fra biogas i eksisterende fjernvarmeområder

Kraftvarme produktionen fra et biogasanlæg kunne også indgå i et allerede eksisterende fjernvarmenet, hvor der ville være, eller kommer, en disponibel kapacitet til at afsætte varme. Det nuværende varmebehov alene i Nykøbing Falster er opgjort til 246.450 MWh, og der vil yderligere være et fremtidigt potentiale til at udvide dette net med 32.484 MWh ((Kjær et al. 2014).

Herudover er der også andre mindre decentrale varme- og kraftvarmeproducenter, som alle potentielt kunne modtage varme eller biogas via en biogasledning til egenproduktion af kraftvarme. Som det kan ses på nedstående tabel, er der 13 forskellige fjernvarmeanlæg i Guldborgsund kommune. Det interessante er her året kedlerne er taget i drift, da det giver

et indikation, på hvornår anlægget kan stå overfor en mulig renovering eller skrotning og der således er et "åbnet vindue" til at skifte til en anden energikilde.

Et eksempel på en kommende afsætningsmulighed, kunne være det store varme- og energimarked i Nykøbing Falster, hvor både ovnlinje 1 og 2 er fra 1983. REFA's forbrændingsanlæg må formodes snart at være udtjent. Den typiske tekniske og økonomiske levetid på en ovnlinje er 20 år, men ofte vil man i første omgang foretage en renovering og først skrotte kedlen når den bliver 40 år (Rambøll 2008: 5). Sidste år leverede de to spids- og mellemlasts ovnlinjer tilsammen 75.000 MWh.

Værk	Årlig produktion fjernvarme (MWh)	Kedel årstal
Ellehavegaard Energy I/S Horreby	1.150	1996
Gedser Fjernvarme a.m.b.a.	7.500	2012
Horbelev Fjernvarme a.m.b.a.	3.900	2005
Kraftvarmeværk i Nykøbing Falster (REFA)	184.329	Ovn 1&2: 1983 Damp turbine: 1999
Maribo-Sakskøbing kraftvarmeværk	112.500	Damp turbine: 2000 Biokedel: 1982
Nykøbing Falster bioenergiværk (REFA)	15.175	2008
Nysted Biogas	9.400	1998
Nysted Varmeværk a.m.b.a.	11.443	2006
Nørre Alslev Fjernvarme a.m.b.a.	13.669	Kedel(hovedcentral): 2006
Special Waste System (SWS)	8.415	1991
Stubbekøbing Fjernvarme (REFA)	20.492	2008
Sydfalster Varmeværk a.m.b.a.	29.000	Biomassekedel: 2003 solvarmeanlæg: 2011
Øster Toreby Fjernvarmeværk a.m.b.a.	30.000	2012
I alt	446.973	

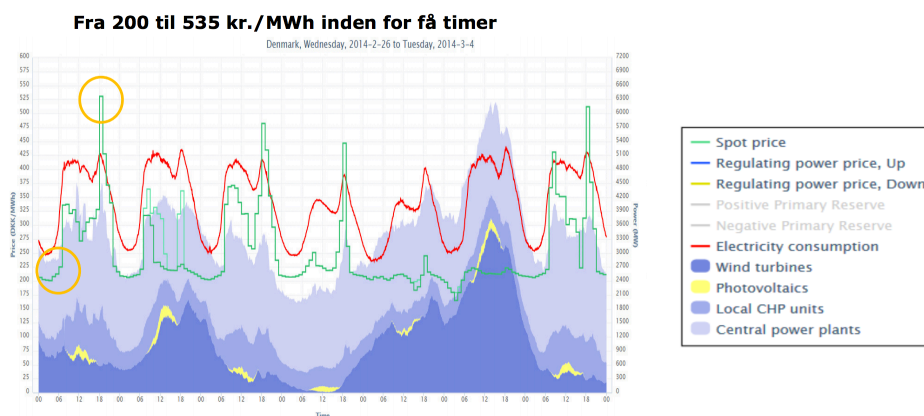
Tabel 26: Oversigt over årstal for kedler i Guldborgsund, samt deres årlige produktion af fjernvarme (egen udarbejdelse)

Ydermere kommer der stadigvæk højere krav til genanvendelse af affald fra EU. Kommunerne og affaldsselskaberne skal således genanvende 50 procent af alt husholdningsaffald i 2022 og ifølge det nyeste arbejdsprogram for cirkulær økonomi fra EU-kommissionen, vil det krav blive hævet til 65 procent genanvendelse i 2030 (Regeringen 2013 & EU Kom A 2014).

En af de muligheder REFA har overvejet for at nå målet for 2022, er kildesortering af den organisk dagrenovation. Det estimeres at det vil betyde en ændring på forbrændingen på 8.500 tons, svarende til 7,4 procent af den samlede mængde affald, som bliver sendt til forbrænding i dag og 5.600 MWh pr. år af kraftvarmeproduktionen også svarende til et energitab på 2,1 procent. Det ville således være oplagt, at et biogasanlæg der erstattede denne manglende produktionskapacitet og en del af den produktionskapacitet som kommer til at mangle, hvis man skrotter ovnlinje 1 og 2.

El-produktion

Det danske transmissionsnet muliggøre at lokalproduceret el kan distribueres rundt i hele landet, og tilmed sælges til udlandet, hvis forbruget inden for den danske grænse er lavere end produktionen.



Figur 50: Graf over prisudviklingen i elpriser d. 26.02.2014 (energinet.dk 2013)

Potentialet ved en evt. el-produktion i Guldborgsund Kommune, er derfor det kæmpe marked, som er forbundet gennem den nordeuropæiske el-børs Nordpool (Energinet.dk 2014). Priserne på elektriciteten kan dog variere en del. Som det ses på overstående graf kan elprisen på få timer gå fra 200kr/MWh til 535kr/MWh, i dette eksempel på kun 12 timer. Det skyldes den fluktuerende energiproduktion og den skiftende efterspørgsel der er på markedet, især et marked med en høj andel af vindkraft (ibid. 57).

Ved produktion af elektricitet på et biogasanlæg kan man vælge mellem to tilskudsordninger, jvf. tidligere beskrevet afsnit "Tilskud til biogas". Dvs. at man enten kan vælge en fastafregning på 79,3 øre/kWh eller fastafregning på 43,1 øre/kWh plus den pris man kan få på markedet. Den sidstnævnte vil være en mere risikabel model, grundet de store prisudsving på elmarkedet, men kan dog i perioder være en bedre forretning end den med det faste pristilskud.

Markedspotentiale 4: Opgradering til naturgasnettet

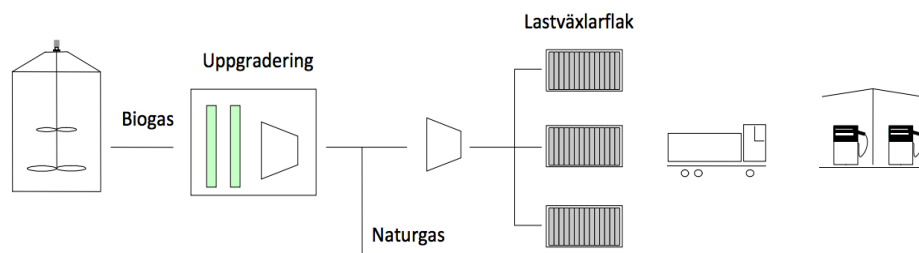
En del nyopførte biogasanlæg har valgt at opgradere biogassen og sende det på naturgasnettet. Begrundelsen skal findes i de gode økonomiske fordele der er ved de nuværende tilskudordninger til opgraderet biogas, som bliver distribueret i et naturgasnet. Som beskrevet, er der ikke noget naturgasnet på Lolland-Falster, så hvis afsætningen skal gå til et naturgasnet vil det derfor være påkrævet at få trukket en naturgasledning ned fra Vordingborg, eller selv køre gassen op til naturgasnettet.

Naturgasledning

Nordic Sugar har undersøgt muligheden for at få trukket en naturgasledning ned til deres fabrik med et rørdesign på 8000 Nm³/h. Projektet ville koste virksomheden i omegne af 175 millioner kroner (Jeppesen 2015). Dog ligger virksomheden på den sydlige del af Falster ved Nykøbing og kunne derved spare nogle udgifter til rørledninger, da distancen er mindre til naturgasnettet fra Nordfalster. Dog vil den største post til naturgasledningen være, at etablere rørledningen over sundet, da den højst sandsynligt, af sikkerhedsmæssige årsager, skulle trækkes via havbunden. En realistisk vurdering peger på at en etablering og installering af en naturgasledning ned til et biogasanlæg beliggende på Nordfalster, vil koste i omegne af 150 millioner kroner. Omkostningerne til ledningen vil udelukkende skulle betales af biogasanlægget og partnere forbundet med projektet. Dette vil på ingen måde være frugtbart for hverken anlægget, eller investorer (Jeppesen 2015).

Transport af komprimeret CNG til Stenlille gaslager

En anden mulighed er at køre opgraderet naturgas til et nærliggende naturgasnet. Det tætteste rør ligger ved Vordingborg, som er et regionalt rør, der er forbundet med det store danske distributionsnet. Der er dog nogle forhold som gør sig gældende for naturgasnettet. De regionale rørledninger har et tryk på 4 bar, som er det mindste tryk i systemet (ENS G 2014: 20). Hvilket vil sige at gassen ikke kan løbe opad i systemet, da trykket vil være højere her, da gassen altid vil løbe mod lavtryk. Således vil biogas som bliver tilført et regionalt rør, af tekniske grunde, være nødt til at blive forbrugt i samme trykområde. For at sikre et større område at distribuere gassen til, ville man kunne afsætte det højere op i systemet hvor trykket er højere. Eksempelvis omkring en af de store transmissionsledninger hvor trykket typisk er 40 bar (ibid.). Stenlille gaslager, som ligger lidt nord for Slagelse, ville være et sådant eksempel. Afstanden til gaslagret fra Nordfalster er 98 kilometer.



Figur 51: Distribution af koprimeret gas (Grontmij 2009: 42)

Metoden til at transportere biogassen på er at opgradere den til naturgaskvalitet, og herefter komprimerer gassen til 200 bar ved at fylde den på trykflasker. Derefter kan lastbiler, køre 9.700 Nm³ biogas eller hvad der svarer til ca. 44 trykflasker fyldt med CBG, ud til slutbrugerne (Grontmij 2009: 41).

Tænkt regneeksempel på at transportere CBG til Stenlille gaslager:

Hvis vi går ud fra at biogasanlægget samlet set producere 6.061.538 Nm³ årligt = 59.100.00 kWh. Det koster 0,04 kr./kWh for transport på 100 km af CBG (0,053 svenske kroner pr. kWh). $0,04 \times 59.100.000 = 2.364.000$ kroner for at køre alt CBG til Stenlille gaslager. Hertil skal man også regne med en investering til tankvogne, som kan indeholde den opgraderede biogas. En lastbil kan indeholde 9700 Nm³ pr. tur. (0,12 svenske øre per kWh for lastväxlarflak Jf. Grontmij 2009: 56). Således vil man skulle køre 625 turer om året, eller hvad der i gennemsnit svarer til 2,8 turer frem og tilbage alle ugens dage.

	Totalvikt	Varav gas	Lastkapacitet
	Ton	ton	Nm ³
Lastbil	12		
Släp	6		
Litet lastväxlarflak, stål	14	1,4	2 000
Stort lastväxlarflak, stål	19	2,1	3 000
Totalt ekipage	ca 60	4,2	6 000
Komposit			
Stort lastväxlarflak	13	3,5	4 850
Totalt ekipage	ca 44	7,0	9 700

Tabel 27: Oversigt over lastekapacitet af gas i forskellige trailere/tanke (Grontmij 2009: 43)

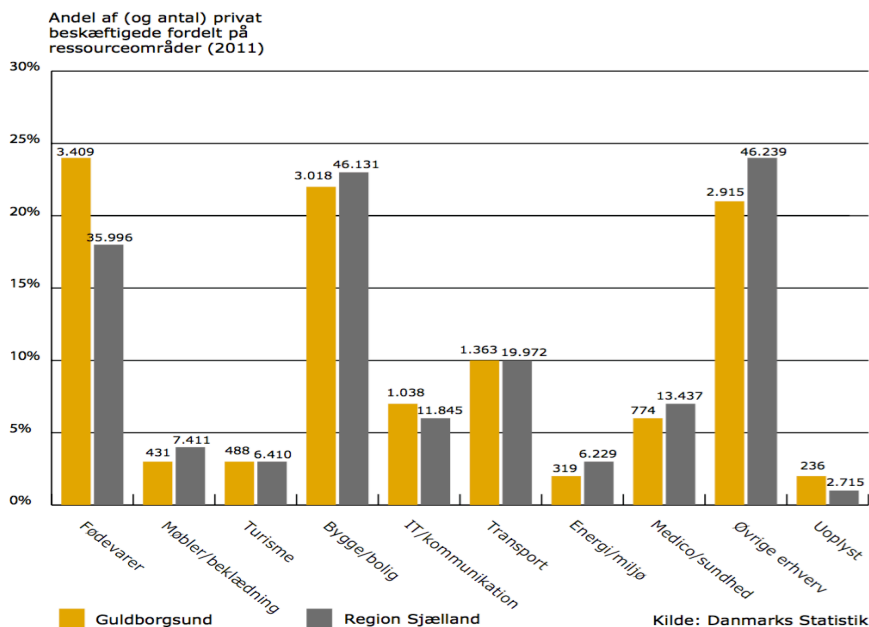
Markedspotentiale 5: Biogas til proces

Vi vil i dette underafsnit undersøge markedspotentialet ved afsætning af biogas til proces hos de to industrivirksomheder Nordic Sugar og Ardo, som befinder sig i henholdsvis Nykøbing Falster og Orehoved.

Nordic Sugar

I Nykøbing Falster ligger en af Nordic Sugars afdelinger, der både raffinerer og pakker sukker. Den beskæftiger fast omkring 200 personer, og har i deres kampagne ansat 20 ekstra personer. Kampagnen er en periode fra slut-september til start-januar, hvor fabrikken kører i døgndrift for at raffinere de godt en million ton sukkerroer, fabrikken modtager. Ud af roerne bliver der produceret sukker og foder. Fabrikken modtager roerne af godt 1.000 roedyrkere, der dagligt i kampagnen levere ca. 550 vognlæs roer til Nordic Sugar Nykøbing Falster. Af roerne producerer Nordic Sugar ca. 476.000 tons sukker, 120.000 tons pulpetter, 77.000 tons melasse og 132.000 tons HP-pulp. Nordic Sugar sælger både til fødevareindustrien, og til detail under navnet Dansukker (Nordic Sugar A 2016).

I Guldborgsund Kommune er landbrugs- og fødevaresektoren uden sammenligning det beskæftigelsesgrundlag, der huser flest – både på det kommunale plan, men også set ift. andel af beskæftigede i resten af Region Sjælland. Nordic Sugar er i den forbindelse en virksomhed der både direkte, i form af deres ansatte, og indirekte i form af transportører og ansatte i den primære landbrugsproduktion, er en vigtig arbejdsplads.



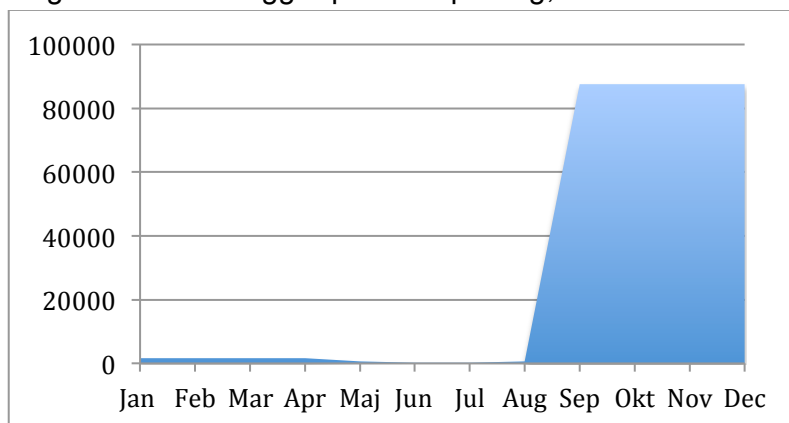
Figur 52: Sammenligning af Region Sjællands og Guldborgsunds andel og antal privat beskæftiget fordelt på ressourceområder (Guldborgsund 2011: 42)

Energiforbrug

I kraft af den store produktion af sukker, er Nordic Sugar en meget energitung virksomhed. Årligt bruger de ca. 400.000 MWh (1.455 TJ) og derved ca. en fjerdedel af hele kommunens energiforbrug (varme, el og transport samlet) (Nordic Sugar 2009: 6). Ud over at stå for et meget stort energiforbrug, er ca. 75 procent produceret på fossile brændsler på fabrikken, indbefattet af ca. 77.000 MWh på kul, og ca. 277.000 MWh på olie. Det ville derfor være interessant at kunne erstatte en del af de fossile brændsler med VE. Dette er dog forholdsvist besværligt, da det som tidligere nævnt primært er i kampagnen (sep-jan) at hovedparten af deres energiforbrug ligger, der i fremtiden vil løbe på 110 dage (Jeppesen 2015: 00:47).

I kampagnen bruges der hver dag ca. 200 tons olie, hvilket svarer til 2.260 MWh pr. dag, eller ca. 248.600 MWh i hele kampagnen (Jeppesen 2015: 00:40). Samtidig bruges der ca. 10.500 tons kul til tørringsproces, svarende til omkring 922 MWh per dag.

Olie- og kulforbruget er klart de største poster i energiregnskabet og står samlet for ca. 350.000 MWh²⁵, og foregår stort set kun i kampagnen, med undtagelse af fabrikkens brug af olie til varme resten af året, der i gennemsnittet ligger på 3 ton pr. dag, hvilket svarer til ca. 8.500 MWh årligt.



Figur 52: Nordic Sugars energiforbrug (MWh) fordelt på måneder (egen udarbejdelse af interview Jeppesen 2015).

²⁵ Svarende til en CO₂ udledning på 69.268 ton CO₂ fra fuelolie (Emissionsfaktor på 77,4 ton CO₂/TJ (ENS 2015:1) og 34.632 ton CO₂ fra kul (Emissionsfaktor på 94,6 ton CO₂/TJ (Ibid). Samlet 103.800 tons CO₂. De skal ses i lyset af den årlige CO₂-kvote på 70.810 til Nordic Sugar. Altså svarende til omkring 30.000 tons ekstra CO₂ kvoter. Ifølge Nordic selv har de manglet mellem 30.000-50.000 i kvoter de sidste år. I Roekampagnen 2015/16 forventer de ikke at komme til at mangle kvoter.

Omstilling

Selvom at kulproduktionen umiddelbart ville være den mest miljømæssige interessante del at mindske ligger et stort problem i, at kul er svær at konkurrerer med på prislefaktoren (Jeppesen 2015: 15:11). Olie har i 2016 en forventet pris på ca. 56-58 kr./GJ ifølge Energistyrelsen, hvorimod kulprisen forventes at være 13 kr./GJ (ENS B 2015: 10), dette er imidlertid imens olieprisen er meget lav. Samtidig er det på produktionen af sukker, at det er nemmest og økonomisk mest rentabelt at omstille brænderne, hvilket er oliebaseret (Jeppesen 2015: 14:55).

Ud over at bruge olie og kul til deres produktionsapparat, har de på baggrund af deres biprodukter en biogasproduktion. Denne produktion foregår i kampagnen, da de ikke har nogle lagertanke til biomasse og biogas (Jeppesen 2015: 03:45). Dette betyder også at biogasanlægget er forholdsvis ineffektivt, da de skal bruge ca. 14 dage på at starte anlægget op og begynde at få energi ud af det. I øjeblikket dækker Nordic Sugars egenproduktion af biogas ca. fem procent af deres totale forbrug i kampagnen, men ved en nært forestående skifte af én brænder fra olie til gas, vil de komme op på syv procent (Jeppesen 2015: 02:04). Den primære grund til skiftet er, at de i øjeblikket ikke kan aftage alt den biogas de selv producerer (Jeppesen 2015: 24:27).

Nordic Sugar har ved flere lejligheder undersøgt mulighederne for at omstille deres produktion til naturgas, men i et sådant skift ligger der flere økonomiske udfordringer. Den helt umiddelbare udfordring ligger i omkostningen ved at trække en ledning fra Vordingborg, der er det tættest sted på naturgasnettet. Den er som tidligere beskrevet, vurderet at koste ca. 175 mio. kr. hvilket ikke vil være økonomisk rentabelt. Ud over det er der omstillingen af produktionsapparatet, der pga. at brændværdien i gas er mindre end i olie, vil koste 3,5-4 procent af produktionskapaciteten og vil betyde et potentielt tab på 20-30 mio. kr. årligt hvis de konverterer 100 procent til gas (Jeppesen 2015: 11:40).

En af motivationsfaktorerne for Nordic Sugar for at omstille deres produktion til mere gas er, at de har en forholdsvis høj omkostning til CO₂-kvoter og andre emissionsafgifter²⁶ (CO₂-afgift, svovlafgift, NO_x-afgift) (Jeppesen 2015: 26:01). I de sidst år har Nordic Sugar købt mellem 30.000-50.000 tons ekstra CO₂-kvoter, hvilket med en kvotepris ca. 6-8 euro pr. ton CO₂²⁷, svarer til omkring 1,8 mio. kr. for ekstra kvoter årligt²⁸. Dertil kommer et to cifret millionbeløb til emissionsafgifter, men også denne variere meget fra år

²⁶ <http://www.skm.dk/skattetal/satser/satser-og-beloebsgraenser/co2-afgiftsloven>

CO₂ afgift på stenkul= 16 kr. GJ og fuelolie= 53,9 øre per kg. For Nordic Sugar i Nykøbing Falster vil det sige 11,8 millioner kr. og 5,8 millioner kr. Estimeret altså omkring 17,6 millioner kr. Altså sammen med de ekstra EU CO₂-kvoter omkring 19,4 millioner kr. årligt, hvortil kommer NO_x – og svovlafgifter.

²⁷ http://www.energidanmark.dk/home_da/nyheder-og-markedsinfo.aspx? set d. 21.12.15

²⁸ Valutakurs på EUR 7,4613 fra <http://www.valutakurser.dk> set d. . 21.12.15

til år. Ud over den økonomiske faktor spiller den grønne profil også ind. Ideelt set ville Nordic Sugar gerne nedsætte deres CO₂-udledning, dog med det forbehold at det skal give økonomisk mening, men ikke nødvendigvis være billigere (Jeppesen 2015: 26:01).

I forhold til kvotemarkedet for Nordic Sugar er der også en grund til, at være bekymrede for fremtidige emissionsstramninger fra EU. I juli 2015 blev EU Parlamentet enige om at udtage ca. 900 mio. kvoter i en reservefond, med virkning fra 2019. Dette er der nogle der mener kan komme til at betyde en fordobling i kvoteprisen (Energiwatch 2015). Kvotepriserne har varieret meget de seneste år, som det fremgår af Figur 9 nedenfor, hvor prisen således er steget fra godt 7,2 EUR pr. kvote til lige over 8 EUR i 2015. Hvis man går tilbage til 2008, var prisen over 30 EUR per kvote (EA 2015: 13-14).



Figur 4: Prisudvikling i CO2 kvotemarkedet. Euro/ton (Quandl, 2015)

Figur 53: CO2-kvotepriser 2008- 2015 (ENS B 2015)

Hvis man derimod forestiller sig den fordobling i prisen, der kan blive aktuel ift. aftalen om udtagelse af kvoter fra markedet, vil det betyde ca. 15 EUR pr. kvote og dermed næsten en fordobling af Nordic Sugars udgifter til CO₂-kvoter, til ca. 4 mio. kr.

Denne tendens peger Energistyrelsen også på i deres basisfremskrivninger fra 2015 med en lav-, høj -og formodet kvotepris. Kvoteprisen skal ses i sammenhæng med de formodede stigninger i brændselspriser på fossile brændsler frem mod 2025. I scenariet 'ENS – Lav' sker der ikke noget ift. priserne, men i scenariet 'ENS – Høj' stiger priserne til det dobbelte på blot få år.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Priser for brændsler anvendt i Basisfremskrivningen 2015										
FM olie	58	66	69	70	75	80	83	86	89	92
ENS olie	56	60	63	67	71	78	85	89	92	96
Kul	13	12	13	15	17	19	22	22	22	22
Gas	46	46	46	46	46	48	51	53	56	58
Priser for brændsler af danske kraftværker anvendt i Basisfremskrivningen 2015										
Kul	13	12	13	15	17	20	22	22	22	22
Fuelolie	47	51	54	58	63	70	78	82	85	89
Gasolie	77	81	84	88	93	99	108	111	115	118
Naturgas	39	39	38	38	38	40	43	46	48	50
Priser for Biomasse anvendt i Basisfremskrivningen 2015										
Halm	40	40	40	41	41	42	42	43	43	44
Træpiller	65	65	65	66	66	67	67	68	68	69
Træflis	48	48	49	49	49	50	50	50	51	51
Priser for CO₂-kvoter anvendt i Basisfremskrivningen 2015 (Kr./ton)										
FM	56	58	60	62	65	69	72	76	81	85
ENS - Lav	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
ENS - Høj	64	64	71	83	100	121	145	155	164	172

Tabel 4: Priser anvendt i Basisfremskrivningen 2015. I 2015 priser. Kr./GJ.

Tabel 28: Priser anvendt i Energisytrelsens basisfremskrivning fra 2015. kr/GJ (ENS B 2015).

Potentialet for at leverer biogas til procesformål til Nordic Sugar ligger dermed umiddelbart i fortrængning af olien. Det vil således sige, at inden for kampagnen svarer potentialet til ca. 248.600 MWh, og uden for kampagnen ca. 8.500 MWh fordelt på årets sidste 255 dage, der dog varierer en smule ift. sæson pga. varmebehov.

Ardo A/S

En anden interessant aftager af procesenergi kunne være virksomheden Ardo, som er en international virksomhed der producerer dybfrosne bær/grøntsager og grønsagsretter, og leverer til Frigodan og andre private mærker. Ardo A/S er en af de største producenter af frosne grøntsager o.l. og har en markedsandel på ca. 17 procent i hele Europa. Ardo A/S har en af deres produktionsvirksomheder placeret på Nordfalster, nærmere bestemt Orehoved. Hos Ardo A/S i Orehoved produceres og pakkes grønt o.l. hvorefter det sendes til Nyborg og forpagtes. Tilsammen har Ardo A/S ansat 120 mennesker fordelt på de to filialer i Orehoved og Nyborg. Ardo A/S har ifølge deres CSR-rapport stort fokus på socialt ansvar, og har et slogan de kalder for 'Grønne Ambitioner' – Deri nævner de fokus på bæredygtighed og nævner at de er klar over de fordele der kan ligge i en større fokus på netop dette. I Belgien levere Ardo A/S ærterester til biogasproduktion på to anlæg(Ardo 2014).

Energiforbrug

For at nedfryse de forskellige produkter, har Ardo et stort forbrug af elektricitet. Deres elforbrug til køling udgjorde ca. 5.800 MWh i 2014, fordelt på hele året(Hansen A 2015). Det vil sige ca. 483,3 MWh pr. måned. Deres olieforbrug var i 2014 lidt under 300.000 L olie i til produktion. I 2014 skiftede de imidlertid deres brændsel til LPG(Liquefied Petroleum Gas) hvilket de i deres kampagne bruger 18,2 tons af per uge(Hansen A 2015).

18,2 ton LPG pr. uge i kampagnen i otte uger svare til et samlet forbrug på 145,6 tons. Omregnet til MWh vil det være 1.876,5 MWh²⁹.

Energiforbruget i alt fra Ardo Orehoved i el og LPG til produktion og køling er ca. 7.676,5 MWh. Deres kampagne ligger i uge 26 til 34, altså otte uger, hvor de i disse uger bruger 1.876,5 MWh mere end resten af året i form af LPG til produktion. Det er umiddelbart kun denne type brændsel der kan erstattes af biogas, i og med resten er el.

Potentiale

Det umiddelbare potentiale for at forsyne Ardo A/S med biogas til proces, ligger altså i erstatning af LPG, da det som regel kun kræver at skifte brænderen i kedlerne. Dog bruger Ardo en del el i løbet af året på at køle grønt o.l., så man kunne evt. levere biogas til kraftvarmeproduktion på fabrikken for derved at fortrænge det overordnede el-nets mix af brændsler, der stadig består af en del kul. Hvis man gjorde det ville der ud over de 1.876,5 MWh fra LPG være et potentiale på ca. 5.800 MWh, hvilket vil sige 483,3 MWh pr. måned uden for kampagnen og 1.421,55 MWh i kampagnen. Ardo kan således ikke aftage en særlig stor del, men kan evt. optræde som et supplerende element. Yderligere er det i en meget kort periode, at Ardo kan aftage energien, hvilket gør det svært at dimensionere efter.

²⁹ udregning af MWh forbrug i Ardos kampagne: 146.600 kg LPG * 12,8 (omregningsfaktor 12,8 kWh/kg) = 1.876.480 kWh - /1000 = 1.876,5 MWh.

Opsummerende vurdering af markedspotentialer

Vi vil som en afsluttende del af trin B her komme med en opsummerende vurdering af de fem markedspotentialer. Den opsummerende vurdering leder videre til trin C, der er vores forslag til et biogasanlæg på Nordfalster.

CBG til transport

CBG til transport kan deles op i to spor iht. vores markedspotentialer. Det ene er til brug internt i kommunen, og det andet er til gennemkørende tung transport i forbindelse med 'Green STRING corridor'. Ift. det interne brug af gas i kommunen har vi kigget på omstillingen af dagrenovationsflåden samt MOVIA's bybusser. Her er vores konklusion, at efterspørgslen på gas vil være for lille. I forhold til et evt. anlæg ville der også være forbundet store ekstraomkostninger i form af, at gassen skal opgraderes til naturgas kvalitet samtidigt med, at der ville skulle etableres en eller flere tankstationer. Skulle et anlæg etableres, ville det være et meget lille anlæg pga. den lille mængde af gas, der ville kunne afsættes til køretøjerne, hvilket derfor ville have et meget lille bidrag til de nationale klima- og ressourcemålsætninger. Potentialet for landbrugsmaskiner er endnu mindre dels pga. mængden, men også fordi landbruget ville være nødt til at tilkøbe nye maskiner, hvilket er en stor investering for en landmand.

Falster har dog uden tvivl en god strategisk placering i ift. at skabe sammenhæng mellem et potentielt net af gastankstationer, der ligger imellem Region Skåne, Hovedstadsregionen, Region Sjælland og Slesvig-Holsten. Dog er vores vurdering her, at efterspørgsel til tung transport er for lille. Såfremt der skulle være et potentiale for etablering af et opgraderingsanlæg og en tankstation, vil det kræve betydelig støtte, fx fra EU til anlægsudgifterne eller ved, at kommercielle aktører såsom HMN eller E.ON. gik med ind i projektet for at sikre sig fremtidige markedsandele.

På baggrund af ovenstående er det vores vurdering, at det ikke umiddelbart giver mening af gå videre med CBG til transport på Falster set fra et lokalt perspektiv. Dog kunne det med tiden blive et meget interessant udviklingsspor.

LBG til transport

LBG produktion på biogasanlæg rummer store potentialer i landdistriktskommunerne.

I øjeblikket er markedsprisen på LBG (LNG) dog for lav, og samtidigt er opgraderingen af biogas til naturgas og den efterfølgende forvæskningsproces forbundet med relativt høje anlægsinvesteringer. Problemet er endvidere, at der ikke findes støtte til forvæskning til LBG. I øjeblikket er markedspotentialet ift. afsætning til tung transport meget lille, ligesom det også var tilfældet med CBG. Dog rummer muligheden for levering af LBG til lokale færger en meget interessant mulighed.

Opgradering til naturgasnettet

Der er to muligheder for afsættelse af opgraderet gas foruden den til transport. Den ene indbefatter, at der trækkes en naturgasledning fra Vordingborg, og kan med det samme udelukkes, da dette ville koste i omegnen af 175 mio. kr. Den anden er at køre komprimerede gas til Stenlille gaslager og påfylde den til naturgasnettet. Omkostninger til komprimering til 200 bar, lastvæxlarflak, finrensning samt distribution er dog samlet set relativt høje, og vores beregninger viser også, at det giver underskud.

Kraftvarmeproduktion

Der er allerede fjernvarmenet i de fleste større byer i Guldborgsund Kommune. Markedspotentialet ift. forsyning af varmen fra et biogasanlæg gør sig således først og fremmest gældende ift. eksisterende varmenet. Dog kunne der måske være mulighed for et mindre biogasanlæg med kraftvarmeproduktion ved Orehoved og Guldborgsund V.

Biogas til proces

En biogasledning fra et biogasanlæg til Ardo lokaliseret ved Orehoved rummer et potentiale. Det samlede forbrug af LPG på 1.876,5 MWh i ærtetekampagnen er dog relativt småt, men ved en forsyning af biogas til egen kraftvarme produktion, ville potentialet dog være 7.676,5 MWh. Samtidigt rummer afsætning af biogas til proces til roekampagnen hos Nordic Sugar også et meget stort markedspotentiale. Nordic Sugar står for en 1/4 af energiforbruget i hele Guldborgsund Kommune og anvender årligt 77.000 MWh på kul og ca. 277.000 MWh på olie.

Trin C: Projektforslag: Guldborgsund Biogasnet

I det følgende afsnit vil vi gennemgå vores forslag til et biogasanlæg på Nordfaster.

Herunder vurdering af anlægs- og driftsøkonomi, ressourcemængde, placering og følsomhedsberegninger. Afsnittet indledes først med vores begrundelse for udvælgelsen af anlægskoncept.

Udvælgelse af anlægskoncept

På baggrund af trin A og B har vi udvalgt fire anlægskoncepter, hvor vi umiddelbart har skønnet, at der måske kunne være grundlag for et biogasanlægsprojekt. De fire anlægskoncepter, vi har vurderet er følgende:

- I. Biogas til kraftvarme i Nykøbing Falster kombineret med forsyning af procesbiogas til Nordic Sugar i roekampagnen (Biogasnet Guldborgsund) (Bilag 2-6)
- II. Biogas til kraftvarme i Orehoved og Gåbenne (Bilag 7-9)
- III. Transport af opgraderet biogas til Stenlille Gaslager (Bilag 10-11)
- IV. LBG til transport (Bilag 12-13)

I udvælgelsen af det endelige anlægskoncept har vi lagt vægt på følgende kriterier:

- 1) En økonomisk rentabel anlægs- og driftsøkonomi.
- 2) Et passende bioressourcegrundlag (Med ”*passende*” menes, at der er tilstrækkelig med bioressourcer til at understøtte den ønskede anlægsstørrelse, og at det påtænke bioressourcegrundlag er med til at sikre en opfyldelse af punkt 1 (Jf. i øvrigt tabel 7)).
- 3) Øvrige placeringshensyn (jf. tabel 8 og tabel 9).
- 4) Drivhusgasbesparelse.
- 5) Imødekomme af nationale klima- og ressourcemålsætninger.
- 6) Et positivt bidrag til den lokale økonomi og udvikling.

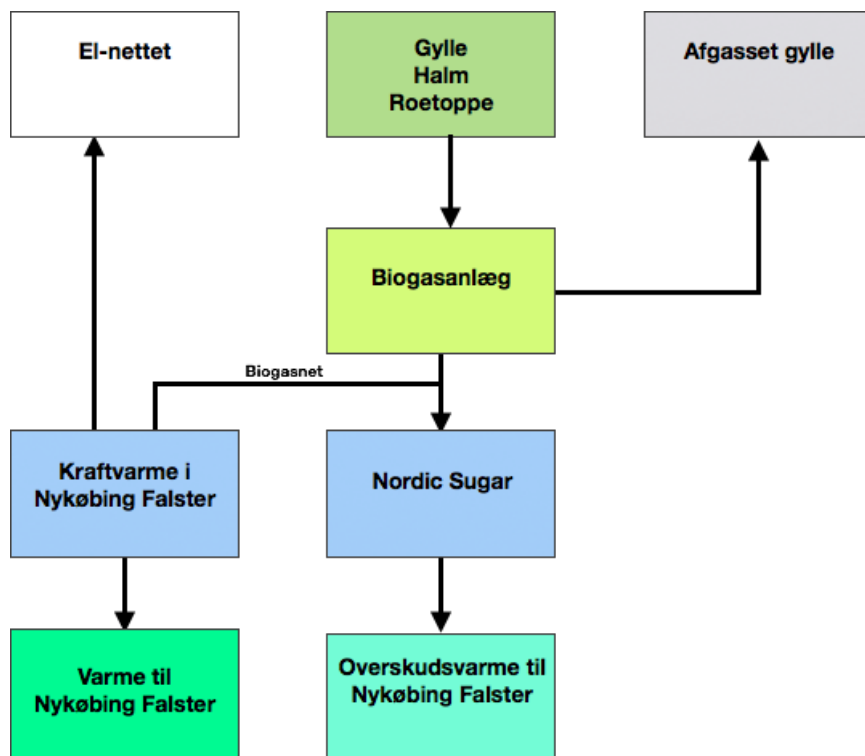
På baggrund af vurderingen af de fire anlægskoncepter har vi valgt at gå videre med anlægskoncept IV: *Biogas til kraftvarme i Nykøbing Falster kombineret med forsyning af procesbiogas til Nordic Sugar i roekampagnen (Guldborgsund Biogasanet).*

Alle fire anlægskoncepter vil ud fra vores vurdering opfylde udvælgelseskriterium 2 og 3 samt bidrage positivt til udvælgelseskriterium 4-6. Vores begrundelse for udvælgelsen af anlægskoncept IV bygger således først fremmest og fremmest på, at det ud af de fire anlægskoncepter er det anlægskoncept med den mest rentable drifts- og anlægsøkonomi, men også anlægskonceptets direkte fortrængning af olieforbruget hos Nordic Sugar har vægtet i denne beslutning.

Anlægskoncept: Guldborgsund Biogasnet

Den grundlæggende ide i anlægskonceptet er, at et biogasanlæg ved Nørre Alslev via en biogasledning vil kunne forsyne Nordic Sugar med procesbiogas i roekampagnen, og at biogassen resten af året, med en motor placeret i Nykøbing Falster, ville kun producere kraftvarme med en indpasning af varmen i det eksisterende fjernvarmenet.

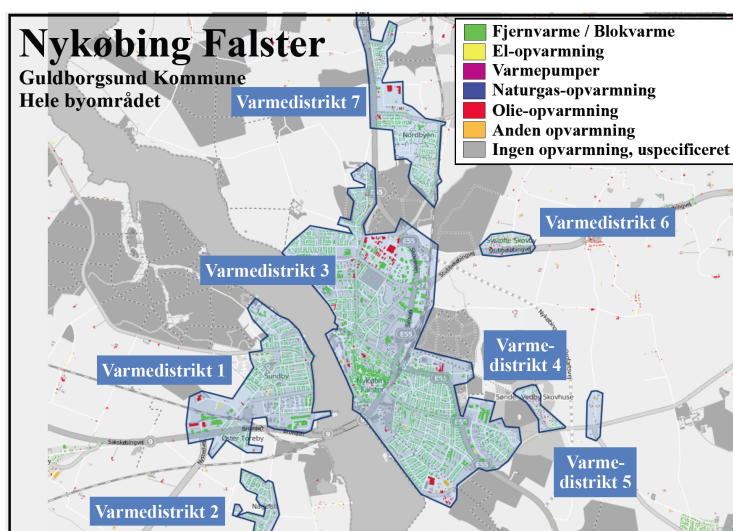
Nordic Sugar har allerede en egenproduktion af biogas, der forsyner dem med syv procent af deres energiforbrug i deres kampagne. Ved en yderligere levering af biogas til proces, ville man kunne fortrænge en yderligere del af deres olieforbrug uden alt for store omkostninger. Det eneste, det kræver, er en udskiftning af en af brænderne til en af deres kedler og anlægning af en biogasledning. En fortrængning af produktion på olie har den fordel for Nordic Sugar, at den kan spare dem for CO₂-, energi- og NO_x-afgifter samt skabe en grønnere profil for virksomheden. Yderligere er olieprisen meget svingende, hvilket kan skabe en økonomisk usikkerhed for deres produktionen fremadrettet.



Figur 54: Flowdiagram over projektforlaget "Guldborgsund Biogasnet" (egen udarbejdelse)

Kraftvarme til Guldborgsund forsyningsnet

I forhold til kraftvarmeproduktionen vil det være meningen at tilslutte den producerede fjernvarme til det store varmemarked, der er i Guldborgsund Forsynings distributionsområde. Kombinationen giver dels en økonomisk fordel, da kraftvarmeproduktionen på biogas i Danmark nyder det største tilskud, nemlig en fast afregning på 115 kr./GJ eller en variabel på 79,1 kr./GJ, hvor prisen på el er bestemt af markedsprisen. Samtidigt er der stadig et potentiale for at udvide fjernvarmen betydeligt i Nykøbing Falster.



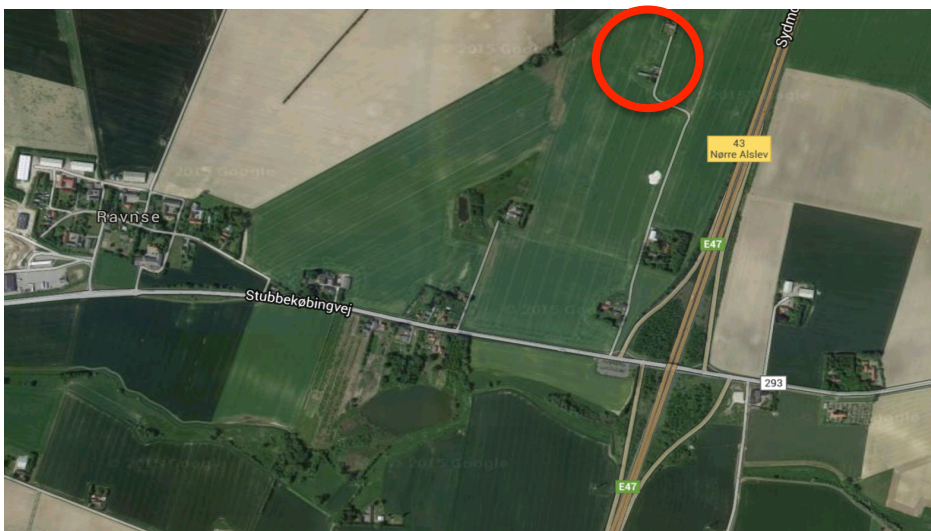
Figur 55: Varmedistrikter i Nykøbing Falster (Kjær et al. 2014)

Som figuren ovenfor illustrerer er der stadig potentielle markeder for udvidelse af fjernvarme i området, hvor der allerede er fjernvarme. Ifølge beregninger lavet af Bioenergi Sjælland er der et resterende potentiale på godt 702 bygninger, der svarer til 32.484 MWh, der på nuværende tidspunkt er opvarmet af olie³⁰ (Bilag 4). Forslaget vi opstiller er forudsat, at biogasanlægget får adgang til nettet og kan sælge al den varme, der produceres på anlægget. Dog vil der til sidst gennemgås en følsomhedsanalyse, der tager højde for variationer i priser i anlæggets driftsøkonomi. Hvorvidt det er realistisk, om anlægget ville kunne få en sådan tilladelse, vil nok i sidste ende være påvirket af anlæggets ejerskab samt politiske forhandlinger. Men dette er pure spekulationer og er en vurdering, vi ikke konkluderer på. Det kan dog i den sammenhæng nævnes, at to af REFA's spidslastkedler til affaldsforbrænding i Nykøbing Falster er fra 1983. Kedlerne producerer hver især ca. 40.000 MWh årligt og blev sidst renoveret i 2004 (REFA 2015). I stedet for fortsat at renoverer på begge kedler, kunne man med fordel afvikle den ene og dermed skabe plads på fjernvarmenettet, som overskudsvarmen fra biogasanlægget kunne udfylde. Yderlig vil man med denne løsning kunne udfase importen af affald fra udlandet, som i dag udgør syv procent af den samlede kapacitet på 115.00 tons og samtidig øge incitamentet til mere genanvendelse (Rambøll 2008), (EU Kom A 2014).

³⁰ Beregninger er lavet på baggrund af BBR-data der er derved en usikkerhed i beregningerne.

Placering

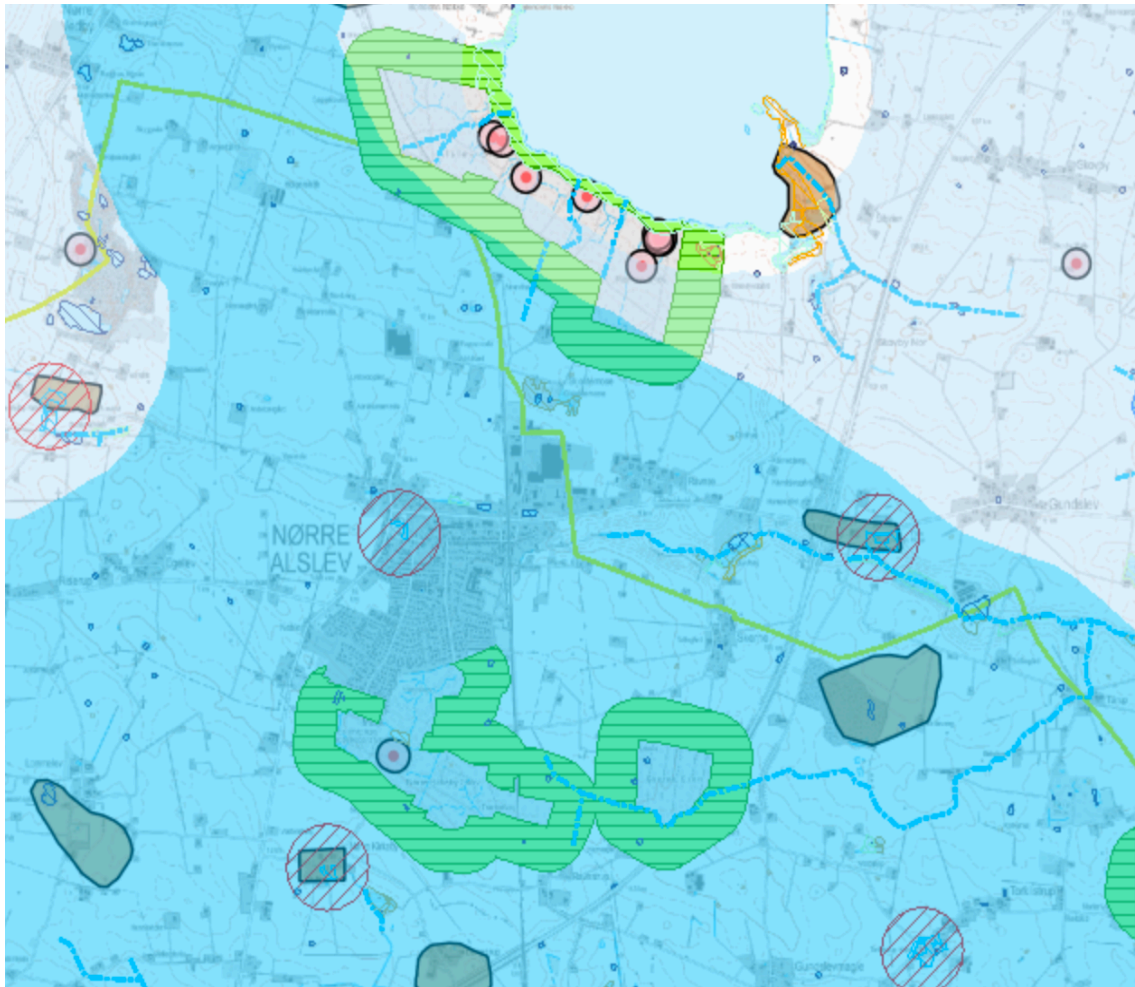
Anlæggets placering er valgt ud fra kommunens retningslinjer omkring placering af biogasanlæg. I disse retningslinjer indgår beliggenhed ift. husdyrgrundlag, de trafikale forhold, natur- og landskabsfredninger, kultur og fredet fortidsminder, vej- og tilkørselsforhold, nabohensyn og grundvandsbeskyttelse. Samtidigt er der medtaget overvejelser om kommunens interesse i at anvende det nye erhvervscenter som placering.



Figur 56: Placering af biogasanlægget

I forhold til husdyrtætheden er der belæg for at oprette et anlæg af en størrelse, der med en 20 kilometers radius kan behandle 183.557,5 ton svinegylle og 36131,7 ton kvæggylle med en gennemsnitsafstand på 12,3 kilometer (Bilag 15).

Da det forslået anlæg ligger lige ved siden af hovedvej E47, kan transporten i nogen grad foregå via motorvej og derved til mindre gene for befolkningen i området. Placeringen er mere end 500 meter væk fra den nærmeste bebyggelse, således opfylder det kravet om 'nabohensyn' omhandlende larme- og lugtegener. Ifølge miljøportalen er området samtidigt fri for fortidsminder og ikke omfattet af Natura2000 områder. Ifølge reglerne omkring de kystnærezoner i planloven skal der foreligge en funktionel begrundelse, såfremt at der skal oprettes et anlæg ved den valgte placering i (Miljøportalen.dk 2016). Ligeledes vil der højst sandsynlig skulle udarbejdes en ODS-redegørelse, da placeringen lægger inde for et område med særlige drikkevandsressourcer. Alle andre hensyn til placering skulle være opfyldt (Jf. figur 57).



Figur 57: Miljøinformation om området omkring Nordfalster – Grå zone: fortidsminder, Grøn zone: Natura 2000 områder, Gule zoner: Kystnærhedszonen, Blå zone: OSD, Blå linjer: vandløb. Jf. tabel 8 og 9 (miljøportalen.dk 2016).

Dimensionering

Valget af dimensioneringen er valgt ud fra den betragtning, at den tjener flest interessenter i kommunen. Herunder er der lagt vægt på, at anlægget, såfremt det bliver opført, vil opfylde kommunens mål om at genanvende 50 procent af gyllen i kommunen (Bioenergi Sjælland 2014: 1). Dette kræver imidlertid en stor dimensionering, og vi har taget udgangspunkt i et forslået anlæg ved Orupgård, udarbejdet af Bioenergi Sjælland (Ibid.). Det foreslåede anlæg har en dimensionering på 248.000 tons biomasse brutto, heraf udgør gyllen 203.000 tons. Et stort anlæg vil selvsagt også bidrage mere til fortrængning af olie til Nordic Sugar. Derudover vil et større anlæg understøtte de lokale landmænd via mersalg af resthalm i en størrelsesorden på omkring 20 mio. kr. (Bilag 5) hvilket er et område, der er efterspurgt en løsning til (Secher 2015).

Råvaregrundlag

Anlægget er, som tidligere nævnt, inspireret af anlægsstørrelsen i et projekt fra Bioenergi Sjælland, og dimensioneringen på de 248.000 tons biomasse er besluttet ift. den forventede mængde af energi, værket kan levere. Placeringen af anlægget er dog en anden, hvilket skaber et lidt andet ressourcegrundlag.

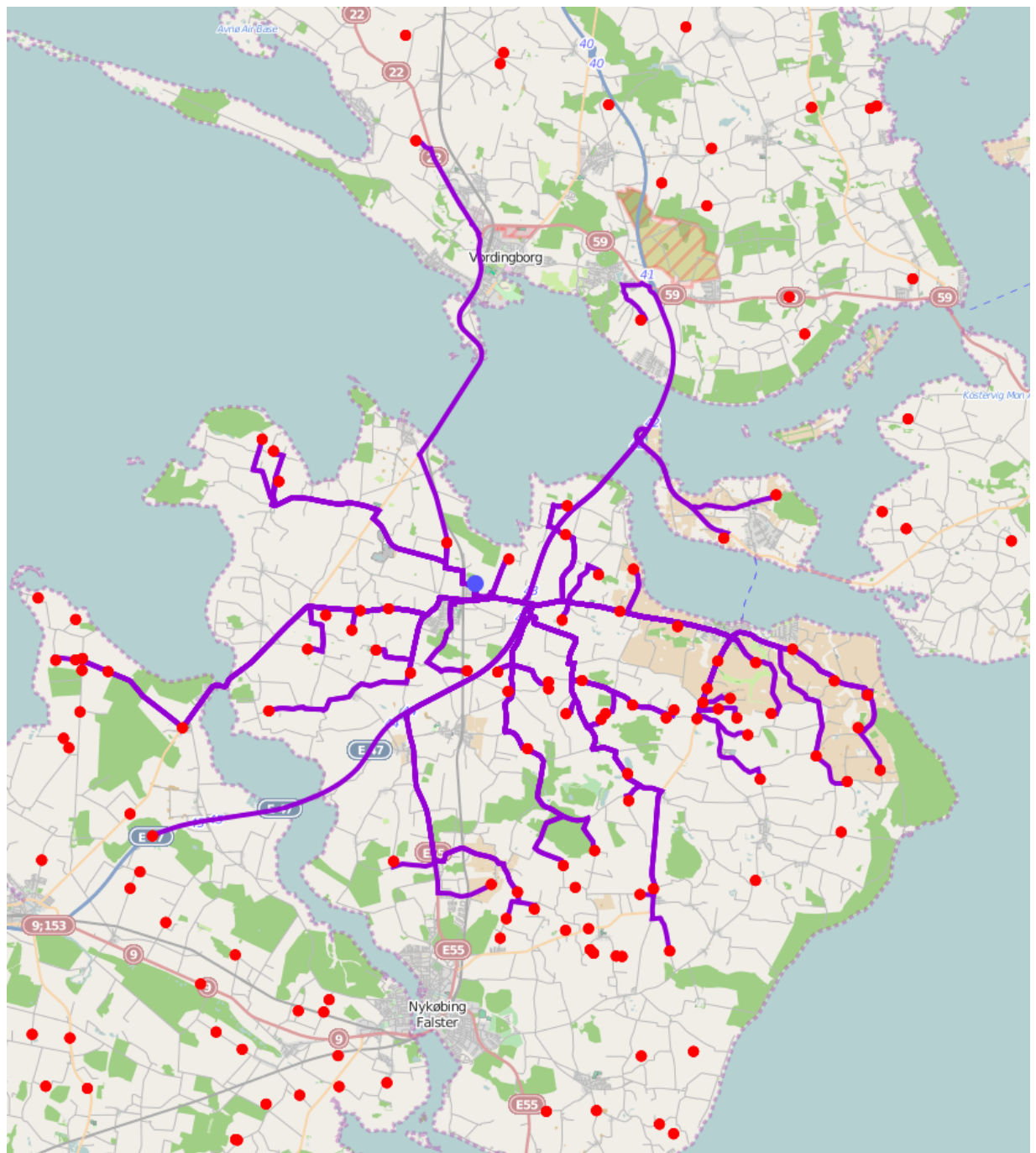
Råvaregrundlag - Biogasanlæg ved Nordfalster						
Materiale input:	Mængde i tons	Tørstof-indhold i %	Organisk tørstof i %	Tørstof-mængde i tons	Methan-potentiale m ³ /tons	Forventet bidrag til gasproduktion ren methan m ³
Gylle:						
Svinegylle	167.000	5,5%	80,0%	7.348	290,0	2.130.920
Kvæggylle	36.000	7,5%	80,0%	2.160	190,0	410.400
Energiafgrøder:						
Roer	5.000	20,0%	92,0%	920	435,0	400.200
Andre råvarer						
Halm 11%	35.000	85,0%	97,0%	28.858	245,0	7.070.088
Roetoppe	5.000	11,6%	85,0%	491	370,0	181.624
Sum	248.000,0	-	-	39.776,38	256,26	10.193.231,25

Tabel 29: Råvaregrundlag for biogasanlæg ved Nordfalster – Kraftvarme og biogas til proces (Bilag 2)

Forskellen på de to lokationer er, at der er et lavere råvaregrundlag for kvæggylle dog et overskud af svinegylle, hvorfor der stadig er et plausibelt grundlag for at ligge et anlæg på den valgte lokation. Som tabel 29 ovenfor viser, er råvaregrundlaget baseret på en biomasseblanding på 167.000 tons svinegylle, 36.000 tons kvæggylle, 5.000 tons kasseret roer fra Nordic Sugar, 5.000 tons roetoppe og 35.000 tons halm (Bilag 2). Yderligere forventes det, at der ville kunne leveres andre former for organisk materiale som supplement, der ikke er angivet, da der ikke er tale om nævneværdige mængder. En fremtidig mulighed er at tilføre den organiske fraktion af indsamlet husholdningsaffald. Kjeld Larsen fra REFA nævner, at de står over for et skifte i måden, de behandler deres affald på.

Med ressourcestrategiens målsætning om 50 procents genanvendelse af husholdningsaffaldet i 2022, vil man skulle kildesortere den organiske fraktion af husholdningsaffaldet, der derved vil kunne anvendes til biomasse (Larsen 2015). Ud fra ovenstående blanding vil tørstofprocenten af det tilførte materiale totalt set beløbe sig på 16 procent og give et restprodukt til udbringning på 236.278 tons.

Gyllen kommer til at udgøre ca. 22 procent, hvilket er under den tilladte mængde på 25 procent ifølge §11 i 'bekendtgørelse om støtte til biogasanlæg' (Retsinformation.dk 2016). Endeligt vil behandlingen af biomassen give et metanpotentiale på 10.193.231 m³, hvilket vil sige 41,1 m³ per tilført tons.



Figur 58: Illustration af transportveje landbrug med gylle over 3.000 tons, i en 20 km. radius (Bilag 15)

Anlægsomkostninger

Da anlægget skal kunne behandle 248.000 tons biomasse og levere den maksimale biogas til proces til Nordic Sugar, har vi fortaget nogle beregninger, der skal skitsere anlæggets pris. Der skal foretages investeringer, der understøtter en biogasledning, der går fra Nørre Alslev til Nordic Sugar i Nykøbing Falster, en motor, der kan konvertere gassen til kraftvarme, og fjernvarmeledninger, der forbinder anlægget med forsyningsnettet i Nykøbing Falster. Tanken med anlægget er at føre biogasledningen ned til Nordic Sugar og have motoren stående dernede, hvilket sikrer, at der ikke er nogle problemer med tilbageløbstemperaturen på nettet, ift. hvis man indførte varmt vand oppe ved Nørre Alslev. Men da anlægget har brug for varme til biogasprocessen, aftager anlægget derimod noget af den egenproduktion, der foregår i Nykøbing Falster. I forhold til egetforbrug af el-produktionen og varme går vi i dette projektforslag ud fra, at man vil kunne lave en 1:1-ordning, hvor den el og varme, man selv tager fra nettet, kan modregnes i den indtægt, man har fra el- og varmesalget.

Anlægsomkostninger - Biogasanlæg ved Nørre Alslev		
	Anlæg med motor kraftvarme	Enhed
Råvare i tons	248.000	tons
Gasproduktion i kubikmeter metan:	10.193.231	kub.m.
Gasproduktion i MWh:	101.321	MWh
Rådighedsfaktor:	98	%
Antal driftstimer årligt:	5.998	timer/år
Energiindhold	101.321	MWh
El-produktion 41%	25.527	MWh
El-produktion - nødvendig kapacitet:	4,3	MW
Enhedsomkostning biogasanlæg m. Motor:	30,8	mio/MW
Anlægssum for biogasanlæg med motor	132,2	mio.kr.
Fjernvarmeledninger - anslået	3,0	mio.kr.
Biogasledninger - anslået	12,0	mio.kr.
I alt	147,2	mio.kr.

Tabel 30: Anlægsomkostningerne for biogasanlæg med kraftvarme og biogas til proces (bilag 3)

Som tabel 30 oven for viser, vil et anlæg, der har en gasproduktion på 10.193.231 m³ metan, kunne producere 101.321 MWh årligt (Bilag 3). Driftstimerne pr. år er udregnet på baggrund af en rådighedsfaktor på 98 procent, af den el der produceres ud over biogasproduktionen til Nordic Sugar. Dvs. at man producerer biogas i 110 dage til proces til Nordic Sugar og 255 dage om året til kraftvarme med en 41 procents el-produktionsgrad.

Ud fra det vil anlægget skulle producere 25.527 MWh på 5.998 timer på et år, hvilket vil kræve en nødvendig el-kapacitet på 4,3 MW. Ifølge Energistyrelsens Energikatalog er enhedsomkostningen pr. MW 4,1 millioner euro (Energikatalog 2012: 207). Vi har i projektet regnet med en kurs på 7,5 DKK/€. hvilket derfor giver 30,8 millioner kr. pr. MW. Denne enhedsomkostning samt biogas- og fjernvarmeledninger giver en anlægspris på 147,2 millioner kr.

Driftsomkostninger

Som tidligere beskrevet ville anlægget producere 101.321 MWh årligt, hvoraf de 25.537 MWh bliver produceret til el. Den maksimale levering af energi til Nordic Sugar ud fra de 101.321 MWh er 39.035,1 MWh, hvilket fordeles ved 30.535,1 MWh i kampagnen³¹ plus de 8.500 MWh, der ligger som varme til værket uden for kampagnen.

Input/Output - Biogasanlæg ved Nørre Alslev				
	Mængde	Enheder	Beregnin g	Enheder
Gasudbytte til CHP	62.286			
El-produktion	25.537	MWh	41%	El-virkning
Varmeproduktion	31.143	MWh	50%	Varmevirk
Eget forbrug El	1.488	MWh	6	kWh/tons RV
Eget forbrug varme	4.216	MWh	17	kWh/tons RV
Gas til proces NS	39.035,01	MWh		
Omsætning/Indtægter				
Indtægt fra el-produktion	1,109	kr./kWh	26,670	Mio. DKK
Indtægt fra varmesalg:	0,284	kr./kWh	7,647	Mio. DKK
Indtægter fra salg til proces	188,839	kr./GJ	25,516	Mio. DKK
Indtægter i alt:			60,834	Mio. DKK

Tabel 31: Samlet energiproduktion, samt indtægter for salg af energi p.a.. (Bilag 5)

Her ville de kunne udskifte deres brænder på en kedel, de har fra 1992, der bruger 46.340 MWh årligt, til enten ren biogas eller dualfuel, hvis de 39.035,1 MWh vurderes ikke at være tilstrækkeligt (Bilag 4). De sidste 31.143 MWh bliver fordelt til varmeproduktion af fjernvarme. Der er indregnet et tab på fire procent i el- og varmeproduktionen i de MWh, der fordeles til produktion af kraftvarme.

³¹ 101.321/365*110 = 30.535,1

Prisen pr. enhed solgt el på 1,109 kr./kWh er inklusiv det forventede tilskud minus aftrappingsstøtten på 10 øre samt en indregnet forventet stigning på en procent frem til 2021 (Bilag 5). Grunden til, at vi har valgt at tage udgangspunkt i en pris fra 2021, er, at det ikke er forventeligt, at anlægget vil stå færdigt før. Varmeprisen er udregnet som 90 procent af varmeprisloftet (Bilag 5). Prisen for salg til proces er fastlagt på baggrund af, hvad Nordic Sugar i dag betaler for den tilsvarende mængde energi i olie og de afgifter og godtgørelser, der medfølger.

Prisen er beregnet med de forbehold, at Nordic Sugar hverken betaler for anlægning af biogasledninger eller udskiftning af brændere. Især omstillingen af brænderen, har vi regnet meget højere, end det reelt set ville koste. Dette betyder, at det er en besparelse, Nordic Sugar vil få indregnet i den pris, vi er kommet frem til. Yderligere blev vi gjort opmærksomme på, at der er et tab i produktionen, når man skifter fra olie til biogas som brændsel pga. en lavere brændsignatur på godt 3,5 procent. De 3,5 procent er også fratrasket prisen. Alle beregningerne kan findes i bilag (Bilag 14). Alt dette er med henblik på at gøre det mere attraktivt for Nordic Sugar at deltage i projektet, evt. med henblik på et medejerskab. I prisen for procesgas er også indregnet tilskud for biogas til proces. Da det er op til de forskellige parter, der vil deltage i dette potentielle projekt, er det de parter, der skal forhandle sig frem til en passende pris. Under risikovurderingen for prisen på procesgassen, regner vi således på den laveste mulige pris, at anlægget ville få for biogas til proces, hvilket er den nuværende naturgaspris på 40 kr./GJ samt støtten. Grunden til, at vi har regnet med denne pris, er for at sikre en stor robusthed i anlæggets økonomi, men samtidigt at fremstille en pris, der ikke gør Nordic Sugars produktion mere omkostningsfuld. Tabel 32 nedenfor viser beregningerne og den samlede udgift på de forskellige råvarer.

Drift og vedligeholdelse			
	Enhedspris	Enhed	Mio. DKK
Bortskaffelse/kompensation	17,00	kr/tons	4,017
Råvare - halm:	670,00	kr/tons	23,450
Råvare - roetoppe:	354,50	kr/tons	1,773
Råvare - kasserede roer:	504,50	kr/tons	2,523
Biogas - drift og vedligehold:	261,10	kr/tons RV	6,668
Transport	17,90	kr/tons RV	4,439
Variable udgifter i alt:			42,869

Tabel 32: Drift- og vedligeholdelsesudgifter for biogasanlæg med kraftvarme og biogas til proces (Bilag 5)

Priserne er medregnet indsamling, transport og behandling af de forskellige råvarer. Samtidigt er prisen for bortskaffelse eller kompensation af biomassen og råvarerne også indregnet. Prisen for halm er vurderet til 55 øre/kg samt 12 øre/kg til forbehandling, roetoppe, og kasserede roer er en anslået pris og dækker indsamling af transport og pris for råvaren. Vi har yderligere regnet prisen for opbevaring af roer og roetoppe i højsiloer ind. Prisen er 74 kr./ton og er regnet på baggrund af mængden, der er skal opbevares uden for kampagnen, altså 255 dage om året, hvor man ikke kan få dem leveret direkte. Prisen er indregnet i posterne roetoppe og kasserede roer. Tilsammen giver det en årlig udgift på 42,869 mio. kr. for anlægget.

Anlægsinvesteringer		Enhed
Biogasledninger	11,998	Mio. DKK
Fjernvarmeledninger	3,000	Mio. DKK
- Biogas anlæg med motoranlæg:	132,200	Mio. DKK
Total Investering:	147,198	Mio. DKK
Afskrivning og forrentning:	10,545	Mio. DKK
- Afskrivningsperiode:	20	År
- Forrentning:	3,7%	p.a.
Kapitalomkostninger i alt:	10,545	Mio. DKK
Resultat:	7,420	Mio. DKK

Tabel 33: Anlægsomkostninger samt årlig resultat for biogasanlæg med kraftvarme og biogas til proces (bilag 5).

Tabel 33 viser anlægsinvesteringerne og kapitalomkostningerne med en rente på 3,7 procent p.a., tilsvarende kommunekredit med en én procents garantiprovision pr. år og en afskrivningsperiode på 20 år. Afskrivningen på 20 år er på baggrund af Energistyrelsens anbefaling i deres teknologikatalog (Energistyrelsen 2012: 204). I figuren er også medregnet de foregående resultater af drift og vedligeholdelse samt indtjening ved salg af energi. Det samlede resultat beløber sig til 7,420 mio. kr. i overskud pr. år (Bilag 5).

Risikovurdering

I det følgende vil en risikovurdering på det forslået anlæg blive beregnet for at teste robustheden i anlæggets driftsøkonomi. Der vil blive taget udgangspunkt i prisfald og -stigninger på hhv. 10 og 20 procent samt beregnet nulpunkter for de forskellige parametre med det formål, at man kan se, hvor meget priserne procentvis kan ændre sig, før de bliver kritiske.

Gasudbytte	m³/år	Driftsresultat i mio. DKK
Forudsat samlet gasudbytte - metan:	10.193.231	7,420
Større gasudbytte: +20%:	12.231.877	18,290
Større gasudbytte: +10%:	11.212.554	12,960
Mindre gasudbytte: ÷10%:	9.173.908	1,880
Mindre gasudbytte: ÷20%:	8.154.585	-3,660
Mindre gasudbytte: ÷30%:	7.135.262	-9,200
Nulpunktet nås ved et gasudbytte på:	8.827.000	-13,4%

Tabel 34: Risikovurdering af variation i gasudbyttet (Bilag 6).

Tabel 34 ovenfor viser en risikovurdering for hhv. fald eller stigning i gasudbyttet i anlægget. Da beregningerne er foretaget teoretisk, vil der altid forekomme variationer. Herved ses det, at anlægget er forholdsvis robust for ændringer i gasudbyttet, dog tåles større variationer ikke og gasudbyttets nulpunkt nås ved -13,4 procent (Bilag 6).

Støtteordningen el-priser	kr./kWh	Driftsresultat i mio. DKK
Forudsat pris (støtte+pris) på el:	1,109	7,420
Lavere støttet el-pris ÷10%:	0,998	4,750
Lavere støttet el-pris ÷20%:	0,887	2,081
Lavere støttet el-pris, tidligere niveau:	0,795	0,132
Nulpunkt for støtten til el-produktion reduceret til kr/kWh:	0,8005	-27,8%

Tabel 35: Risikovurdering af variation i el-priser, inkl. støtte (Bilag 6).

Tabel 35 viser driftsresultatet med forskellige el-priser som forudsætning. Det kan ses, at robustheden i anlægget er stor, i og med at nulpunktet for driftsresultatet først nås ved et tab i støtten på -27,8 procent. Altså vil en mindre variation i støtten eller et kort serviceophold på motoren ikke have den store effekt på driftsresultatet (Bilag 6).

Råvarepriser	kr./tons	Driftsresultat i mio. DKK
Forudsat pris - kr/tons halm:	670	8,867
Højere halmpris +10%:	737	5,075
Højere halmpris +20%:	804	2,730
Nulpunkt for halmprisen	882	+24%

Tabel 36: Risikovurdering af variation i halmprisen, inkl. forarbejdelse og transport (Bilag 6)

Ovenfor viser tabel 36, at robustheden over for prissvingninger på halm er god. Anlægsforslaget er forudsat en pris på 550 kr./ton plus 120 kr./ton for køb, forbehandling og transport af halmen, og skal altså stige med 24 procent, til 882 kr./ton før driftsresultatet går i nul (Bilag 6).

Indtægter fra salg til proces	kr./GJ (inkl. støtte)	Driftsresultat i mio. DKK
Forudsat salgspris (inkl. støtte) på:	188,839	7,420
Mindre salgspris 10%	169,96	4,769
Mindre salgspris 20%	151,07	2,116
Engrospris inkl. Støtte	138,28	0,321
Nulpunkt for salg af proces:	136,00	-28%

Tabel 37: Risikovurdering af variationer i prisen for salg af biogas til proces, inkl. støtte (Bilag 6)

I vores beregninger af salg af procesgassen, har vi som tidligere nævnt at lade være med at inkludere en række forhold, der ville fordyrer salgsprisen. Til trods for disse forhold kan der yderligere rykkes på prisen, såfremt der ønskes at fastsættes en anden pris.

Anlægget kan tåle en reduktion på – 28 procent i prisen for procesgassen inkl. støtten før, at driftsresultatet går i nul. Samtidigt kan det også ses, at reducerer man prisen til engrosprisen for naturgas inkl. støtte, vil anlægget stadig have et årligt overskud (Bilag 6).

Anlægsinvesteringer	Mio kr.	Driftsresultat i mio. DKK
Forudsat samlet anlægsomkostning:	147,198	7,420
Dyrere anlæg: +20%	176,6	5,314
Dyrere anlæg: +10%	161,9	6,367
Billigere anlæg: +10%:	132,5	8,437
Billigere anlæg: +20%:	117,8	9,526
Nulpunkt nås hvis anlæg stiger til mio.kr:	250	89,1%

Tabel 38: Risikovurdering af variation i anlægsomkostningerne (Bilag 6)

I tabel 38 er en oversigt over hvad en variation i anlægsprisen vil komme til at have af driftsøkonomisk betydning. Igen er anlægget meget robust over for negative ændringer i prisen, eller evt. senere tilbygninger som vi senere vil komme ind på. Det ses at anlægget kan blive 89,1 procent dyrere end det planlagte før det driftsøkonomisk ikke længere giver overskud.

CO₂-besparrelser forbundet med biogasanlæg ved Nørre Alslev

I det følgende vil der blive gennemgået de CO₂-besparrelser der er forbundet med levering af kraftvarme til Guldborgsundforsyningen, samt procesgas til Nordic Sugar. Leveringen af varme til Guldborgsundforsyningen kan bespare kommunen for CO₂ på to forskellige måder. Den ene er ved at der i forbindelse med at anlægget idriftsættes, tilsluttes de resterende husstande der har centralvarmet oliefor og den anden er ved fortrængning af den fjernvarme affaldsforbrændingen leverer.

CO₂-besparrelsen Nordic Sugar får ud af den procesgas der bliver leveret til dem, vil udgøres af den olie gassen fortrænger. En oliekedel udleder 280,8 gCO₂/kWh, hvilket betyder at Nordic Sugar ville spare ca. 10.929,8 ton CO₂ hvilket svarer til et fald i CO₂-udledningen på 14,12 procent³². Ligger man tallet sammen med de syv procent de i forvejen selv levere på biogas, vil de nå op på ca. 21-22 procent af deres olieproduktion der er leveret på VE. Besparelsen for kommunen, såfremt man indfører fjernvarme i olieopvarmet hjem vil besparelsen være 8.435,5 ton CO₂, hvilket svarer til 92,5 procent af de resterende olieopvarmede bygninger i Nykøbing Falster³³, eller ca. 9,6 procent af kommunens samlede CO₂-udledning fra opvarmning³⁴ (Klimaplan: 2009, 26). Er det derimod fortrængning af affaldsforbrændingen i Nykøbing Falster der udleder 122,4 gCO₂/kWh, vil det svarer til 3.677,1 ton CO₂-besparelse³⁵. Dette svarer til ca. 28 procents³⁶ besparelse af CO₂ i Nykøbing Falster (Bioenergi Sjælland 2014: 20).

³² $39.035.010 \text{ kWh} * 280 \text{ gCO}_2/\text{kWh} / 1000 / 1000 = 10.929,8 \text{ ton CO}_2 > 24.485 \text{ ton olie} * 11,3 \text{ kWh/kg olie} = 276.680.500 \text{ kWh} * 280 \text{ gCO}_2/\text{kWh} / 1000 / 1000 = 77.470,54 \text{ t CO}_2 > 10.929,8 \text{ ton CO}_2 / 77.470,54 = 0,1412 * 100\% = 14,12\%$

³³ $((34.257.000 - 4.216.000) * 280,8) / 1.000.000 = 8.435,5 > (32.484.000 \text{ kWh} * 280,8 \text{ gCO}_2/\text{kWh}) / 1.000.000 = 9.121,5 \text{ ton} > 8.435,5 \text{ ton} / 9.121,5 \text{ ton} * 100\% = 92,5\%$

³⁴ $8.435,5 \text{ ton} / 87.500 \text{ ton} * 100\% = 9,6\%$

³⁵ $((34.257.000 - 4.216.000) * 122,4 \text{ gCO}_2/\text{kWh}) / 1.000.000 = 3.677,1 \text{ ton CO}_2$

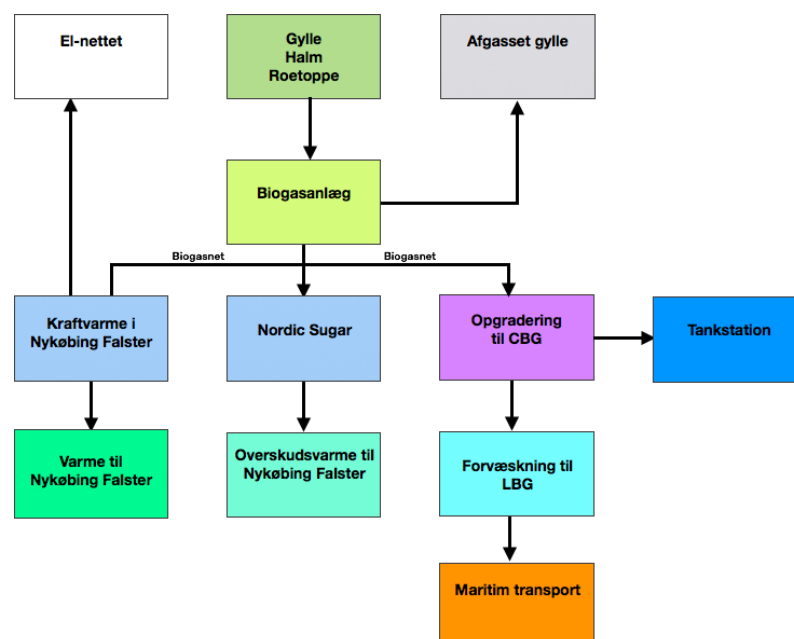
³⁶ $3.677,1 \text{ ton CO}_2 / 13.041,5 \text{ ton CO}_2 * 100\% = 28,2\%$

Etape 2: Fremtdige udviklingsspor

Flere af de fravalgte anlægselementer, mener vi dog, er interessante udviklingsspor i forbindelse med evt. 2. etape af Guldborgsund Biogasnet projektet på et senere tidspunkt. Valget af udviklingsspor vil således afhænge af rammebetingelserne på det givne tidspunkt (Jf. Afsnit om systematisk planlægning; backcasting s. 23).

Udviklingsspor 1: LBG til transport

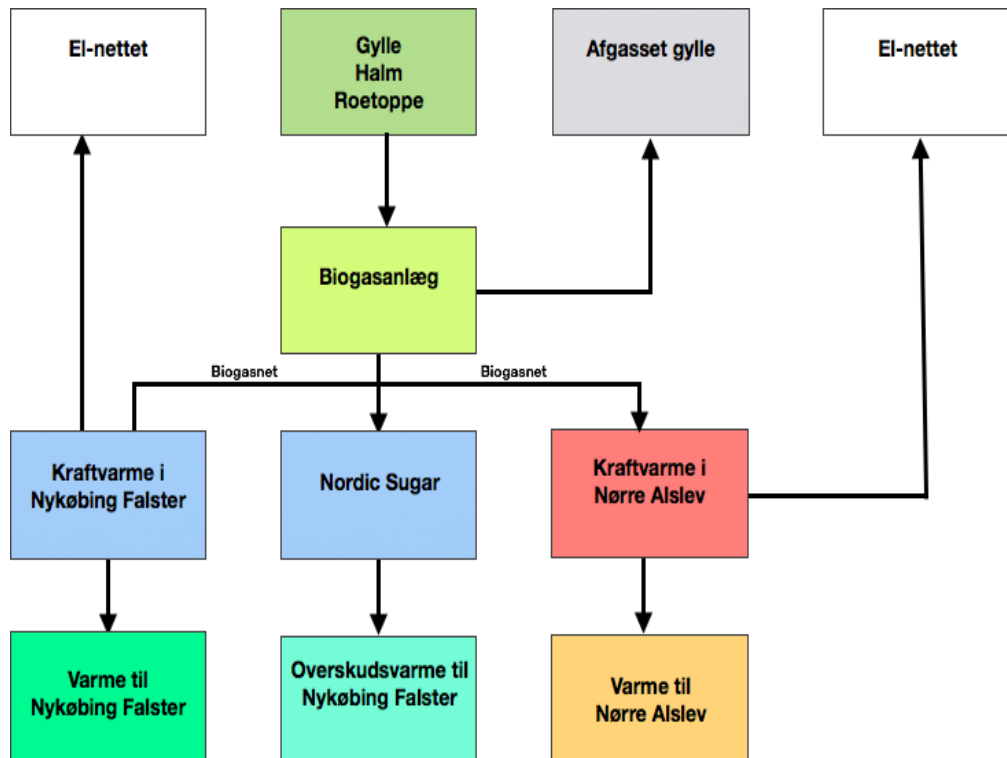
På nuværende tidspunkt er anlægsudgifterne ift. opgradering til CBG og forvæskning til LBG høje set i forhold til markedspotentialet. Men opgradering til CBG og forvæskning til LBG er et muligt udviklingsspor, som vil kunne tilknyttes det foreslået anlægskoncept på et senere tidspunkt, når markedspotentialet og prisen på teknologien med høj sandsynlighed ændrer sig (Kim Otto 2015). Indikatorer for, hvornår det udviklingsspor vil være muligt, er anlægsudgifterne til opgradering og forvæskning og markedsprisen på LBG. Et ekstra tilskud til brug af LBG eller et pristillæg til produktion af LBG, ligesom man har indført et tilskud til opgradering til naturgasnettet, vil også kunne åbne dette vindue. En opgraderingsmotor skal udskiftes ca. hvert femte år, hvor der i den forbindelse vil være en økonomisk åbning, såfremt et tilskud også indføres på LBG. Man vil således, når motoren alligevel ville skulle skiftes, investere i et anlæg med mulighed for LBG-produktion, der ville kunne forsyne lokale færgeruter. På denne måde ville der være endnu en understøttelse af lokalområdet ift. klima, økonomi og energi. Vores anlægskoncept vil dog have en udskiftningshyppighed, der er lidt mindre frekvent, da anlæggets motor kun kører 255 dage om året og derfor i princippet ville spare 110 dage pr. år. Endvidere vil en højere pris på LBG også kunne understøttes med en certifikatordning lignende den, man har indført på almindelig biogas (Energinet.dk 2015).



Figur 59: Flowdiagram over LBG udviklingsporet (egen udarbejdelse)

Udviklingsspor 2: Biogas til andre lokale forsyningsselskaber og virksomheder

Et andet udviklingsspor vil være levering af varme til fjernvarmenettet i Nørre Alslev eller en forlængelse af biogasledning til Stubbekøbing eller andre steder, hvor de lokale forsyningsselskaber vil kunne købe biogassen til produktion af kraftvarme. I takt med at gamle kedeller og damptubiner, skal udskiftes over de næste 10-15 år (jf. afsnittet om *markedspotentialer til kraftvarme*).



Figur 60: Flowdiagram over udviklingsspor med procesbiogas (egen udarbejdelse)

Trin D: Målopfyldelse: Videreførelse af projektet

Involvering af interessenter er centralt for en videreførelse af projektforslaget. I dette afsnit vil vi undersøge, hvilke interessenter som kunne være oplagt at få med i en evt. arbejdsgruppe, og hvilke punkter de indledningsvis ville skulle afklare. Derudover vil vi også belyse forskellige støtteprogrammer, som vil kunne understøtte en udvikling af projektforslaget samt mulige finansierings- og ejerskabsmodeller.

Etablering af et nyt partnerskab

I forbindelse med en evt. videreførelse af projektforslag, har vi udarbejdet en liste over aktører, som vi umiddelbart tænker kunne være oplagte deltagere i en mulig styregruppe.

- Guldborgsund Kommune
- Business Lolland Falster (BLF)
- Sydhavsøernes Landboforening (DLS)
- REFA
- Roskilde Universitet
- Lokale landmænd
- Nordic Sugar
- Guldborgsund forsyning
- Lodsejere (Biogasledning)
- Vordingborg forsyning
- Vordingborg Kommune
- Bigidan

Det skal ikke forstås som om, at alle overnævnte aktører nødvendigvis behøver at være involveret. Det er dog vigtigt, at man tidligt i projektprocessen får afdækket de enkelte aktørers behov og interesser i at være med i et muligt projekt.

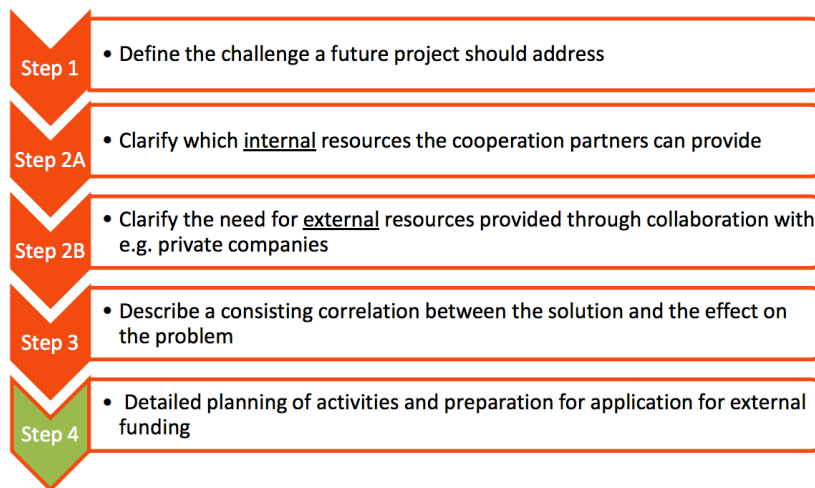
Guldborgsund Kommune holder i samarbejdet med DLS og BLF en bioøkonomi konference den 3. februar 2016, hvor et af sporene på konferencen hedder "*Biogas til transport*". Guldborgsund Kommunes tanke er her, at der skal dannes en arbejdsgruppe, hvor man kan arbejde videre med ide om et biogasanlæg på Nordfalster (se bilag for mere information om konferencen).

Projektaktiviteter og organisering af projektteam

Såfremt der er interesse for at gå videre med ideen om et biogasanlæg er næste skridt at få nedsat en styregruppe og få en mere bindende interessetilkendegivelse.

Som tidligere beskrevet i afsnittet *Involvering af aktører* er interessetilkendegivelse fra alle parter livsvigtigt for et projekt. Det næste skridt ville være at definere og beskrive mere konkret, hvad projektet skulle indeholde.

Til at supplere arbejdsgruppens arbejde med et fremtidig biogasprojekt, kan arbejdsprocessen i nedstående figur anvendes, hvis der vil være brug for eksterne ressourcer.



Figur 61: Eksempel på arbejdsproces i at udvikle nye projekter(COWI 2015: 50)

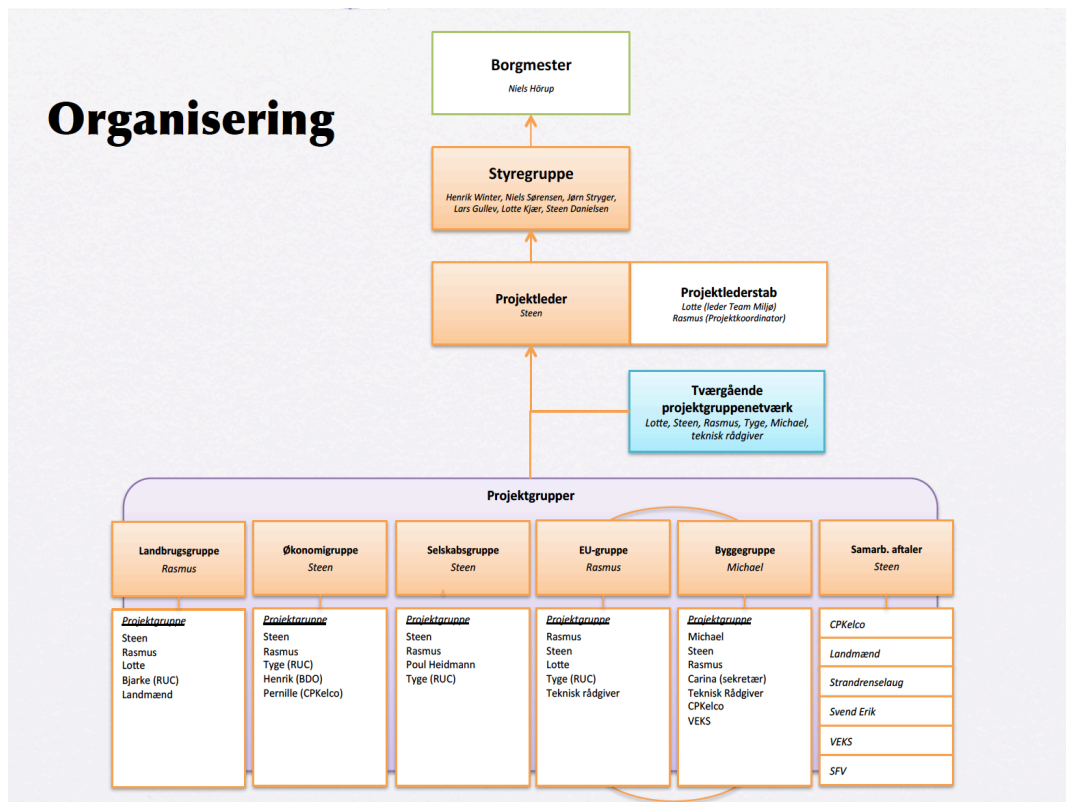
I Step1 skal arbejdsgruppen definere og afgrænse, hvilke udfordringer projektet skal adressere. Her ville det være vigtigt, at alle i arbejdsgruppen bliver enige om rammerne for et fremtidig samarbejdsprojekt (STRING 2014: 42).

Efter at have defineret projektet vil Step 2A og 2B være at diskutere arbejdsgruppens ressourcer til at levere viden til projektet, og om der er brug for eksterne ressourcer. Det vil typisk være her, at man scanner markedet for nationale eller internationale fondsmidler, som vil give arbejdsgruppen ressourcer til nærmere at undersøge, om projektet er frugtbart (ibid.).

Step 3 vil være et resultat af de problemer, man har beskrevet i step1, de løsninger og mangler, man har fundet ud af i step 2A og 2B. Dvs. at man her beskriver hvilke aktiviteter og dermed indvirkning, projektet vil have i fremtiden.

Step 4 vil være en mere detaljeret planlægning af aktiviteter og hvilke af disse aktiviteter, man skal søge eksterne ressourcer til (ibid. 44).

Efter, at man har fået mere bindende tilkendegivelse til projektet fra de forskellige deltagere i styregruppen, kan der nedsættes arbejdsgrupper, som kan arbejde med forskellige spørgsmål. I forhold til organisering af de forskellige arbejdsgrupper kan man hente inspiration fra planlægningen af Solrød Biogasanlæg (Kjær 2015: slide 14).



Figur 62: Diagram over organisationen af Solrød Biogas A/S (Tyge Kjær slide 2015)

Det skal bemærkes, at Solrød Kommune igennem hele forløbet har været og stadigvæk er meget involveret i planlægningen af Solrød biogasanlæg. Det kan ikke nødvendigvis formodes, at Guldborgsund Kommune vil varetage samme rolle. Gruppenavnene giver her et billede af hvilke emneområder, der skal arbejdes med i løbet af planlægningsprocessen. Det drejer sig bl.a. om afklaring af spørgsmål ift. byggeri, EU-støtte, selskabsdannelse, samarbejdsaftaler og samarbejdsaftaler (Ibid.).

Finansiering af projektet gennem arbejdsprogrammer

Der findes flere forskellige muligheder for at få økonomisk støtte til et projekt, både nationalt og internationalt. I organisationen bag Solrød Biogas A/S havde man en arbejdsgruppe, der udelukkende arbejdede med at søge støtte i EU's mange arbejdsprogrammer (EU-gruppen). Følgende er eksempler på, hvor en evt. arbejdsgruppe kan finde midler i 2016.

EUDP

Der er ansøgningsfrist d. 7. april kl. 15 til en ny runde af EUDP-midler (Energiteknologisk Udvikling og DemonstrationsProgram), og det ville være en håndterlig metode for en projektgruppe at anskaffe midler til et feasibility studie af et biogasanlæg. Der er 165 millioner i den ene ansøgningsrunde, som vil understøtte udviklings- og demonstrations- teknologiske energiprojekter. Reglerne og beskrivelse af ansøgninger vil først blive lagt på Energistyrelsens hjemmeside medio januar (ENS C 2015).

MUDP

Herudover kan man søge midler i Miljø- og Fødevareministeriets MUDP-program (Miljøteknologisk Udvikling og DemonstrationsProgram), hvor der i 2016 vil være ca. 110 mio. kr. til den miljøteknologiske indsats. Her vil der særligt være lagt vægt på fuldskalaprojekter eller nye anlægsprojekter, som fx et biogasanlæg. En ny ansøgningsrunde under MUDP forventes at blive opslået ultimo februar 2016 (Ecoinnovation 2015)³⁷.

Horizon2020

Derudover vil der også være mange midler at hente i Den Europæiske Unions mange arbejdsprogrammer. Kommissionen har flere arbejdsprogrammer, hvor en arbejdsgruppe, der arbejder med udviklingen af et biogasanlæg, vil kunne søge støtte til nogle af de forundersøgelser et anlæg vil kræve. Det store forskningsprogram Horizon2020, hvor 564 milliarder støttetkroner skal fordeles i tidsperioden 2014-2020, ville være et oplagt eksempel på at finde støttemidler. Nedstående to *Calls* er eksempler på mulig støtte, hvis man fx vil undersøge udviklingen af næste generations biobrændsel, herunder særligt LBG til transport. Projekterne er tænkt som midler til en videreundersøgelse af et af LBG udviklingssporet, vi foreslog man kunne undersøge nærmere. Der bliver i disse *Calls* givet i omegnen af 3-6 mio. euro til hvert projekt, som adresserer disse problemer³⁸ (Horizon2020 2015).

³⁷ <http://ecoinnovation.dk>

³⁸ Følgende links er til de ovennævnte programmer i Horizon2020:

- [LCE-08-2016-2017: Development of next generation biofuel technologies](#)
- [GV-01-2017: Optimisation of heavy duty vehicles for alternative fuels use](#)

LIFE+

Man kunne eksempelvis også søge støtte i det store EU Miljøprogram LIFE+, hvor man kan søge midler til større udviklings- og teknologiprojekter, som fx gavner landbruget, miljøet eller et lokalområde. Ansøgningsrunden til det nye LIFE+ program forventes at komme i september 2016 og vil særligt have vægt på at understøtte kommissionens netop fremførte arbejdsprogram for cirkulær økonomi (EU kom 2014). Her vil der uden tvivl være støttekroner til anlægsprojekter, der benytter sig af recirkulering af lokale ressourcer.

Regionale udviklingsmidler og Interreg

Den Europæiske regionalfond udbetaler også midler til de fem danske regioner hvert år, som bliver formidlet af de respektive vækstfora i de fem regioner, som indstiller ansøgninger til regionsrådet. I Region Sjælland er det Vækstforum Sjælland, som behandler ansøgningerne. Interreg-programmet er en del af den europæiske regionalfond og giver særlig støtte til projekter, som går på tværs af nationale grænser. Deadline for dette års ansøgningsrunde var d. 11. januar 2016, og næste runde bliver først offentliggjort i slutningen af indeværende år (Danske Regioner 2014).

Landdistriktsprogrammet

Som beskrevet i problemfeltet oplever Danmark, at der i stigende grad er flere, der flytter fra land til by, ligesom tendensen er i resten af Europa og verden for den sags skyld. Derfor har EU's Landbrugsfond for udvikling af landdistrikter fordelt 6,8 mia. kr. til det danske Landdistriktsprogram, hvilket den danske stat yderligere har givet 2,5 mia. kr. til, som skal fordeles ud til projekter fra 2014-2020. Det er Naturstyrelsen, som hører under Miljø- og Fødevareministeriet, der administrerer pengene i Danmark. Fra 2016-2018 vil der årligt blive særligt afsat 90,3 mio. kr. til landdistriktsudvikling, som ville være det mest oplagte spor at søge. Ansøgningsrunden starter medio 2016 (Naturstyrelsen 2014).

Finansiering af biogasanlæg og ejerskabsmodeller

En større biogasudbygning i Danmark og opfyldelse af målsætningerne på området vil kræve en store investeringer. Nationale og internationale fondsmidler kan give finansiering til de indledende forundersøgelser, men større anlægsinvesteringer skal findes i selskabsgruppen eller finansieres gennem et låneoptag hos et låneinstitut. Her er der mange modeller og løsninger. Kommunekredit vil være en mulighed, såfremt man sikrer, at biogasanlægget varetager et kollektiv formål, som fx at forsyne et kommunalt varmeforsyningsområde. Kommunekredit har indtil videre finansieret otte biogasanlæg i Danmark, både kommunalt- og privatejede selskaber (Deloitte 2013: 41).

Der kan kun opnås lånekapital i kommunekredit, hvis biogasselskabet løser en opgave inde for kommunalfuldmagtens og lånebekendtgørelsens rammer, som fx kollektiv varmeforsyning. Kommunekredit kan tilbyde billige lån helt ned til 2,1 procent p.a., da kommunen stiller økonomisk garanti for projektet (ibid. 45). Ydermere kan kommunekredit tilbyde langsigtet finansiering (25-30 år), evt. med op til fem års afdragsfrihed jf. Lånebekendtgørelsen (ibid. 42). Typisk vil kommunen, der stiller garantien og måske ikke selv er involveret økonomisk i projektet, stille krav om, at partnerne bag biogasanlægget deponerer indskudskapital.

Almindelige realkreditinstitutter som fx Nykredit, Realkredit Danmark eller DLR Kredit vil også kunne give lånekapital til et biogasprojekt. Realkreditinstitutterne har dog begrænset erfaring med at finansiere biogasanlæg ud over nogle få mindre gårdsbiogasanlæg. Der vil være strammere krav og betingelser fra realkreditinstitutterne til, at projektpartnerskabet kan stille kaution for låneoptagelsen (ibid. 46). Herudover vil et realkreditinstitut stille krav til låneoptager om, at mindst 40 procent af investeringerne skal finansieres af egenkapital. Hvis disse krav opfyldes, vil realkreditinstitutterne kunne tilbyde lige så gode lånevilkår, som kommunekredit og i nogle tilfælde bedre (ibid. 47). Dog vil lånet kun have en løbetid på 10-15 år.

Almindelige banker vil også kunne gå ind og lånefinansiere et biogasprojekt. De fleste banker anser dog biogasanlæg som et højrisikoprojekt, hvor særlig usikkerhed ift. det politiske klima, omhandlende subsider på længere sigt, øger risici i projektet og dermed skærper kravene til låneoptagerne (ibid. 51). Ligesom realkreditinstitutterne vil bankerne have, at der stilles fuld garanti for anlægsfinansieringen, før bankerne vil låne penge til projektet. Renteniveau og låneoptagelsens længde ville blive vurderet individuelt fra projekt til projekt, men ville ikke kunne matche vilkårene fra kommunekredit (ibid. 52).

Kapitel 6

Det lokale udviklingspotentiale ved projektforslaget

Vi vil i dette kapitel vurdere det lokale udviklingspotentiale ved en etablering af vores projektforslag 'Guldborgsund biogasnet', som blev præsenteret i kapitel 5.

Beskæftigelseseffekten

I forbindelsen med etableringen af biogasanlæg skabes der både arbejdspladser i forbindelse med den indledende planlægningsfase, anlæggelsesfasen samt den efterfølgende drift og vedligeholdelse. Derudover skabes der også arbejdspladser i de omkringliggende værdikæder ved transport af biomasse til og fra anlægget og ved indsamling af lokale råvarer som fx halm, roetoppe og kasserede roer.

I forhold til det forslåede projektforslag 'Guldborgsund biogasnet' rummer det et betydeligt udviklingspotentiale i forhold til skabelsen af nye arbejdspladser, både i forbindelse med selve anlægget, men især i værdikæder som forsyner VE-ressourcerne til biogasanlægget.

Helårsbeskæftigelse Lønsum omregnet til helårsbeskæftigelse	Alle omkostninger Mio kr.	Lønandel af omkostninger Mio kr.	Lokal andel af lønnen Mio kr.	Lokal Beskæftigelse Antal	Samlet Beskæftigelse Antal
Total investment:	165,20	69,7	31,4	69,7	154,9
Anlægsbeskæftigelsen omregnet hele levetiden:		3,5	1,6	3,5	7,7
Drift og vedligeholdelse inkl. bortskaffelse:	14,94	5,0	5,0	12,6	12,6
Råvareindkøb (halm og roer):	27,1	9,2	9,2	22,9	31,5
Transport ind/ud	4,44	2,0	1,6	3,6	4,5
Beskæftigelse ved anlæg i anlægsfasen:				69,7	154,9
Beskæftiget råvare og drift & vedligeholdelse årligt:				39,1	48,6
Den samlede beskæftigelse omregnet til årsbasis:				42,6	56,3

Tabel 39: Beskæftigelsespotentiale i forbindelse med etablering af anlægforslag (Kjær D 2015).

Vores estimeringer, som bygger på lignende estimeringer foretaget af Bioenergi Sjælland, viser således, at der på årsbasis samlet set vil kunne skabes omkring 56 arbejdspladser ved en gennemførsel af projektforslaget, hvoraf 42 af disse vil kunne besættes lokalt (Kjær F 2015).

Af disse lokale arbejdspladser vil omkring 12 af dem være knyttet til selve driften og vedligeholdelsen af bioanlægget, og omkring 3-4 af dem vil være chauffører, som vil stå for transporten af bioressourcer til og fra anlægget (Kjær A 2014) (PlanEnergi 2014).

Indsamlingen af halm, kasserede roer og roetoppe til brug i anlægget er dog det sted, hvor der vil blive skabt flest arbejdspladser lokalt i værdikæden. Det vil således alene kunne betyde skabelse af helt op til 23 nye arbejdspladser.

Øget overskud hos lokale virksomheder

Projektforslaget vil også have en positiv effekt på overskuddet hos de lokale virksomheder, som er en del af anlæggets værdikæde. De lokale vognmænd vil fx få højere omsætning pga. transport af biomasse, Nordic Sugar vil spare afgifter på fossile brændsler og de lokale landmænd vil få en højere omsætning pga. af salg af halm, roetoppe og kasserede roer. Især indsamlingen af halm til anvendelse i anlægget vil give ekstra overskud hos landmændene og det er selvfølgelig også en af de ting, som vil gøre det attraktivt for dem at være med i projektet.

I vores overslag over driftsøkonomien i vores anlægskoncept estimerer vi med en udgift på omkring 27,7 mio. kr. årligt til indkøb af overskudshalm samt kasserede roer og roetoppe, der i dag primært bliver efterladt på markerne. Efter at have fratrasket udgifter til lønninger vil der således stadig være et årligt overskud på omkring 17,9 mio. kr. hos de lokale landmænd. Ydermere vil produktionen af biogas på anlægget skabe et overskud på 7,42 millioner jf. vores projektforslag. Dette overskud vil således også forankre sig lokalt, hvis anlægget vel og mærke er lokalt ejet.

Disse indtægter vil således også kunne komme det lokale handelsliv til gode og danne grundlaget for nye investeringer i fremtiden. Endvidere vil Nordic Sugar også kunne spare betydelige udgifter til energiafgifter og køb af CO₂-kvoter, som vi også beskrev i vores projektforslag.

Bedre udnyttelse af nærringsstoffer

Etableringen af et biogasanlæg vil også betyde en bedre udnyttelse af nærringsstoffer pga. den højere plantetilgængelighed af NPK i afgasset gylle (Jf. afsnittet *biogas og landbrug*).

	Råvare i tons	Total N kg/tons	Total N i tons	NH4-N kg/tons*	NH4-N i tons	Fosfor kg/tons	Fosfor i tons	Kalium kg/tons	Kalium i tons
Svinegylle	126.250	5,10	643,9	3,83	482,9	1,1	138,9	2,70	340,9
Sogylle	40.750	4,30	175,2	3,23	131,4	1,1	44,8	1,80	73,4
Kvæggylle	36.000	5,20	187,2	3,90	140,4	0,9	32,4	5,20	187,2
Roer	5.000	4,30	21,5	3,23	16,1	0,81	4,1	3,72	18,6
Roetoppe	5.000	4,30	21,5	3,23	16,1	0,81	4,1	3,72	18,6
Halm & dybstrøelse	35.000	2,00	70,0	1,50	52,5	0,10	3,5	1,24	43,4
I alt	248.000								
Afgasset mængde:	236.284	-	1.119,3	-	839,5	-	227,7	-	682,0
Næringsstofindhold i procent, kg pr. tons:			4,7	-	3,6	-	1,0	-	2,9

Tabel 40: Sammensætning af kvælstof (N), Fosfor (P), og Kalium (K) i afgasset gylle fra det forslået biogasanlæg (Kjær F 2015).

Energistyrelsens Biogas Taskforce estimerer, at afgasset gylle har en merværdi på fem kr. pr. tons ift. almindelig rågylle pga. færre udgifter til indkøb af handelsgødning (ENS Biotask 2014). Den økonomiske gevinst ved højere plantetilgængelighed (N-udnyttelsesgrad) i afgasset gylle har vi ikke medregnet, da der ikke bliver taget højde for denne veldokumenterede effekt i den gældende regulering.

Vores anlægskoncept er dimensioneret til 248.000 tons biomasse, og vi estimerer af den afgassede mængde vil være 236.284 tons biomasse.

Den samlede gødningspris på den afgassede gylle er på 8,2 millioner kr.³⁹, mens merværdien for den lokale landmænd vil være på omkring 1,1 million kr. (ENS biotask 2014) (Kjær B 2015). Hertil kommer det ekstra høstudbytte ved at kunne gødske tættere på det optimale niveau (tryllegylleeffekten), som vi dog ikke har medregnet her.

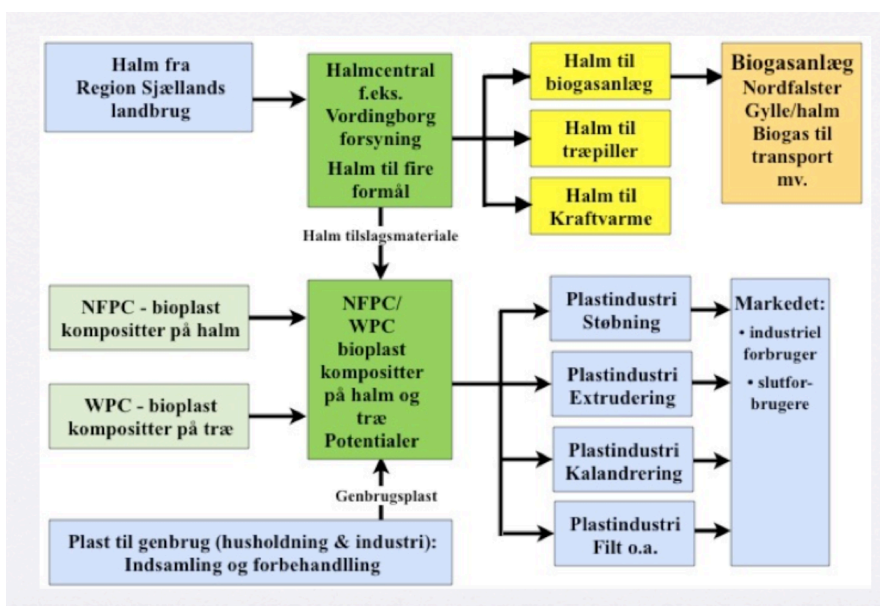
Hvis man tog højde for den højere plantetilgængelighed i afgasset gylle i den gældende regulering, og landmænd derfor ikke måtte udbringe ekstra handelsgødning efter brug af afgasset gylle, ville biogasanlægget endvidere have en betydelig effekt på at mindske udvaskningen af kvælstof til det omkringliggende vandmiljø,

Gødningspris: 6,9 Kr./kg N, 11,2 kr./kg P og 1,7 kr./kg K. Den samlede gødningspris per ton gylle er 34,9 kr. (Kjær 2015).

Sammenkobling af projektforslaget med andre projektideer

Et biogasanlæg på Nordfalster kan endvidere sammenkobles med en række andre projektideer. En projektidé, som Bioenergi Sjælland har fremlagt, har peget på muligheden for etablering af en halmcentral på grænsen mellem Vordingborg og Guldborgsund Kommune (Kjær C 2015).

Halmcentralen ville her kunne levere halm til fire forskellige formål: 1) Produktion af biogas, 2) produktion af halmpiller, 3) produktion af kraftvarme og 4) bioplast kompositter.



Figur 63: Halmflow i biosymbiose i Guldborgsund og Vordingborg Kommune (Kjær C 2015).

En sådan sammentænkning vil selvfølgelig understøtte udviklingen af den lokale bioøkonomi endnu mere, samt øge det tværkommunale samarbejde mellem de lokale forsyningsselskaber og de to kommuner på energi- og ressourcemrådet.

Derudover er der mulighed for en række synergieffekter mellem de forskellige projektforslag på energiområdet. Biogasanlægget vil således kunne forsyne både den mulige lokale træpillefabrik og plastfabrik med energi, og træpillerne vil efterfølgende kunne anvendes som brændsel i Nordic Sugars dampkobler⁴⁰.

En sådan grøn industriel symbiose vil yderligere understøtte den lokale know-how og læring inden for udvikling af bioøkonomiske løsninger, hvilket kan gøre Guldborgsund kommune til et interessant sted at placere sin virksomhed og være en lokal innovationsdriver.

Produktion af 50.000 ton træpiller, i de 8 måneder uden for kampagnen, vil have en samlet effekt på 244.055 MWh (ENS TK 2013: 58)(IEA 2012:5)(EA 2013: 99). Produktion vil kun kræve ca. 26.000 GJ (7222 MWh), altså en mindre del af biogaskapaciteten.

Opsamlende vurdering af det lokale udviklingspotentiale

Etableringen af et biogasanlæg ved Nørre Alslev rummer et betydeligt udviklingspotentiale. Det er særligt i den del af værdikæden, som ligger før selve afgangningen af biomasse på biogasanlægget, hvor der er et potentiale for at skabe nye arbejdspladser, ligesom der også er mulighed for at øge overskuddet hos lokale landmænd.

Ud fra vores estimering, vil biogasanlægget betyde en øget lokal omsætning på 51 mio. kr. om året før skat. Det er penge, som vil styrke økonomien, hos både virksomheder og borgere.

Økonomiske fordele ved projektforslaget	
Borgere	Mio. kr.
Øget indkomst fra beskæftigelse knyttet til drift og vedligeholdelse af biogasanlægget	5
Øget indkomst fra beskæftigelse i landbrugssektoren	9,2
Øget indkomst fra beskæftigelse i vognmandsbranchen	1,6
Øget indkomst fra beskæftigelse ved anlæggelse	1,6
Virksomheder	
Fodberedt gødning hos landmænd	1,1
Øget overskud fra salg af halm, roetoppe og kasserede roer hos landmænd	17,9
Øget overskud hos vognmænd	4,4
Investorer	
Overskud	10,3
I alt	51

Tabel 41: Økonomiske fordele ved gennemførelse af projektforslaget (Kjær 2015).

Samtidigt vil anlægget også kunne forsyne borgerne med billig varme og som før omtalt spare Nordic Sugar for energiafgifter og køb af CO₂-kvoter. Ligesom de lokale landmænd også vil kunne spare udgifter til køb af handelsgødning og opnå et højere høstudbytte pga. muligheden for at gødske mere optimalt (Jf. afsnit om Biogas og landbrug).

Ydermere vil biogasanlæg også kunne sammentænkes med andre udviklingsinitiativer og være med til at øge det lokale innovationssamarbejde og den lokale "know-how" inden for produktion af biobaserede produkter.

Kapitel 7

Diskussion

I dette afsluttende kapitel før konklusionen vil vi diskutere nogle af de mere overordnede problemstillinger inden for energi- og ressourceplanlægning, som vi er støt på i forbindelse med projektet.

Hvordan kan vi fremme mere biogasproduktion i landdistriktskommunerne?

Driftsøkonomien i et biogasanlæg kan normalt ikke hænge sammen, hvis der er længere end 20-30 km. til de husdyrbrug, hvor den gylle, man anvender i biogasanlægget, skal transporteres fra. Et biogasanlæg bliver derfor nødt til at blive placeret et sted, hvor der både er et godt ressourcegrundlag, og hvor der samtidig er mulighed for afsætning af biogassen til enten kraftvarme, transport eller proces. I områder uden for rækkevidde af naturgasnettet og uden for rækkevidde af større fjernvarmeområder, kan afsætningen af biogas dog være vanskeligere, selvom ressourcegrundlaget er tilstede. De nuværende rammebetingelser for produktion af biogas til LBG og CBG er ud fra vores vurdering ikke tilstrækkelige set ift. markedspotentialet i en kommune som Guldborgsund. Anvendelse af biogas til transport og i nogen grad industrielle processer er uden tvivl det, som giver mest mening ift. en omstilling af energisystemet på den mellemlange- og lange bane.

Tilbage er altså afsætningen af biogas til kraftvarme. Biogas egner sig her bedst til dækning af grundlasten i et fjernvarmesystem, men i de fleste landsbyer i område IV, hvor kollektiv varmforsyning kunne være interessant, er grundlasten for lille til, at et biogasanlæg vil give mening økonomisk set.

Der er dog muligheder de steder, hvor man kan få adgang til eksisterende fjernvarmenet. Men som man også har kunnet se i forbindelse med dette projekt, kræver det en grundig kortlægning af potentialet for at indgå i et allerede eksisterende fjernvarmenet samt villighed til at tænke i nye alternative baner, hvis man skal få tingene til at hænge sammen. En måde at

understøtte biogas til kraftvarme, kunne være ved i højere udstrækning at give førsteprioritet til varme fra biogasanlæg på de større eksisterende fjernvarmenet. På den måde ville man sikre biogasanlæggets afsætning af alt dens energi og undgå bortkøling.

LGB er en meget interessant løsning ift. afsætning af biogas fra områder uden for naturgasnettets rækkevidde, som fx Linköping biogas i Sverige er et eksempel på. Indtil videre er det dog vores vurdering, at forvæskningsprocessen er for omkostningsfuld set ift. markedsprisen på LNG, som i øjeblikket er meget lav pga. olieprisen.

Hvis der skal sættes gang i produktion af LBG på danske biogasanlæg, vil det kræve et ekstra tilskud, ligesom det man allerede har til opgradering til naturgasnettet eller alternativt et tilskud til brug af LBG på danske færgeruter eller til tung transport. Det vil også være en driver for, at der bliver investeret i nye innovative løsninger på området. LBG muliggør også, pga. den høje energitæthed, at man kan transportere gas uden for de eksisterende naturgasnet, som vi tidligere har nævnt var tilfældet i USA med LNG. Dog kræver det en lignende støtte som til indførelse på naturgasnettet, hvis det skal være økonomisk rentabelt. Det virker dog også underligt, at der ikke er det, da det ville tjene samme formål, men dog ikke anvende de eksisterende net. Samtidigt er det dog vigtigt, at man investerer i forskning og udvikling samt demonstration på området, da det er et spændende alternativ til lagring af energi.

En anden interessant mulighed er etablering af lokale biogasnet, herved kan man forsyne mindre forsyningsselskaber med biogas til produktion af kraftvarme. Det åbner for helt nye muligheder, som dette projekt også har vist med muligheden for afsætningen af biogas til Nordic Sugar.

Ydermere er de, i øjeblikket, lave CO₂-kvoter, og lempelsen af PSO-afgiften, heller ikke noget, som fremmer brugen af biogas til industrielle processer. Alligevel kan de forholdsvis tunge energifgifter på brugen af kul og olie gøre en omstilling interessant for nogle virksomheder, hvilket Nordic Sugar er et eksempel på, qua deres store energiforbrug der kommer fra fossile brændsler. Det er dog ikke fremmed for anvendelse af biogas til proces, at virksomhederne kan få tilbagebetalt en betydelig del af energifgifterne.

Det synes overordnet klart, at der er et behov for opdatering af den nuværende afgifts- og tilskudsregulering på energiområdet, så den i højere udstrækning understøtter brugen af biogas i transportsektoren, og så reguleringen ikke trækker i forskellige retninger. Det er således en hindring, at tilskuds- og afgiftsanalysen, som man blev enig om at udarbejdet i forbindelsen med energiaftalen i 2012, flere gange er blev udskudt og på nuværende tidspunkt først forventes i foråret 2016 (Dansk Energi 2016). I forbindelse med planlægningen af et biogasanlæg er man dog nødt til at tage udgangspunkt i de givende rammebetingelser. Herunder drifts- og anlægsomkostninger, tilskuds- og afgiftsregulering, markedspriser m.v.. Det.

at en teknologisk løsning er for omkostningsfuld eller markedsprisen for lav, betyder dog ikke, at det altid vil være sådan.

Det kan således være en god ide at tænke et projektforslag i flere etaper, som vi også har gjort i forbindelse med vores udviklingsspor til projektforslaget, så man samtidigt positionerer anlægget rigtigt i forhold til en forfølgelse af fremtidige udviklingsspor, når de rigtige rammevilkår er til stede.

Biogas og strategisk energiplanlægning

Kommunerne spiller også en central rolle i planlægningen af biogasanlæg. I øjeblikket ser det dog desværre ikke ud til at strategisk energiplanlægning (SEP) bliver gjort til en obligatorisk opgave for kommunerne, og det ser heller ikke ud til, at der afsæt midler til en ny SEP-pulje (Hansen 2015). Det betyder, at energi- og klimaområdet i mange kommuner fortsat vil være reduceret til varmeplanlægning, vindmølleplanlægning og energieffektiviseringer af de kommunale bygninger.

Det betyder desværre også, at der i mange kommuner ikke er tid og midler til at være initiativtager og tovholder på biogasprojekter. Medmindre man kan finde eksterne støttemidler som fx i forbindelse med Interreg projektet Biogas 2020 til understøtning af nye udviklingsprojekter. For at man kan få en andel i de forskellige støttemidler, kræver det dog, at man afsætter ressourcer og tid til fundraising, ligesom det kræver, at man har en vis indsigt i biogasområdet i forvejen.

Strategisk energiplanlægning lægger op til, at kommunerne skal arbejde mere helhedsorienteret og tværkommunalt, så man undgår suboptimeringer og sikrer en så omkostningseffektiv omstilling af energisystemet som muligt. De 14 kommunale og regionale SEP-puljeprojekter har vist det store potentiale i denne planlægningstilgang, og det er derfor ærgeligt, at arbejdet med den nye regering er sat på standby (EA 2016).

Et vigtigt læringspunkt fra SEP-puljeprojekterne var bl.a., at det også var vigtigt at tænke helhedsorienteret og tværgående indadtil i de forskellige teknik- og miljøforvaltninger. Planlægningen af biogasanlæg er et område, der berører næsten alle forvaltningsområder i en normal teknik- og miljøafdeling, men selvfølgelig særligt krydsfeltet mellem energi-, affalds- landbrugs- og planområdet. Dannelse af tværgående biogasteam, kan her være en god ide ift. intern vidensdeling og samarbejde omkring planlægning af mulige biogasprojekter (EA 2016).

Et andet vigtigt læringspunkt var kommunernes centrale rolle som facilitator og toveholder. I forbindelse med biogasprojekter er det utrolig vigtigt, at kommunens projektmedarbejder på området løbende har kontakt med de forskellige lokale aktører: politikere, landbrugsforeninger, landmænd, forsyningsselskaber, kraftvarmeproducenter, industrien osv. også selvom et

projekt måske ikke lige umiddelbart kan lade sig gøre. Det, at kende hinanden og have et fast energiforum, hvor man mødes, betyder også, at man kan handle hurtigt, hvis der fx opstår en mulighed ift. fundraising og for at inspirere hinanden. På Ærø og i Ringkøbing-Skjern kommune har man oprettet særlige udvalg for bæredygtig energi, hvor lokale aktører mødes en gang om måneden for at snakke om, hvordan det går og diskutere nye muligheder (Hansen 2015). Det, at der et fast energiforum, betyder også, at nye medarbejdere hurtigt og naturligt bliver introduceret til de centrale aktører og problemstillinger i området.

Denne del af planlægningen må ikke undervurderes, da den er mindst ligeså vigtig, som kortlægning af ressourcer, teknologiske muligheder og markedspotentialer. Ting bliver ikke automatisk til noget, bare fordi de rigtige betingelserne er tilstede.

Derudover er det også vigtigt, at kommunerne får nogle bedre værktøjer til håndtering af data og nøgletal. Som man har kunnet se med dette projekt, er nøgletal og data ofte spredt udover et kludetæppe af forskellige styrelser, rapporter og energiaktører. Det er langt fra hensigtsmæssig. I stedet burde man lave en samlet online-plattform, hvor man kunne finde den nyeste energi- og resourcedata og de nyeste rapporter, vejledninger og nøgletal. Ligesom det også burde være muligt at dele erfaringer med kollegaer i andre kommuner.

Endvidere burde der også på denne online-plattform være et gratis online-program for at sikre en nemmer energi- og ressourcekortlægning. Det burde således være muligt hurtigt at tjekke, hvor stort gyllepotentialet er i et givet område, og hvor store mængder organiske restprodukter en virksomhed producerer.

Dette online-program kunne med fordel sammentænkes med den nye CO₂-beregner (som lanceres primo 2016) og burde også kunne vise, hvilke forsyningsselskaber der dækker et specifikt område, hvilke brændsler de bruger mv. I dag er det meget tidskrævende at finde og få adgang til alle disse forskellige informationer.

Sidst men ikke mindst er det også vigtigt, at alle de medarbejdere, der arbejder med biogas i de forskellige styrelser (energistyrelsen, miljø- og fødevarestyrelsen, erhvervsstyrelsen, naturstyrelsen, naturerhvervsstyrelsen og transportstyrelsen), bliver samlet et sted. Et samlet nationalt biogaskontor ville endvidere også betyde, at man kunne tilbyde bedre vejledning til kommunerne.

Biogas og ressourcestrategien

Biogasproduktion spiller en central rolle i opfyldelsen af målsætningen om 50 procent genanvendelse af det kommunale husholdningsaffald i 2022 (Regeringen 2013).

Den primære grund til biogassens centrale rolle i denne sammenhæng, er genanvendelsen af den organiske fraktion af husholdningsaffald. Denne fraktion er pga. sin relativt høje vægt og den relativt lave brændværdi, set i forhold til fx plast, en oplagt fraktion for affaldsselskaberne at indsamle for at imødekomme målsætningen i ressourcestrategien (Nielsen & Hansen: 2015).

I dag bliver det meste af det organiske husholdningsaffald nyttiggjort ved forbrænding, hvilket bl.a. betyder, at den lille, men betydelige fosformængde, der er i det organiske husholdningsaffald, går tabt (Nielsen 2015). For at det organiske husholdningsaffald kan kategoriseret som genanvendt, og ikke bare kun nyttiggjort (Jf. affaldsdirektivet 2008), kræver det både, at energiindholdet bliver udnyttet, og at den afgassede biomasse blive udbragt på landbrugsarealer (Nielsen & Hansen: 2015).

Der er dog en række udfordringer ved genanvendelsen af det organisk husholdningsaffald i biogasanlæg. Den største udfordringer er her at sikre at få fejlsorteret så meget som muligt.

Det kan godt lade sig gøre, som man kan se i Billund Kommune, hvor man kun har en procent reject. Men for at opnå det, kræver det en lang indsats med information og andre tiltag ift. borgerne (Ingeniøren 2012).

Ydermere er Arla's kvalitetssikringsprogram Arlagården også en udfordring, da det gør, at kvægbønder ikke kan modtage afgasset biomasse med rester af organisk husholdningsaffald, også selvom grænseværdierne i slambekendtgørelsen er opfyldt.

Dog har det Økologisk Råd og Miljøstyrelsen kommet frem til ved en grundig belysning af problematikken, at der ikke burde være nogle betydelige problemer ved udbringning af afgasset gylle med en andel af organisk husholdningsaffald (Det Økologiske Råd 2015).

Vi har dog i vores anlægskoncept fravalgt det organisk husholdningsaffald i første omgang, da REFA endnu ikke har besluttet, om det er en fraktion, man vil indsamle og pga. de udfordringer, det vil give ift. at få kvægbønderne, der er med i biogasprojektet. Det er ærgerligt, men nok kendetegnende for, hvorfor det organiske husholdningsaffald ofte bliver fravalgt som del af ressourcegrundlaget og som en del af råvaregrundlaget i biogasanlæg.

Biogas som udviklingskatalysator i landdistriktskommunerne

Ud fra vores estimering vil et biogasanlæg med en dimensionering og et ressourcegrundlag, tilsvarende det forslåede biogasanlæg ved Nørre Alslev, betyde en øget lokal omsætning på omkring 51 millioner kr. før skat.

Som en tidligere OECD analyse også har vist, er det især de førliggende forsyningskæder til VE-produktion, der skaber øget omsætning og arbejdspladser (OECD 2010). Ifølge vores estimering vil indløbet af halm, kasserede roer og roetopper til et potentielt biogasanlæg ved Nørre Alslev, således betyde en øget omsætning på 27,1 millioner kr. før skat hos de lokale landmænd i form lønninger og indtægter fra salget af halm, kasserede roer og roetoppe.

Det synes klart, at biogasproduktion kan spille en væsentlig rolle i udvikling af landdistriktskommunerne. Men som man også kunne læse i forbindelse vores vurdering af markedspotentialer, er afsætning til kraftvarme som regel afgørende i områder uden for rækkevidde af naturgasnettet.

Det er paradoksalt, da det oftest netop er i disse decentrale områder, at skabelsen af arbejdspladser og øget omsætning ville kunne have størst betydning ift. den lokale udvikling. Hvis vi skal sikre en imødekommelse af målsætningen om at gøre energisystemet fri af fossile brændsler i 2050, er der behov for en optimale udnyttelse af de biomasseressourcer, vi har til rådighed. Der er således et behov for at finde en løsning, så bioressourcerne i alle dele af landet bliver taget i brug på en omkostningseffektiv måde, også i de decentrale områder.

Kapitel 8

Konklusion

Vi har i specialet analyseret, hvordan biogassen fra et muligt biogasanlæg på Nordfalster, bedst kunne afsættes, ligesom vi også har vurderet, hvordan et anlæg ville kunne understøtte den lokale udvikling i Guldborgsund Kommune. Vores problemformulering lyder:

”Hvordan vil biogassen fra et muligt biogasanlæg på Nordfalster optimalt kunne afsættes, og hvordan vil biogasanlægget generelt kunne understøtte udviklingen i Guldborgsund Kommune?”

Som et led i denne analyse har vi kortlagt det eksisterende energisystem i kommunen samt kortlagt hvilke bioressourcer, der er tilgængelige. Denne kortlægning viste bl.a., hvilke forsyningsselskaber der dækker de forskellige varmenet, ligesom kortlægningen også har vist, at der eksisterer et stort ubrugt bioressourcepotentiale i Guldborgsund Kommune, som vil kunne understøtte produktion af biogas på et fælles biogasanlæg.

Denne kortlægning ledte videre til en vurdering af forskellige markedspotentialer ift. afsætningen af biogas fra et muligt biogasanlæg på Nordfaster. I denne forbindelse vurderede vi markedspotentialerne for afsætning til 1) CBG til transport, 2) LBG til transport, 3) opgradering til naturgasnettet, 4) biogas til kraftvarme og 5) biogas til proces.

Vi konkluderer her, at markedspotentialet ift. afsætning for CBG er for lille på nuværende tidspunkt grundet den lille andel af bil- og lastbilsflåden, som bruger CBG som drivmiddel. Ligesom vi konkluderer, at det lokale omstillingspotentiale umiddelbart er for lille set ift. udgifterne til et opgraderingsanlæg samt tankstationer. Der er dog ingen tvivl om, at et biogasanlæg på Falster har en strategisk placering til en videre udbredelse af gas til transport i den såkaldte Green String Corridor.

I markedspotentialet ift. afsætningen af LBG konkluderers det, at den nødvendige opgradering- og forvæskningsproces er for omkostningsfuld, ift. den nuværende markedsværdi for LNG men også set ift. at der kun ydes tilskud til opgradering og ikke til forvæskningsprocessen. Ligesom med CBG er der ingen tvivl om, at teknologien rummer et stort potentiale på den mellemlange- og lange bane ift., at indpasse biogas fra kommuner med decentral energistruktur i det regionale og nationale energisystem og ift. at omstille den maritime transports fossile drivmidler.

Der er ikke noget naturgasnet på Lolland-Falster og selv med etableringen af en meget omkostningsfuld naturgasledning fra Vordingborg langs havbunden, ville en opgradering ikke være mulig, da gassen bevæger sig fra højtryk mod lavtryk. Hvis man skulle indpasse biogas fra Falster i naturgasnettet, ville det således kræve, at man fragtede biogassen til et sted med et højere tryk i naturgasnettet – fx Stenlille gaslager der ikke ligger langt fra Slagelse. Denne løsning vil ikke være rentabel på nuværende tidspunkt – primært pga. udgifter til komprimering, LBG trailer, finrensning og transport.

I vores videre vurdering af markedspotentialer ift. afsætning af biogas til kraftvarme i landbyer i område IV konkluderer vi overordnet set, at der er begrænsede muligheder. Dog kunne der være en mulighed for afsætning til det større eksisterende varmenet i og omkring Nykøbing Falster. Det vil dog enten kræve en højere tilslutningsgrad til nettet i Nykøbing Falster inden for det nuværende forsyningsområde eller, at en del af den nuværende varmeproduktionskapacitet skrottes – som fx en af REFA's to spidslastkedeller, som har været i drift siden 1983.

I vores afsluttende vurdering af markedspotentialet for afsætning af biogas til proces konkluderer vi, at der er et stort potentiale ift. forsyning af biogas til Nordic Sugar, samt et mindre potentiale i forhold forsyning af Ardo. Begge afsætningsmuligheder bliver dog vanskeliggjort ved, at produktionen i begge virksomheder primært ligger i kampagner nogle få måneder om året. Dog er Nordic Sugars kampagne noget længere end Ardos, men de bruger også meget store mængder af energi, hvilket gjorde dem interessante at indtænke i projektforslaget.

På baggrund af vores vurdering af markedspotentialerne konkluderer vi, at den mest optimale løsning ift. en afsætning af biogas fra biogasanlæg på Nordfalster, vil være en kombinationsløsning, hvor biogassen bruges til proces i roekampagnen og resten af året bruges til kraftvarmeproduktion med afsætning af varme til Guldborgsund Forsyningsvarmenet i og omkring Nykøbing Falster.

De økonomiske beregninger for anlægskonceptet konkluderer således, at et sådan anlæg ville koste 147,2 mio. kr. at etableres. Anlægget ville kunne leverer 39.035,01 MWh årligt til Nordic Sugar og have et årligt overskud på 7,42 mio. kr.. Dette vil betyde, at Nordic Sugar, sammen med sin egen biogasproduktion vil komme op på, at lidt over 20 procent af deres totale energiforbrug, vil blive leveret af biogas, hvilket vil give det tilsvarende i CO₂-besparelser.

Den resterende energi ville, som før nævnt, blive leveret til Guldborgsund forsyning i form af 31.143 MWh som overskudsvarme og aftage 4.216 MWh fjernvarme fra nettet til egetforbrug. 25.537 MWh ville blive solgt til el-nettet. Det viser sig fra vores risikovurdering, at anlægget er forholdsvist robust, og at der skal ske relativt store prisudsving før anlægget ikke længere er økonomisk rentabelt.

Det konkluderes hermed, at dette anlægskoncept vil være den mest optimale måde at afsætte biogassen fra et biogasanlæg på Nordfalster på nuværende tidspunkt. På den mellemlange- og lange bane, vil der dog kunne åbne sig nye udviklingsspor som fx LBG til maritim transport.

Endvidere vil biogasanlægget understøtte den lokale udvikling på en lang række områder. Det forslåede anlægskoncept vil således både betyde skabelsen af lokale arbejdspladser i forbindelsen med anlæggelse, drift og vedligeholdelse af selve biogasanlægget, men den største beskæftigelseseffekt vil være i forbindelse med indkøb og transport af råvarer fra lokale landmænd.

Ydermere konkluderes det, at et biogasanlæg vil være med til generere øget omsætning hos de lokale virksomheder og landmænd. Dette ved øget salg af restprodukter såsom halm, som man ikke tidligere har haft nogen direkte fortjeneste ved, men også i Nordic Sugars tilfælde pga. sparede udgifter til køb af CO₂-kvoter samt en reduktion i energiafgifter – hvor en mindre andel af afgifterne, dog under alle omstændigheder, ville være blevet tilbagebetalt og videre også pga. af den højere N-nyttevirkning i afgasset gylle i forhold til normal rågylle.

Overordnet konkluderes det, at et biogasanlæg vil give et positivt bidrag til udvikling af Guldborgsund Kommune, ligesom det også fremhæves, at der er en række muligheder for, at sammentænke det forslåede anlægskoncept med andre nuværende projektideer på bioøkonomiområdet.

Litteraturliste

3F (2015). "Grøn omstilling – vejen til nye job og bedre klima".

Affaldsdirektivet (2008). "Guidance on the interpretation of key provisions of Directive 2008/98/EC on waste". EU Kommissionen.
http://ec.europa.eu/environment/waste/framework/pdf/guidance_doc.pdf.

Al Seadi, Catrineda (2008). "Biogas handbook".

Ashley, K. et al. (2010). *A brief history of phosphorus: From the philosopher's stone to nutrient recovery and reuse*, Institute for Sustainable Futures, University of Technology, Sydney, PO Box 123 Broadway, NSW 2007, Australia.

Ardo (2014). "Ardo Corporate Responsibility Report".

Bak, Kasper Brejnholt (2013). "Vindmøller som løftestang for lokal udvikling i udkantsområder", Rambøll.

Bioenergi Sjælland (2015). "Pre-feasability undersøgelse – Fjernvarme i Orehoved området – Undersøgelse af mulighed for fælles fjernvarmeforsyning: fjernvarme til Orehoved, Fjernvarme til Orehoved og Gåbensen, Anvendelse af overskudsvarme fra Ardo A/S." ENSPAC Rodkilde Universitet 2015.

Biogassekretariatet (2011). "Introduktion til biogasanlæg".

Biogassekretariatet (2010). "VVM-redegørelse for biogasanlæg – inspirationskatalog".

BiogasSyd (2010). "Biogasdrivna Dual Fuel-traktorer i lantbruk, entreprenad och kommuner - en förstudie". BiogasSyd.

Biology (2016). Link: <http://biology.stackexchange.com/questions/4990/what-is-the-purpose-of-measuring-both-vs-volatile-solid-and-ts-total-solid>. Set d. 25. Januar 2016.

Biopress (2012). "Halmgas i praksis".

Birkmose, Thorkil et al. (2013). "*Biomasser til biogasanlæg i Danmark –på kort og lang sigt*". Agrotek

Bryman, A. (2004). *Social research methods*, . 2. Udgivelse Oxford University Press 2006.

Birkemose et al. (2013). "*Biomasse til biogasanlæg i Danmark . på kort og lang sigt*".

Børgesen (2012). "Udviklingen i kvælstofudvaskning og nærringstofoverskud fra dansk landbrug for perioden 2007-2011. Evaluering af implementerende virkemidler til reduktion af kvælstofudvask samt en fremskrivning af planlagte virkemidlers effekt frem til 2015. DCA, Aarhus Universitet.

Copenhagen Economics (2013). "*Den biobaserede økonomi: Danske styrkepositioner og potentialer*".

Copenhagen Economics (2012). "*Bioøkonomiens potentiale og værdien for landdistrikterne*".

Cordell (2013). *Sustainable Phosphorus Measures: Strategies and Technologies for Achieving Phosphorus Security*, institute for Sustainable Futures, University of Technology

Cordell, Dana (2010). *The Story of Phosphorus Sustainability implications of global phosphorus scarcity for food security*, Linköping Studies in Arts and Science No. 509 Department of Water and Environmental Studies Linköping University

COWI (2012). "*Gas til transportsektoren*". Udgivet af COWI.

COWI (2014). "*Rammevilkår til gas til tung vejtransport*". Udgivet af Energistyrelsen & COWI.

Dannemand, Per et al. (2012). *Fremsyn: Metoder, praksis og erfaringer Forskning: Analyse og Evaluering*, Styrelsen for forskning og innovation.

Dansk Energi (2016). Arikel på Dansk Energis hjemmeside: "*Energiminister: Afgiftsanalyse på bordet inden tre måneder*".
http://www.danskeenergi.dk/Aktuelt/Arkiv/2016/Januar/16_01_04A.aspx.

Danske Regioner (2014). "*Udviklingsmidler*". Hjemmeside:
<http://www.regioner.dk/regional+udvikling/uddannelse/udviklingsmidler>. Set d. 94.02.16.

Deloitte (2013). "*Afdækning af muligheder for at fremme investeringer i biogas*". udarbejdet af Deloitte og Blue Planet Innovation for Energistyrelsens Biogas Taskforce.

Det Økologiske Råd (2015). "*Anvendelse af organisk affald i biogasanlæg*". Af Leif Bach Jørgensen, Lone Mikkelsen og Christian Ege. 2015

DGC (2012). ” *LNG er velegnet til lastbil- og skibstransport*”. Artikel af Mikael Näslund, Dansk Gasteknisk Center a/s

DGC (2014). ” *Dansk Gasteknisk Center a/s Notat LNG-drevne skibe i EU-landene*”. Notat fra Dansk Gasteknisk Center.

DI (2014). ” *Eksport af energiteknologier 2014*”. Dansk Industri.

Dreborg, Karl H. (1996). *ESSENCE OF BACKCASTING*, Environmental Strategies Research Group, Stockholm University.

Dr.dk (2015). Link: <http://www.dr.dk/nyheder/udland/her-er-hovedpunkterne-i-klimaaf-talen>. Set d. 27.januar kl. 11.52.

Dyck- Madsen, Søren (2015). ” *Individuel og kollektiv varmforsyning: Muligheder og begrænsninger*”.

EA Energianalyse (2013). ”Analysis of biomass prices FUTURE DANISH PRICES FOR STRAW, WOOD CHIPS AND WOOD PELLETS ”FINAL REPORT”. EA Energy Analyses 2013.

EA Energianalyse (2014). ” *Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion*”, ANALYSER FOR BIOGAS TASKFORCE.

EA Energianalyse (2015). ” *Energiafgifter og –tilskud – overblik og analyse*”.

Ecoinnovation (2015). Miljø- og fødevareministeriets hjemmeside: <http://ecoinnovation.dk>. Set d. 04.01.16

EFKM (2015). ” *MODERNISERET REGULERING I FJERNVARMESSEKTOREN Til gavn for forbrugere og virksomheder*”.

Energinet.dk (2013). ” *Elmarkedet i Danmark*”.

Energinet.dk (2014). ” *Systemplan 2014*”.

Energinet.dk (2012) ” *Smart grid i Danmark*”.

Energiwatch (2015). Artikel: http://energiwatch.dk/Energinyt/Politik___Markeder/article7859538.ece. Set den 21.12.15.

Ellen MacArthur Foundation (2012). ” *TOWARDS THE CIRCULAR ECONOMY*”: Economic and business rationale for an accelerated transition, Founding Partners of the Ellen MacArthur Foundation.

ENS (1997). ” *Joint biogas plant. Agricultural advantages – circulation of N, P and K*”.

ENS (2012). ” *Energiaften mellem Regeringen og forlispartierne 22. Marts 2012*”. Energistyrelsen.

- ENS (2015). "*Analyse af bioenergi i Danmark*". Energistyrelsen
- ENS (2014). "*Experiences with biogas in Denmark*". Udarbejdet for DTU.
- ENS A (2014). "*Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning*". Energistyrelsen
- ENS B (2014). "*Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050*". Energistyrelsen
- ENS B (2015). "*Baggrundrapport B: Brændsels- og kvotepriser*". Energistyrelsen.
- ENS C (2015). Energistylens hjemmeside. <http://www.ens.dk/ny-teknologi/eudp-energitteknologisk-udvikling-demonstration>. Set d. 04.01.16.
- ENS D (2014). "*Den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen*". Energistyrelsen
- ENS biotask (2014). *Biogas i Danmark – status, barrierer og perspektiver*.
- Ens-KL (2010). "*Oplæg om strategisk energiplanlægning*". Oplæg fra arbejdsgruppe marts 2010.
- ENS TK (2012). "*Technology Data for Energy Plants*". Energistyrelsen
- ENS TK (2013). "*Technology data for advanced bioenergy fuels*". Energistyrelsen 2013.
- ENS.dk (2015). Link: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/bioenergi/tilskud-biogas>. Set d. 24. Januar kl. 19.26.
- Energistyrelsen (2016). Link: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/energikort/download-faerdige-kort>. Set d. 27. Januar.
- Erhvervsstyrelsen (2012). "*Placeringshensynsliste*".
- Erhvervsstyrelsen (2015). Link: "<https://erhvervsstyrelsen.dk/forloeb-og-inddragelse>"
- EU Parlament (2008). "*EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS DIREKTIV 2008/98/EF af 19. november 2008 om affald og om ophævelse af visse direktiver (EØS-relevant tekst)*", Bruxelles
- Enevoldsen, Thyge et al. (2012). *Tværvidevidenskab i teori og praksis*, Hans Reitzels forlag
- EU Kom (2012) "Et godt liv i en ressourcebegrænset verden".
- EU kom (2014). "Report on critical raw materials for the EU: Report of the ad hoc working group on defining critical raw materials"
- EU Kom A(2014). "Omstilling til en cirkulær økonomi: et program for et Europa uden affaldsproduktion".

EU kom (2011). "*Køreplan for et ressourceeffektivt Europa*"

EU kom (2012). "*Nye veje til bæredygtig vækst: Bioøkonomi i Europa*".

EU Kom (2015). Link: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-6203_da.htm.
Set d. 25. Januar kl. 12.39.

Femern (2014). "*Trafikprognose for en fast forbindelse over Femern Bælt*".
Femern A/S

Germanischer Lloyd (2011). "*Annual Report 2011*". GL-Group.

Grontmij (2009). "*Distributionsformer för biogas och naturgas i Sverige*".
Grontmij, Johan Benjaminsson Ronny Nilsson.

Guldborgsund (2011). "*Kommuneplan 2013-2025*". Guldborgsund Kommune

Hansen A (2015). Telefoninterview med Ardo's tekniskechef Jan Hansen
10.december 2015.

Hansen, Rytter Birthe (2015). Interview med Birthe Rytter Hansen
chefkonsulent for energi- og klima i Kommunernes Landsforening (KL).

Hansen, Rasmus (2014). "*BIOGAS I DANMARK - FORUDSÆTNINGER FOR
ETABLERING AF ET RENTABELT, HALMBASERET ANLÆGSKONCEPT I
KØNG/LUNDBY*".

Horizon2020 (2015). "*Horizon2020 workprogram 2016-2017 - 10. secure clean
and efficient energy*". Den Europæiske Kommission.

IEA (2010). "*The contribution of Natural Gas Vehicles to sustainable transport*"-
working paper. International Energy Agency.

IEA (2012). "Status overview of torrefaction technologies". Udarbejde af IEA
Bioenergy taskforce.

IEA (2015). "*Energi and climate change*". World energy outlook special
rapport.

IEA (2016). Link: <https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>. Set d. 25.
Januar.

IPPC (2014). "*Climate Change 2014 Synthesis Report Summary for
Policymakers*".

INBIOM (2012). "*Borgere og biogas*".

Ingeniøren (2012). Artikel fra Ingeniøren "*Billund Vand har lavet biogas af
madaffald i 15 år*". [http://ing.dk/artikel/billund-vand-har-lavet-biogas-af-
madaffald-i-15-ar-127927](http://ing.dk/artikel/billund-vand-har-lavet-biogas-af-madaffald-i-15-ar-127927). Set d. 22.12.15

- Jeppesen, Jesper (2015). Mailkorrespondance og interview med Jesper Jeppesen, head of Sugar Factory, Nordic Sugar. Interview foretaget 14. December 2015.
- Jensen, Lars (2015). " *Udvikling af beregningsmodel til bestemmelse af gødningsværdi og fastsættelse af udnyttelsesprocent for biomasser til biogasanlæg*". Department of plant and environmental sciences. University of Copenhagen.
- Jensen, Poul (2014). " *Fastsættelse af baseline 2021. Effektvurdering af planlagte virkemidler og ændrede betingelser for landbrugsproduktion i forhold til kvælstofudvaskning fra rodzonen for perioden 2013-2021*". DCA, Aarhus universitet.
- Johansen, Hans Christian (1987). " *The danish economy in the twentieth century*". Billings and Sons limited, 1987.
- Jørgensen (2009). " *Biogas – grøn energi: •Proces • Anlæg • Energiforsyning • Miljø* ". Det Jordbrugsvidenskabelige Fakultet, Aarhus Universitet 2009, 2. udgave 1. Oplag
- Jørgsen & Rasmussen (2009). " *Biogas på rette kurs Politiske udfordringer for udbygning og indpasning af biogas i Danmark*". ENSPAC, RUC.
- Kl.dk (2016). Link: <http://www.kl.dk/Fagomrader/Teknik-og-miljo/Byggeri-og-energi/Partnerskabet-Omstilling-af-energi-i-kommunerne/>. Set d. 24. Januar kl. 14.45.
- Kaspersen et al. (2014). " *Bioenergi og vandmiljø* ".
- Kim Otto (2015). Interview med Kim Otto Lund Thune, projektleder for Næreenergi, d. 29.12.16
- KL og Realdania (2015). " *Det lokale Danmark* ".
- KL (2014). " *Danmark i forandring. Udvikling i lokal balance* ".
- Kjær et al. (2014). " *Olieandsbyer, mulighed for omstilling af 128 landsbyer - STEPS*". Roskilde Universitet 16. Maj 2014.
- Kjær, Tyge A (2014). " *Tabel 10. Forventet direkte beskæftigelseseffekt*". Excel ark udarbejdet af Tyge Kjær. Roskilde universitet.
- Kjær, Tyge (2015). PowerPoint " *Besøg på biogasanlægget*". 1 december 2015.
- Kjær, Tyge B (2015). " *Tabel 5. Næringsstoffer i restprodukter*". Excel ark udarbejdet af Tyge Kjær. Roskilde Universitet.
- Kjær, Tyge C (2015). PowerPoint " *Oversigt over STEPs aktiviteterne – hvad skal komuner gøre nu*". Comwell 28. August 2015.
- Kjær, Tyge D (2015). Tabel 39 " *Tabel 10. Forventede direkte beskæftigelseseffekt*" Excel ark udarbejdet af Tyge Kjær. Roskilde Universitet.

- Kjær, Tyge E (2015). Tabel 40 "*Tabel 5. Næringsstoffer i restprodukter - 184.000 tons*" Exel ark udarbejdet af Tyge Kjær. Roskilde Universitet.
- Kjær et al. (2015). "*Udnyttelse af regionens halm resource*". ENSPAC, RUC.
- Kuisma, Jaakko (2000). "*Backcasting for Sustainable Strategies in the Energy Sector: A Case Study at FORTUM Power and Heat*". Thesis for the partial fulfilment of the Master of Science in Environmental Management and Policy Lund, Sweden
- Lahti, Torbjørn et al (2004). *The natural step for communities*, New Society Publishers.
- Larsen, Søren Ugilt (2010). "*Energiafgrøder til biogasproduktion: Seminar om biomasse til biogas*". Skejby, 25. November 2010 M.V.
- Larsen, Kjeld (2015). Mailkorrespondance Kjeld Hansen driftskoordinator hos REFA.
- Lidköping (2014). "*Lidköping Biogas folder*". Göteborg Energi.
- L&F (2015). "*Fakta om erhvervet 2015*"
- L&B (2012). "*Øget produktivitet væsentlig for vækst*"
- L&F (2011). "*Fakta om erhvervet 2011*".
- Lybæk (2014). "The Role of Municipalities, Energy Companies and the Agricultural Sector in Denmark as Drivers for Biogas: Trends in the Current Development", ENSPAC, RUC.
- Lillegren, Curt (2015). "Virkeligheden i "Udkant – Danmark", Boligøkonomisk Videncenter
- Lybæk (2012). "*Governing innovation for sustainable development in the Danish biogas sector – an historical overview and analysis of innovation*". ENSPAC, RUC.
- Lybæk et al. (2013). "*Enhancing the Transition Capability of Danish Biomass Technology By Applying a Futures Studies*". ENSPAC RUC.
- MAN (2015). PowerPoint "*The future of Bus Tecknologies*" 10.07.2015.
- Miljøministeriet (2013). "*Natural gas for ship propulsion in Denmark – Possibilities for using LNG and CNG on ferry and cargo routes*". Miljøministeriet, projekt nr. 1338 2010.
- Miljøstyrelsen (2013). "*Optimering af LNG/batteridrift for dansk indenrigs færgefart*". Miljøstyrelsen
- Mst (1985). "*Aktuelle emner : NPO-handlingsplan og tilsyn m.v.*"
- Mst (2013). "*Grøn omstilling - nye muligheder for hele Danmark: Landsplanredegørelse 2013*".

Naturstyrelsen (2014). *"LDP 2020"*. Natur- og Erhvervsstyrelsen.

NewHolland (2015). Fundet på New Hollands hjemmeside:
<http://agriculture1.newholland.com/eu/da-dk/maskiner/produkter/landbrugstraktorer/t6-tier-4a>

NGVA (2015). *"Report of activities"*. Nataruel & bio Gas Vehicle Association.

Nielsen (2015). *"På vej mod en tværgående dansk ressourcestrategi"*.

Nielsen, Mark & Hansen, Daniel (2015). *"På vej mod et Danmark med mere genanvendelse og mindre forbrænding – udrulning af ressourcestrategien i kommunerne"*. 8. Semester projekt på TekSam, Roskilde Universitet.

Nielsen, Karl Jørgen (2014). *"Diesel forbruger i landbruget"*. Udgivet i ekspertblogs.dk

Nielsen SAM (2015). Mailkorrespondance med Dan Nielsen maskinchef Samsø Rederi.

Nielsen, Steffen (2015). Mailkorrespondance Steffen Nielsen trafikplanlægger hos Movia.

Nordeainvestmagasinet (2015). *"fokus på olieindustriens massive udfordringer"*. Artikel 18. Maj 2015.

Nordic Sugar (2009). *"Grønt regnskab 2009/10"*.

Nordic Sugar (2016). Nordic Sugars hjemmeside:
<http://www.nordicsugar.dk/om-nordic-sugar/vores-organisation/vores-fabrikker-og-kontorer/nykobing/>. Set d. 25 jan. 2016.

Odegard, Ingrid (2012). *Solutions for a Sustainable Bio-based Economy Making Better Choices for Use of Biomass Residues, By-products and Wastes*, CE Delft, Delft

OECD (2006). *"The new rural paradigm – policies and governance"*. Organisation for Economic Cooperation and Development

OECD (2010). *"Linking renewable energy to rural development"*. Organisation for Economic Cooperation and Development

Pedersen Kaare et al. (1995). *Planlægning Mellem genstand, viden og magt Tværvideenskabelige perspektiver på planlægningens vilkår og mulighed*, Teksam forlaget Institut for miljø, teknologi og samfund Roskilde Universitetscenter August 1995.

PlanEnergi (2014). *"Etablering af biogasanlæg Betydning i forhold til arbejdspladser og CO2-reduktion"*. Notat udarbejdet af Karl Jørgen Nielsen, PlanEnergi

Powergen Europe (2015). PowerPoint *"Is the scene set for convergence in global LNG pricing?"*. Sarah Fairhurst – PowerGen Europe 2015.

REFA (2015). *"Grøn energi er "skraldgod" energi – overvejelser om bioforgasning vs. Forbrænding"*.

Rambøll (2008). *"Vurdering af mængden af forbrændingseget affald i Danmark"*. Rambøll Danmark A/S

Regeringen (2009). *"Grøn vækst"* Strategiplan af den daværende regering (VK) april 2009.

Regeringen (2011). *"Energistrategi 2050 – fra kul, olie og gas til grøn energi"*. Rapport udarbejdet af daværende regering (VK) februar 2011

Regeringen (2012). *"Energiforliget 2012 – Aftale mellem regeringen (Socialdemokratiet, Det Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti) og Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti om den danske energipolitik 2012-2020"*.

Regeringen (2013). *"Danmark uden affald- Genanvend mere, forbrænd mindre"*. Strategiplan af den daværende regering (SRSF) oktober 2013.

Regeringen (2015). *"VÆKST OG UDVIKLING I HELE DANMARK"*. Den nuværende regering (V).

RegionSjælland.dk (2010). Link"

<http://www.regionsjælland.dk/dagsordener/dagsordener2010/Sider/Regionsr%C3%A5det/841-M%C3%B8de%20d.%204-11-2010/1091768.aspx>. Set d. 25. Januar kl. 15.09.

Region Sjælland (2015). *"Den regionale vækst- og udviklingsstrategi 2015-2018"*. Region Sjælland.

Samsø (2015). *"BIOGAS TIL TRANSPORT FÆRGE OG VEJTRANSPORT"*. Teknologisk Institut, transport og elektriske systemer.

SDU.dk (2016). Link:

http://www.sdu.dk/om_sdu/institutter_centre/c_clf_centerlanddistriktsforskning/forskning/forskningsprojekter/igangvaerende+projekter/biooekonomi. Set d. 25. Januar 2016.

SERI (2015): Link: <http://www.materialflows.net/home/>. Set. d. 25. Januar kl. 13.44.

SEPNord (2015). *"Biogas-drejebog til fremme af biogas i strategisk energiplanlægning"*. Udarbejdet som en del af SEP-puljeprojektet Et energisk Nordjylland.

Solum (2012). *"Performance of Aikan"*. <http://www.aikantechology.com/how-it-works/performance.html>

Solrød Kommune (2011). *"VVM-redegørelse – Solrød biogasanlæg"*.

STRING (2014). *"Climate and business-related effects of a Green STRING Transport Corridor Öresund-Hamburg"*. Udarbejdet af COWI

Sørensen & Børgesen (2015). "*Kvælstofudvaskning og gødningsvirkning ved anvendelse af afgasset biomasse*". DCA, Aarhus Universitet.

Tafdrup, Søren (2015). "*Thorsø miljø- og biogasanlæg*".

Trafikministeriet (2014). "*Rammerne for den fremtidige færgebetjening af Bornholm*". Transportministeriet

Trafikstyrelsen (2015). "*Samfundsøkonomisk analyse af en fast forbindelse over Femern Bælt*". Trafikministeriet.

Tybirk, Knud (2010). "*Kogebog for etablering af biogasanlæg*".

UMF (2015) Link: <http://ufm.dk/aktuelt/nyheder/2015/750-millioner-euro-til-europaeiske-bio-og-klima-projekter>. Set d. 24. Januar kl. 15.18.

UN (2015). *World Population Prospects: The 2015 Revision Key Findings and Advance Table*.

Wellinger et al. (2013) The biogas handbook. Science, production and applications. Woodhead Publishing Limited.

Wenzel, Henrik (2015). Link:

<https://vimeo.com/groups/333439/videos/142617990>. Set d. 24. Januar kl. 17.55.

Wisner, Robert (2009). Corn, ethanol and crude olie prices relationships – implications for the biofuels industry.

Wroblewski el al (2013). "Strategisk energiplanlægning i kommunerne – status og muligheder for optimering".

Økologisk Råd (2014). "*Det åbne land – udvikling kræver oprydning*".

Øresund ECOMobility (2012). "*Potentiale og barrierer for biogas og naturgas transport i Danmark*". Øresund ECOMobility, Transportens innovationsnetværk, DONG Energy, E.ON. og Naturgas Fyn

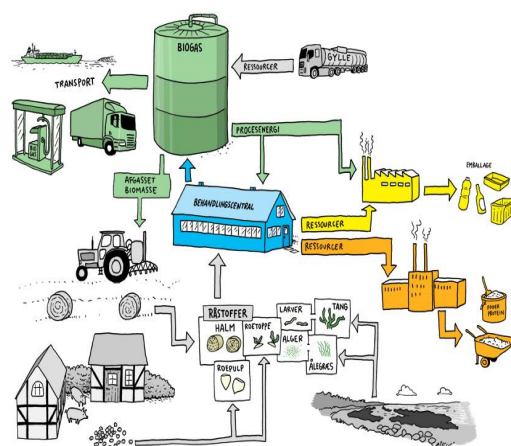
Bilag 1

INVITATION

Bio-økonomi LF Konference 2016

Fra lokal biomasse til nye lokale forretningsmodeller, vækst og arbejdspladser

Onsdag den 3. februar 2016 kl. 9 – 17 på CELF i Nykøbing Falster



Bio-økonomi på Lolland-Falster

På Lolland-Falster har landbruget mængder af biomasse som f.eks. halm, roetoppe, træ m.m. Langs Guldborgsund kommunes 316 km kyst ligger der nogle steder bunker af ålegræs.

Noget af halmen brændes af til fjernvarme, men en stor del af disse biomasser er uudnyttede ressourcer, der kunne bruges i produktionen af nye produkter, før de ender som opvarmning.

Hvordan kan disse ressourcer sættes i spil i nye spændende forretningsmodeller?

Mulighederne er mange – alt fra foderproteiner, sæber, skadedyrsbekæmpelse, emballager, kompositter, byggematerialer, inventar, havejord, gødskning og til procesenergi, gas til transport og afgasset biomasse til marken frem for gylle.

Kun fantasien sætter grænsen!

4 spor spækket med knowhow

Vi laver 4 spor sammen med landets mest vidende personer på netop disse 4 områder både fra erhvervslivet og fra forskningen – se næste side. Hvert spor arbejder sig ind på nye spændende udviklingsmuligheder i forhold til type af biomasse og hvilke typer for produktion. Hvert spor og potentielle udviklingsprojekt får tilbudt 6 måneders professionel sparring om forretningsudvikling, økonomi, patentering, netværksdannelse, forskning og videndeling.

Program (Detaljeret program klar i januar)

08.30 – 09.00 Registrering, morgenmad og network

Plenum

09.00 – 10.00 Velkomst og bio-økonomi på Lolland-Falster

I 4 forskellige spor (Behandlingscentral, proteiner, produkter, biogas)

10.00 – 12.00 Cases fra virksomheder og oplæg fra forskere

12.00 – 13.00 Frokost, netværk og markedsplads

13.00 – 14.30 Workshop: Idéudvikling og forretningsmodeller

14.30 – 15.00 Kaffepause, netværk og markedsplads

Plenum

15.00 – 16.00 Status og præsentation af hvert spors overvejelser

16.00 – 17.00 Finansiering, netværk, sparring og afslutning

Markedsplads

Capnova, Agrotech, INBIOM, SDU, Væksthust Sjælland, Innobooster, Energiklyngecenter Sjælland, Horizon 2020, ecoXpac, Teknologisk Institut, Box-straw, DTU, Dansk Symbiose Center m.fl.

Arrangeret i et samarbejde mellem:



Praktisk information

Tilmelding skal ske online via dette link: <https://inbiom.nemtilmeld.dk/12/>

Tilmelding senest fredag den 22. januar 2016

Der er plads til 100 deltagere. Først til mølle princippet gælder. Tilmelding er bindende. Man er velkommen til at sende en stedfortræder, hvis man skulle blive forhindret.

Deltagelse på konferencen er gratis. Ved udeblivelse faktureres et gebyr på kr. 500.

Yderligere information - kontakt Anne Holl Hansen på ahh@guldborgsund.dk, hvis du har spørgsmål.

Mød blandt andre:

- Knud Tybirk, projektleder på Biogas 2020 på Samsø
- Martin Petersen, ecoXpac (Carlsbergs nye flaske af træfibre)
- Lars Porskjær Christensen, professor Syddansk Universitet / Det Nationale Bioøkonomi-panel
- Bodil Pallesen, Agrotech i Århus (produktudvikling til isolering)
- Susan Løvstad Holdt, DTU Fødevareinstituttet og tovholder på det Internationale Tangsymposium 2016.
- Thomas Holst, Danske Halmleverandører
- Anne Christine Steenkjær Hastrup, Teknologisk Institut
- Per Winter, Box-straw.dk (strøelse til husdyr)

Vælg 1 af disse 4 spor

	SPOR 1 – BEHANDLINGSCENTRAL Forarbejdning af biomasser til bioressourcer HALM – Hvis landmændens bigballe skal omsættes til andet end flammer, skal der være et mellemled, der forarbejder halmen til en salgbar ressource til producenter af f.eks. emballage, byggematerialer eller biogas. Et mellemled, der kan modtage, lagre og forarbejde halmballer til fibre i cm-mål, granulat, piller eller andet. ÅLEGRÆS – Hvis ålegræs fra vores kyster skal kunne bruges til produktion af isoleringsmaterialer og bioforgasning, skal det indsamles og renses for sand. ROETOPPE – Hvis roetoppe skal kunne bruges til bioforgasning, saponin- eller proteinfremstilling, skal de renses for sten og jord. GENBRUGSPLAST – Hvis genbrugsplast skal kunne genbruges til bio-kompositter, skal det indsamles, rengøres, granuleres og afsættes.
	SPOR 2 – PROTEIN OG SAPONIN Udvinding fra afgrøder, larver, alger, tang PROTEIN – Hvorfor sejle foderprotein i form af soja og majs hele vejen fra Sydamerika til Danmark, når vi selv har rigeligt med biomasse, der i stedet kunne danne grundlaget for produktion af foderproteiner og helsekost? Proteinet kan bl.a. komme fra afgrøder, larver, tang og alger. SAPONIN – Der er en global efterspørgsel på saponin, som bl.a. bruges i sæbe. Saponin er et glykosid, der naturligt forekommer i forskellige planter med det formål at beskytte planten mod svampe og skadedyr. Lige nu produceres det primært i Chile og i Kina med store miljøomkostninger i form af bl.a. skovrydning. Kan afgrøder fra Lolland-Falster bruges til udvinding af saponin?
	SPOR 3 – PRODUKTER OG RÅVARER Produkter af fibre og bio-kompositter HALM – Kan halmfibre bruges til udvikling af nye emballager som f.eks. frugtbakker, æggebakker, kødbakker eller indgå i produktion af kompositter til fremstilling af elementer til byggebranchen – kabelbakker, loftplader, lister, inventar m.v.? ÅLEGRÆS – Kan ålegræs samles, renses og bruges i produktion af isoleringsmaterialer, emballager eller til bio-energi? TRÆ – Kan træfibre bruges til produktion af Carlsbergs nye pantflaske? GENBRUGSPLAST – Kan genbrugsplast blandes med biomasse og blive til bio-kompositter til byggeindustrien eller støbes til betonelementer? TANG – Hvilket tang kan dyrkes langs Sydhavens kyster og danne grundlag for produktudvikling af fødevarer og helseprodukter?
	SPOR 4 – BIOGAS TIL TRANSPORT Energi baseret på halm og gylle BIOMASSE – uanset om det kommer fra gylle, halm, ålegræs eller organisk husholdningsaffald - kan forgæses til energi. Energien kan både bruges til opvarmning og til procesenergi til produktion. Hvis biogassen opgraderes, kan den bruges til brændsel på f.eks. busser, renovationsvogne, landbrugsmaskiner, entreprenørmaskinerne, lastbiler eller skibe. På Falster er der både biomasse og muligheder for afsætning af bioenergi – for eksempel til fængslet eller til procesenergi til produktionsvirksomheder og til transportsektoren. Der er også masser af landbrugsarealer, hvor afgasset biomasse kan gøre nytte.

Arrangeret i et samarbejde mellem:

Bilag 2: Guldborgsund Biogasnet

Råvaremængde og gasudbytte - Guldborgsund biogasnet

Råvaremængde og gasudbytte for biogasanlæg ved Nordfalster						
Gylle:	Tons	Tørst of-indhold i %	Organisk tørstof i %	Tørstofmængde i tons	Metan-potentiale m3/tons	Forventede bidrag til gasproduktion ren metan m3
Svinegylle	167.000	5,5%	80,0%	7.348	290,0	2.130.920
Kvæggylle	36.000	7,5%	80,0%	2.160	190,0	410.400
Minkgylle	0	6,5%	75,0%	0	350,0	0
Dybstrøelse kvæg	0	25,0%	80,0%	0	180,0	0
Dybstrøelse fjerkræ	0	57,5%	76,0%	0	180,0	0
Hestegødning	0	47,9%	80,0%	0	350,0	0
Energiafgrøder:						
Majs	0	33,0%	97,0%	0	352,0	0
Roer	5.000	20,0%	92,0%	920	435,0	400.200
Græs - 50%	0	33,0%	90,0%	0	307,0	0
Efterafgrøder						
Olieræddike	0	14,9%	87,2%	0	253,0	0
Gul sennep	0	15,9%	87,2%	0	253,0	0
Andre afgrøder	0	0,0%	0,0%	0	253,0	0
Andre råvarer						
Halm 11%	35.000	85,0%	97,0%	28.858	245,0	7.070.088
Roetoppe	5.000	11,6%	85,0%	491	370,0	181.624
Grødeskær	0	27,0%	98,0%	0	405,4	0
Tang	0	11,7%	98,0%	0	54,0	0
Affaldsfraktioner						
Industriaffald	0	0,0%	0,0%	0	405,4	0
Husholdning affald	0	30,0%	86,0%	0	350,0	0
Andre fraktioner	0	0,0%	0,0%	0	0,0	0
Sum	248.000	-	-	39.776	256,3	10.193.231
Tørstofprocent i tilført materiale:	16%	Energiproduktion:				
Restprodukt - mængder i tons:	236.278	Gas - brutto i GJ		Brændværdi (nedre) metan i MJ/m3:		
		364.755		35.784		

Tørstofprocent i restproduktet (1,15 kg/m3 biogas):	11,9%	Gas - brutto i MWh	101.321	Brændværdi (nedre) metan i KWh/m3:	9.940
Biogasudbytte - m3 pr tilført tons:	41,1				
Omregnet til biogas:					
Ren metan i mio. m3	10,2				
Biogas (65% metan) i mio. m3	15,7				
Tabellen giver et billede på råvarer og gasudbyttet i et anlæg med placering på Nordfalster. Forudsætningen for et anlæg med en samlet råvaremængde på de 248.000 tons er følgende: 167.000 tons svinegylle fra et opland indenfor 20 km (faktisk kørelængde), 36.000 tons kvæggylle fra et opland indenfor 20 km (faktisk kørelængde), 35.000 tons halm, 5.000 tons roetoppe, 5.000 tons, kasseret på sukkerfabrikken (frostskalet eller nedklassificeret af andre grunde), Andre råvarer, supplerende anden organisk materiale, dybstrøelse, grødeskær, o.lign. Der er ikke angivet mængderne, men det forventes alt i alt at være tale om mindre mængder.					
Kilde til enhedsfaktorer: Birkmose et al. (2013), Søren Ugilt Larsen (2010).					
Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær					

Bilag 3

Anlægsomkostninger – Guldborgsund biogasnet

Anlægsomkostninger - Biogasanlæg på Nord Falster		
Biogasanlæg med motor kraftvarme og biogas til proces:		Enhed:
Råvare i tons	248.000	tons
Gasproduktion i kubikmeter metan:	10.193.231	m ³
Gasproduktion i kubikmeter biogas:	15.681.894	m ³
Gasproduktion i MWh:	101.321	MWh
Rådighedsfaktor:	98	%
Antal driftstimer årligt:	5.998	timer
Energiindhold	101.321	MWh
El-produktion	25.537	MWh
El-produktion - nødvendig kapacitet:	4,3	MW
Enhedsomkostning biogasanlæg m. Motor:	30,8	Mio./MW
Anlægssum for biogasanlæg med motor	132,2	Mio. Kr.
<i>For at indregne uforudsete udgifter m.v., anvendes der i følgende anlægsnøgletal for biogasanlæg med motor:</i>		
Overslag:	132,2	Mio. Kr.
Fjernvarmeledninger**):	3	Mio. Kr.
Biogasledning – anslået***):	12	Mio. Kr.
I alt:	147,2	Mio. Kr.
Tabellen giver et overslag over anlægsomkostningerne for et biogasanlæg med en behandlingskapacitet på 248.000 tons. Anlægget skal levere biogas til proces til Nordic Sugar og kraftvarme til Guldborgsund Forsynings distributionsområde. Der anvendes en beregningsmetode, der er baseret på enhedsomkostninger. Der beregnes både en anlægssum for et biogasanlæg med opgradering og et anlæg med motoranlæg. Enhedsomkostningerne er hentet fra Energistyrelsens Teknologikatalog. *) Erfaringsmæssigt hører overslagene fra Teknologikataloget til i den højere ende. Der er anvendt følgende enhedsomkostninger:		
Biogasanlæg med motoranlæg: Dimensionering fra el-siden: Hvor stort et kapacitetsbehov vil der være på motorsiden, hvis anlægget skal producere med en rådighedsfaktor på 98%, dvs. at det skal producere i alt i 5.998 timer pr år. i og med at anlægget skal levere kraftvarme 255 dage om året, og biogas til proces de resterende 110 dage. Enhedsomkostning for biogasanlæg inklusiv motoranlæg: 30,8 mio. kr. pr MW		
*) ENS TK (2012), s. 203-208. **) Er en beregnet gennemsnitspris på enhedsomkostningerne på et lignende projektforslag fra overhoved, og er estimeret til 2 mio. kr. pr. km. ***) Oplyst pris fra Tyge Kjær af ca. 0,7 mio. kr. pr. km. Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær		

Nykøbing Falster. Varmebehov- og kilder

Nykøbing Falster. Varmebehov- og kilder						
	Samlet areal m2	Antal bygninger	Netto varmebehov MWh/år	Behov %-fordelt	Drivhusgas tons/år	Enhedsforbrug kWh/m2
Fjernvarme	1.789.377	6.497	246.450	84%	0,0	138
Centralvarme, naturgas	0	0	0	0%	0,0	-
Centralvarme, oliefyr	258.418	702	32.484	11%	10.553,4	126
Centralvarme, fast brændsel	9.878	23	1.041	0%	0,0	105
Elvarme	63.484	402	8.211	3%	2.397,7	129
Varmepumpe	5.813	37	929	0%	90,4	160
Andet	22.996	141	3.538	1%	0,0	154
Total	2.149.966	7.802	292.654	100%	13.041,5	136
Tabel 2. Varmeforbruget fordelt på brugergrupper						
	Samlet areal m2	Antal bygninger	Netto varmebehov MWh/år	Behov %-fordelt	Drivhusgas tons/år	Enhedsforbrug kWh/m2
Husholdning	1.289.773	6.787	191.369	65%	6.324,5	148
Kommunale institutioner	197.416	199	26.643	9%	123,5	135
Øvrige offentlige	74.649	62	12.442	4%	101,7	167
Serviceerhverv	370.784	519	41.967	14%	2.605,8	113
Industri	208.888	220	19.959	7%	3.809,6	96
Landbrug	8.456	15	275	0%	76,5	32
Total	2.149.966	7.802	292.654	100%	13.041,6	136
Kilde: Bioenergi Sjælland (2014)						
Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær						

Bilag 5

Driftsøkonomi kraftvarme og proces – Guldborgsund biogasanlæg

Driftsøkonomi for Biogasanlæg ved Nordfalster: kraftvarme og proces					
	Forudsat	Enheder	Beregning	Enheder	Note
Samlet råvaremængde	248.000	tons			
Mængde til udbringning	236.284	tons			
Råvaremængde - tons pr dag:	679	tons/dag			
Gasudbytte - ren metan	10.193.231	m3	41,1	m3/tons	[1]
Gasudbytte - biogas	15.681.894	m3	65%	metan	[1]
Gasudbytte i MWh:	101.321	MWh			[2]
Gasudbytte til CHP	62.286	MWh			[3]
El-produktion	25.537	MWh	41%	El-virkning	[4]
Varmeproduktion	31.143	MWh	50%	Varmevirkning	[4]
Eget forbrug El	1.488	MWh	6	kWh/tons RV	[5]
Eget forbrug varme	4.216	MWh	17	kWh/tons RV	[5]
Gas til proces NS	39.035,01	MWh			[6]
Omsætning/Indtægter					
Indtægt fra el-produktion	1,109	kr./kWh	26,67	Mio. DKK	[7]
Indtægt fra varmesalg:	0,284	kr./kWh	7,647	Mio. DKK	[8]
Intægter fra salg til proces	188,839	kr./GJ	26,516	Mio. DKK	[9]
Indtægter i alt:			60,834	Mio. DKK	
Drift og vedligeholdelse					
Bortskaffelse/kompensation	17,00	kr./tons	4,017	Mio. DKK	[10]
Råvare - halm:	670,00	kr./tons	23,45	Mio. DKK	[11]
Råvare - roetoppe:	354,50	kr./tons	1,773	Mio. DKK	[12]
Råvare - kasserede roer:	504,50	kr./tons	2,523	Mio. DKK	[12]
Biogas - drift og vedligehold:	261,10	kr./tons RV	6,668	Mio. DKK	[13]
Transport	17,90	kr./tons RV	4,439	Mio. DKK	[14]
Variable udgifter i alt:			42,869	Mio. DKK	
Anlægsinvesteringer					
Biogasledninger			11,998	Mio. DKK	[15]
Fjernvarmeledninger			3	Mio. DKK	[15]
- Biogas anlæg med motoranlæg:			132,2	Mio. DKK	[15]
Total Investering:			147,2	Mio. DKK	
Afskrivning og forretning:			10,545	Mio. DKK	
- Afskrivningsperiode:	20	år			[16]
- Forrentning:	3,7	p.a.			[17]
Kapitalomkostninger i alt:			10,545	Mio. DKK	
Resultat			7,420	Mio. DKK	

[1] Se Bilag Råvaremængde og gasudbytte for biogasanlæg ved Nordfalster
[2] Gasudbyttet i MWh er angivet med den nedre brændværdi på 9,940 kWh/m ³ metan.
[3] Den energi der går til kraftvarmeproduktion
[4] (Ens TK 2012: 203-206). Priserne, angivet i €, er omregnet til kurs 7,5 kr.
[5] (Ens TK 2012: 203-206) Eget el- og varmemeforbrug: el - 6 kWh pr. tons RV Varme - 17 kWh pr. tons RV
[6] Beregning tager udgangspunkt i årlig MWh produktion /365 = 277,6 MWh pr. Dag * 110 = 30.536 + 8500
[7] Forventet elpris i 2021 inklusiv forventet tilskud; aftrapning af 10 øres tilskuddet over perioden 2016-2020 med 2 øre pr år. For 2016-2019: Energistyrelsens prognose. Derefter reguleret med 1%’s stigning i priser.
[8] Varmeprisloftet, jvf. Reguleringen af varmemefastfastsættelse, årlig fastlagt. I 2015 96 kr/GJ uden reduktion. I 2016 103 kr/GJ med 10%’s reduktion. For den resterende periode 2017-2018: 75 kr/GJ med en reduktion på 5%, dernæst 75 kr/GJ reduceret med 10% og en prisregulering på 1% fra 2016.
[9] Beregningerne ligger i bilaget fortrængningspris for Nordic Sugar
[10] Estimeret tal fra Bioenergi Sjælland (2014)
[11] Svarer til 55 øre pr. kg halm og 12 øre til forbehandling pr. kg, eller 670,00 kr. pr tons.
[12] Anslået. Dækker transport fra kassation og samt økonomisk vurdering af råvaren. Prisen for opbevaring i højsiloer de resterende 255 dage om året - 54,5 kr. $(10.000/365*255*78 = 544.931,507/10.000 = 54,493 \text{ kr./ton})$ Ekstra pr ton, eller 78 kr. Ton ved 10.000 tons
[13] Ens TK 2012: 203-206: Drift & vedligeholdelse på 23,13 kr/tons råvare.
[14] Ens TK 2012: 203-206: Transport på mellem 11,94 kr til 17,90 kr pr tons råvare. Her er valgt den høje ende med 17,90 kr pr tons råvare.
[15] Se bilag 3 Anlægsomkostninger - Biogasanlæg på Nordfalster
[16] De anvendte forudsætninger i beregningen af kapitalomkostningerne efter annuitetsprincippet.
[17] Kapitalomkostningerne beregnet efter annuitetsprincippet. Aktuell renteniveau fra Kommunekredit med en garantiprovision på 1% p.a.
Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær

Bilag 6

Risikovurdering – Guldborg biogasanlæg

Risikovurdering af biogasanlæg ved Nordfalster			
Gasudbytte	Forudsat	Variation	Driftsresultat i mio. Kr.
- Forudsat samlet gasudbytte - metan:	10.193.231	m3/år	7,420
Større gasudbytte: +20%:	-	12.231.877	18,290
Større gasudbytte: +10%:	-	11.212.554	12,960
Mindre gasudbytte: ÷10%:	-	9.173.908	1,880
Mindre gasudbytte: ÷20%:	-	8.154.585	-3,660
Mindre gasudbytte: ÷30%:	-	7.135.262	-9,200
Støtteordningen	Forudsat		Driftsresultat i mio. Kr.
- Forudsat pris (støtte+pris) på el:	1,109	kr./kWh	7,420
Lavere støttet el-pris ÷10%:	-	0,998	4,750
Lavere støttet el-pris ÷20%:	-	0,887	2,081
Lavere støttet el-pris, tidligere niveau:	-	0,795	-0,132
Råvarepriser	Forudsat		Driftsresultat i mio. Kr.
- Forudsat pris - kr/tons halm:	670	kr./tons	7,420
Højere halmpris +10%:	-	737,00	5,075
Højere halmpris +20%:	-	804,00	2,730
Indtægter fra salg til proces	Forudsat		Driftsresultat i mio. Kr.
- Forudsat salgspris (inkl. Støtte) på:	188,839	kr./GJ	7,420
Mindre salgspris 10%	-	169,96	4,769
Mindre salgspris 20%	-	151,07	2,116
Engrospris naturgas inkl. Støtte	-	138,28	0,321
Anlægsinvesteringer	Forudsat		Driftsresultat i mio. Kr.
- Forudsat samlet anlægsomkostning:	147,198	mio. kr.	7,420
Dyrere anlæg: +20%	-	176,60	5,314
Dyrere anlæg: +10%	-	161,90	6,367
Billigere anlæg: ÷10%:	-	132,50	8,437
Billigere anlæg: ÷20%:	-	117,80	9,526
Nulpunkter for de forskellige parametre:		Variation	Fald/stigning
Gasudbytte - nulpunktet nås ved et gasudbytte på:		8.827.000	-13,4%
Støtten til el-produktion reduceret til kr./kWh:		0,801	-27,8%
Prisen på salg af varme reduceret til kr./kWh:		0,008	-97,2%
Anlægsudgift - nulpunkt nås hvis anlæg stiger til mio.kr:		250	89,1%
Salg af proces inkl. Støtte		136	-28,0%
Alle tallene under kategorien 'Forudsat' kommer fra bilaget Driftsøkonomi for biogasanlæg ved Nordfalster			
Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær			

Bilag 7: Biogas til kraftvarme i Orehoved og Gåbense

Tanken med anlægget er, at det skal indgå i et andet projektforslag som Bioenergi Sjælland har udarbejdet. Her anvendes overskudsvarmen fra kølingen på fabrikken og distribueres ud til forbrugerne i Orehoved og Gåbense (Bioenergi Sjælland 2015). Anlæggets dimensionering er blevet vurderet efter at kunne dække spidslasterne, som Ardos overskudsvarme ikke kan dække.

Råvaregrundlag

Råvaremængde og gasudbytte for biogasanlæg ved Nordfalster - Orehoved og Gåbense						
	Tons	Tørstofindhold i %	Organisk tørstof i %	Tørstofmængde i tons	Metanpotentiale m3/tons	Forventede bidrag til gasproduktion ren metan m3
Gylle:						
Svinegylle	9.027	5,5%	80,0%	397	290,0	115.185
Kvæggylle	1.946	7,5%	80,0%	117	190,0	22.184
Minkgylle	0	6,5%	75,0%	0	350,0	0
Dybstrøelse kvæg	0	25,0%	80,0%	0	180,0	0
Dybstrøelse fjerkræ	0	57,5%	76,0%	0	180,0	0
Hestegødning	0	47,9%	80,0%	0	350,0	0
Energiafgrøder:						
Majs	0	33,0%	97,0%	0	352,0	0
Roer	270	20,0%	92,0%	50	435,0	21.611
Græs - 50%	0	33,0%	90,0%	0	307,0	0
Efterafgrøder						
Olieræddike	0	14,9%	87,2%	0	253,0	0
Gul sennep	0	15,9%	87,2%	0	253,0	0
Andre afgrøder	0	0,0%	0,0%	0	253,0	0
Andre råvarer						
Halm 11%	1.892	85,0%	97,0%	1.560	245,0	382.169
Roetoppe	270	11,6%	85,0%	27	370,0	9.808
Grødeskær	0	27,0%	98,0%	0	405,4	0
Tang	0	11,7%	98,0%	0	54,0	0
Affaldsfraktioner						
Industriaffald	0	0,0%	0,0%	0	405,4	0
Husholdning affald	0	30,0%	86,0%	0	350,0	0

Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær

Bilag 8

Anlægsomkostninger

Anlægsomkostninger - Biogasanlæg Orehoved og Gåbense		
Biogasanlæg med motor kraftvarme og biogas til proces:		Enhed:
Råvare i tons	13.405	tons
Gasproduktion i kubikmeter metan:	550.956	m3
Gasproduktion i kubikmeter biogas:	847.625	m3
Gasproduktion i MWh:	5.477	MWh
Rådighedsfaktor:	98	%
Antal driftstimer årligt:	8.585	timer
Energiindhold	5.477	MWh
El-produktion	2.245	MWh
El-produktion - nødvendig kapacitet:	1,0	MW
Enhedsomkostning biogasanlæg m. Motor:	30,8	Mio./MW
Anlægssum for biogasanlæg med motor	30,8	Mio. Kr.
<i>For at indregne uforudsete udgifter m.v., anvendes der i følgende anlægsnøgletal for biogasanlæg med motor:</i>		
Overslag:	30,8	Mio. Kr.
Fjernvarmeledninger:	3	Mio. Kr.
I alt:	33,8	Mio. Kr.
Tabellen giver et overslag over anlægsomkostningerne for et biogasanlæg med en behandlingskapacitet på 13.405 tons. Anlægget skal leverer fjernvarme til Orehoved og Gåbense som supplement til overskudsvarmen fra Ardo. Der anvendes en beregningsmetode, der er baseret på enhedsomkostninger. Der beregnes både en anlægssum for et biogasanlæg med opgradering og et anlæg med motoranlæg. Enhedsomkostningerne er hentet fra Energistyrelsens Teknologikatalog.*) Erfaringsmæssigt hører overslagene fra Teknologikataloget til i den højere ende. Der er anvendt følgende enhedsomkostninger:		
*) ENS TK (2012), s. 203-208.		
Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær		

Bilag 9

Driftsøkonomi

Driftsøkonomi for Biogasanlæg ved Nordfalster Orehoved og Gåbense					
	Forudsat	Enheder	Beregning	Enheder	Note
Samlet råvaremængde	13.405	tons			
Mængde til udbringning	12.000	tons			
Råvaremængde - tons pr dag:	37	tons/dag			
Gasudbytte - ren metan	550.956	m3	41,1	m3/tons	[1]
Gasudbytte - biogas	847.625	m3	65%	metan	[1]
Gasudbytte i MWh:	5.477	MWh			[2]
Gasudbytte til CHP	5.477	MWh			[3]
El-produktion	2.245	MWh	41%	El-virkning	[4]
Varmeproduktion	3.012	MWh	50%	Varmevirkning	[4]
Eget forbrug El	80	MWh	6	kWh/tons RV	[5]
Eget forbrug varme	228	MWh	17	kWh/tons RV	[5]
Gas til proces NS	0,00	MWh			[6]
Omsætning/Indtægter					
Indtægt fra el-produktion	1,109	kr./kWh	2,401	Mio. DKK	[7]
Indtægt fra varmesalg:	0,284	kr./kWh	0,791	Mio. DKK	[8]
Intægter fra salg til proces	0,000	kr./GJ	0	Mio. DKK	[9]
Indtægter i alt:			3,192	Mio. DKK	
Drift og vedligeholdelse					
Bortskaffelse/kompensation	17,00	kr./tons	0,204	Mio. DKK	[10]
Råvare - halm:	670,00	kr./tons	1,268	Mio. DKK	[11]
Råvare - roetoppe:	300,00	kr./tons	0,081	Mio. DKK	[12]
Råvare - kasserede roer:	450,00	kr./tons	0,122	Mio. DKK	[12]
Biogas - drift og vedligehold:	261,10	kr./tons RV	0,586	Mio. DKK	[13]
Transport	17,90	kr./tons RV	0,240	Mio. DKK	[14]
Variable udgifter i alt:			2,296	Mio. DKK	
Anlægsinvesteringer					
Fjernvarmeledninger			3	Mio. DKK	[15]
- Biogas anlæg med motoranlæg:			30,8	Mio. DKK	[15]
Total Investering:			33,8	Mio. DKK	
Afskrivning og forretning:			2,421	Mio. DKK	
- Afskrivningsperiode:	20	år			[16]
- Forrentning:	3,7	p.a.			[17]
Kapitalomkostninger i alt:			2,421	Mio. DKK	
Resultat			-1,526	Mio. DKK	
[1] Se Bilag Råvaremængde og gasudbytte for biogasanlæg ved Nordfalster					
[2] Gasudbyttet i MWh er angivet med den nedre brændværdi på 9,940 kWh/m3 metan.					

[3] Den energi der går til kraftvarmeproduktion
[4] (Ens TK 2012: 203-206). Priserne, angivet i €, er omregnet til kurs 7,5 kr.
[5] (Ens TK 2012: 203-206) Eget el- og varmekonsum: el - 6 kWh pr. tons RV Varme - 17 kWh pr. tons RV
[6] Beregning tager udgangspunkt i årlig MWh produktion /365 = 277,6 MWh pr. Dag * 110 = 30.536 + 8500
[7] Forventet elpris i 2021 inklusiv forventet tilskud; aftrapning af 10 øres tilskuddet over perioden 2016-2020 med 2 øre pr år. For 2016-2019: Energistyrelsens prognose. Derefter reguleret med 1% stigning i priser.
[8] Varmeprisloftet, jvf. Reguleringen af varmefastfastsættelse, årlig fastlagt. I 2015 96 kr/GJ uden reduktion. I 2016 103 kr/GJ med 10% reduktion. For den resterende periode 2017-2018: 75 kr/GJ med en reduktion på 5%, dernæst 75 kr/GJ reduceret med 10% og en prisregulering på 1% fra 2016.
[9] Beregningerne ligger i bilaget fortrængningspris for Nordic Sugar
[10] Estimeret tal fra Bioenergi Sjælland (2014)
[11] Svarer til 55 øre pr. kg halm og 12 øre til forbehandling pr. kg, eller 670,00 kr. pr tons.
[12] Anslået. Dækker transport fra kassation og samt økonomisk vurdering af råvaren. Prisen for opbevaring i højsiloer de resterende 255 dage om året - 54,5 kr. $(10.000/365 \cdot 255 \cdot 78 = 544.931,507/10.000 = 54,493 \text{ kr./ton})$ Ekstra pr ton, eller 78 kr. Ton ved 10.000 tons
[13] Ens TK 2012: 203-206: Drift & vedligeholdelse på 23,13 kr/tons råvare.
[14] Ens TK 2012: 203-206: Transport på mellem 11,94 kr til 17,90 kr pr tons råvare. Her er valgt den høje ende med 17,90 kr pr tons råvare.
[15] Se bilag 3 Anlægsomkostninger - Biogasanlæg på Nordfalster
[16] De anvendte forudsætninger i beregningen af kapitalomkostningerne efter annuitetsprincippet.
[17] Kapitalomkostningerne beregnet efter annuitetsprincippet. Aktuell renteniveau fra Kommunekredit med en garantiprovision på 1% p.a.
Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær

Bilag 10: Transport af opgraderet biogas til Stenlille

Gaslager

I og med at der ikke er nogen naturgasinfrastruktur på Falster, har vi undersøgt muligheden for at opgraderer biogassen og køre den til Stenlille gaslager. Stenlille gaslager ligger 98 km. fra Nordfalster

Anlægsomkostninger - Biogasanlæg på Nord Falster med opgradering		
Biogasanlæg uden motor, med opgradering:		Enhed:
Råvare i tons	248.000	tons
Gasproduktion i kubikmeter metan:	10.193.231	m3
Gasproduktion i kubikmeter biogas:	15.681.894	m3
Gasproduktion i MWh:	101.321	MWh
Rådighedsfaktor:	95	%
Antal driftstimer årligt:	8.322	timer
Gasproduktion pr. time	1.884	m3/time
Enhedsomkostning opgraderingsanlæg:	28,3	kr/m3 rågas
Enhedsomkostning anlæg uden motor:	375,0	kr/tons RV
Anlægssum biogasanlæg uden motor:	93,0	Mio. Kr.
Opgraderingsanlæg:	49,5	Mio. Kr.
<i>For at indregne uforudsete udgifter m.v., anvendes der i følgende anlægssnøgletal for biogasanlæg med motor:</i>		
Overslag:	142,5	Mio. Kr.
Kompressor og aftagerstation:	5	
Fjernvarmeledninger:	3	Mio. Kr.
I alt:	147,5	Mio. Kr.
Tabellen giver et overslag over anlægsomkostningerne for et biogasanlæg med en behandlingskapacitet på 248.000 tons. Anlægget skal producere opgraderet gas, der skal køres til Stenlille gaslager. Der anvendes en beregningsmetode, der er baseret på enhedsomkostninger. Enhedsomkostningerne er hentet fra Energistyrelsens Teknologikatalog.*) Erfaringsmæssigt hører overslagene fra Teknologikataloget til i den højere ende. Der er anvendt følgende enhedsomkostninger:		
*) ENS TK (2012), s. 203-208.		

Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær
Anlægsomkostninger

Bilag 11

Driftsøkonomi

Driftsøkonomi for Biogasanlæg ved Nordfalster med opgradering					
	Forudsat	Enheder	Beregning	Enheder	Note
Samlet råvaremængde	248.000	tons			
Mængde til udbringning	236.284	tons			
Råvaremængde - tons pr dag:	679	tons/dag			
Gasudbytte - ren metan	10.193.231	m3	41,1	m3/tons	[1]
Gasudbytte - biogas	15.681.894	m3	65%	metan	[1]
Gasudbytte i MWh:	101.321	MWh			[2]
Gasudbytte til opgradering	101.321	MWh			[3]
Eget forbrug EI	1.488	MWh	6	kWh/tons RV	[5]
Eget forbrug varme	4.216	MWh	17	kWh/tons RV	[5]
Gasudbytte til opgradering	95.617	MWh			[6]
Omsætning/Indtægter					
Intægter fra gasproduktion	0,638	kr./kWh	61,003	Mio. DKK	[9]
Indtægter i alt:			61,003	Mio. DKK	
Drift og vedligeholdelse					
Bortskaffelse/kompensation	17,00	kr./tons	4,017	Mio. DKK	[10]
Råvare - halm:	670,00	kr./tons	23,45	Mio. DKK	[11]
Råvare - roetoppe:	354,50	kr./tons	1,773	Mio. DKK	[12]
Råvare - kasserede roer:	504,50	kr./tons	2,523	Mio. DKK	[12]
Biogas - drift og vedligehold:	0,30	kr./m3	3,058	Mio. DKK	[13]
Transport af gas	0,16	kr./kWh	15,298	Mio. DKK	[14]
Transport	17,90	kr./tons RV	4,439	Mio. DKK	[15]
Variable udgifter i alt:			49,995	Mio. DKK	
Anlægsinvesteringer					
Kompressor og aftagerstation			5	Mio. DKK	[16]
opgraderingsanlæg			49,5	Mio. DKK	[16]
Fjernvarmeledninger			3	Mio. DKK	[16]
- Biogasanlæg uden motor:			93	Mio. DKK	[16]
Total Investering:			157,5	Mio. DKK	
Afskrivning og forretning:			10,567	Mio. DKK	
- Afskrivningsperiode:	20	år			[17]
- Forrentning:	3,7	p.a.			[18]
Kapitalomkostninger i alt:			10,567	Mio. DKK	
Resultat			0,441	Mio. DKK	
[1] Se Bilag Råvaremængde og gasudbytte for biogasanlæg ved Nordfalster					
[2] Gasudbyttet i MWh er angivet med den nedre brændværdi på 9,940 kWh/m3 metan.					

[3] Den energi der går til kraftvarmeproduktion
[4] (Ens TK 2012: 203-206). Priserne, angivet i €, er omregnet til kurs 7,5 kr.
[5] (Ens TK 2012: 203-206) Eget el- og varmeforbrug: el - 6 kWh pr. tons RV Varme - 17 kWh pr. tons RV
[6] Beregning tager udgangspunkt i årlig MWh produktion /365 = 277,6 MWh pr. Dag * 110 = 30.536 + 8500
[7] Forventet elpris i 2021 inklusiv forventet tilskud; aftrapning af 10 øres tilskuddet over perioden 2016-2020 med 2 øre pr år. For 2016-2019: Energistyrelsens prognose. Derefter reguleret med 1%'s stigning i priser.
[8] Varmeprisloftet, jvf. Reguleringen af varmefastfastsættelse, årlig fastlagt. I 2015 96 kr/GJ uden reduktion. I 2016 103 kr/GJ med 10%'s reduktion. For den resterende periode 2017-2018: 75 kr/GJ med en reduktion på 5%, dernæst 75 kr/GJ reduceret med 10% og en prisregulering på 1% fra 2016.
[9] Beregningerne ligger i bilaget fortrængningspris for Nordic Sugar
[10] Estimeret tal fra Bioenergi Sjælland (2014)
[11] Svarer til 55 øre pr. kg halm og 12 øre til forbehandling pr. kg, eller 670,00 kr. pr tons.
[12] Anslået. Dækker transport fra kassation og samt økonomisk vurdering af råvaren. Prisen for opbevaring i højsiloer de resterende 255 dage om året - 54,5 kr. $(10.000/365 \cdot 255 \cdot 78 = 544.931,507/10.000 = 54,493 \text{ kr./ton})$ Ekstra pr ton, eller 78 kr. Ton ved 10.000 tons
[13] Ens TK 2012: 209: Drift & vedligeholdelse på 23,13 kr/tons råvare.
[14] Grontmij (2009)
[15] Ens TK 2012: 203-206: Transport på mellem 11,94 kr til 17,90 kr pr tons råvare. Her er valgt den høje ende med 17,90 kr pr tons råvare.
[16] Se bilag 3 Anlægsomkostninger - Biogasanlæg på Nordfalster
[17] De anvendte forudsætninger i beregningen af kapitalomkostningerne efter annuitetsprincippet.
[18] Kapitalomkostningerne beregnet efter annuitetsprincippet. Aktuell renteniveau fra Kommunekredit med en garantiprovision på 1% p.a.
Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær

Bilag 12: LBG til transport

Driftøkonomi

Anlægskonceptet bliver delt op i to forskellige beregningsgrundlag, da vi har to forskellige prissætninger af LBG-produktionen. Første anlægsberegning er på baggrund af omkostningerne ved produktion af LBG fra Grontmij (Grontmij 2009), og den anden er via omkostningerne ved, tilkøb af anlæg til produktion af LBG og er fra Kim Otto fra Nærenergi.

Driftøkonomi for Biogasanlæg ved Nordfalster LBG 1					
	Forudsat	Enheder	Beregning	Enheder	Note
Samlet råvaremængde	248.000	tons			
Mængde til udbringning	236.284	tons			
Råvaremængde - tons pr dag:	679	tons/dag			
Gasudbytte - ren metan	10.193.231	m3	41,1	m3/tons	[1]
Gasudbytte - biogas	15.681.894	m3	65%	metan	[1]
Gasudbytte i MWh:	101.321	MWh			[2]
Gasudbytte til LBG	62.286	MWh			[3]
El-produktion	0	MWh	41%	El-virkning	[4]
Varmeproduktion	0	MWh	50%	Varmevirkning	[4]
Eget forbrug El	1.488	MWh	6	kWh/tons RV	[5]
Eget forbrug varme	0	MWh	17	kWh/tons RV	[5]
Gas til proces NS	39.035,01	MWh			[6]
Omsætning/Indtægter					
Indtægt fra LBG	0,422	kr./kWh	25,66	Mio. DKK	[7]
Intægter fra salg til proces	188,839	kr./GJ	26,516	Mio. DKK	[8]
Indtægter i alt:			52,173	Mio. DKK	
Drift og vedligeholdelse					
LBG proces	0,2	kr/kWh	12,12	Mio. DKK	[9]
Bortskaffelse/kompensation	17,00	kr./tons	0,204	Mio. DKK	[10]
Råvare - halm:	670,00	kr./tons	1,268	Mio. DKK	[11]
Råvare - roetoppe:	300,00	kr./tons	0,081	Mio. DKK	[12]
Råvare - kasserede roer:	450,00	kr./tons	0,122	Mio. DKK	[12]
Biogas - drift og vedligehold:	261,10	kr./tons RV	0	Mio. DKK	[13]
Transport	17,90	kr./tons RV	0,240	Mio. DKK	[14]
Variable udgifter i alt:			48,321	Mio. DKK	
Anlægsinvesteringer					
Bunkringsanlæg			12	Mio. DKK	

LNG tank (360m3)		5,5	Mio. DKK	
Fjernvarmeledninger		3	Mio. DKK	[15]
Allerede afbetalt		-37,1	Mio. DKK	
- Biogas anlæg med motoranlæg:		132,2	Mio. DKK	[15]
Total Investering:		127,598	Mio. DKK	
Afskrivning og forretning:		9,141	Mio. DKK	
- Afskrivningsperiode:	20	år		[16]
- Forrentning:	3,7	p.a.		[17]
Kapitalomkostninger i alt:		9,141	Mio. DKK	
Resultat		-5,289	Mio. DKK	
[1] Se Bilag Råvaremængde og gasudbytte for biogasanlæg ved Nordfalster				
[2] Gasudbyttet i MWh er angivet med den nedre brændværdi på 9,940 kWh/m ³ metan.				
[3] Den energi der går til kraftvarmeproduktion				
[4] (Ens TK 2012: 203-206). Priserne, angivet i €, er omregnet til kurs 7,5 kr.				
[5] (Ens TK 2012: 203-206) Eget el- og varmeforbrug: el - 6 kWh pr. tons RV Varme - 17 kWh pr. tons RV				
[6] Beregning tager udgangspunkt i årlig MWh produktion /365 = 277,6 MWh pr. Dag * 110 = 30.536 + 8500				
[7] Prisen er beregnet på baggrund af en støttepris på 65 kr. pr. GJ og en LBG salgspris på 187,5 kr./MWh				
[8] Beregningerne ligger i bilaget fortrængningspris for Nordic Sugar				
[9] Grontmij (2013)				
[10] Estimeret tal fra Bioenergi Sjælland (2014)				
[11] Svarer til 55 øre pr. kg halm og 12 øre til forbehandling pr. kg, eller 670,00 kr. pr tons.				
[12] Anslået. Dækker transport fra kassation og samt økonomisk vurdering af råvaren. Prisen for opbevaring i højsiloer de resterende 255 dage om året - 54,5 kr. $(10.000/365 \cdot 255 \cdot 78 = 544.931,507/10.000 = 54,493 \text{ kr./ton})$ Ekstra pr ton, eller 78 kr. Ton ved 10.000 tons				
[13] Ens TK 2012: 203-206: Drift & vedligeholdelse på 23,13 kr/tons råvare.				
[14] Ens TK 2012: 203-206: Transport på mellem 11,94 kr til 17,90 kr pr tons råvare. Her er valgt den høje ende med 17,90 kr pr tons råvare.				
[15] Se bilag 3 Anlægsomkostninger - Biogasanlæg på Nordfalster				
[16] De anvendte forudsætninger i beregningen af kapitalomkostningerne efter annuitetsprincippet.				
[17] Kapitalomkostningerne beregnet efter annuitetsprincippet. Aktuell renteniveau fra Kommunekredit med en garantiprovision på 1% p.a.				
Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær				

Bilag 13

Driftsøkonomi

Driftsøkonomi for Biogasanlæg ved Nordfalster LBG 2					
	Forudsat	Enheder	Beregning	Enheder	Note
Samlet råvaremængde	248.000	tons			
Mængde til udbringning	236.284	tons			
Råvaremængde - tons pr dag:	679	tons/dag			
Gasudbytte - ren metan	10.193.231	m3	41,1	m3/tons	[1]
Gasudbytte - biogas	15.681.864	m3	65%	metan	[1]
Gasudbytte i MWh:	101.321	MWh			[2]
Gasudbytte til LBG	62.286	MWh			[3]
El-produktion	0	MWh	41%	El-virkning	[4]
Varmeproduktion	0	MWh	50%	Varmevirkning	[4]
Eget forbrug El	1.488	MWh	6	kWh/tons RV	[5]
Eget forbrug varme	0	MWh	17	kWh/tons RV	[5]
Gas til proces NS	39.935,01	MWh			[6]
Omsætning/Indtægter					
Indtægt fra LBG	0,422	kr./kWh	25,66	Mio. DKK	[7]
Intægter fra salg til proces	188,839	kr./GJ	26,516	Mio. DKK	[8]
Indtægter i alt:			52,173	Mio. DKK	
Drift og vedligeholdelse					
Bortskaffelse/kompensation	17,00	kr./tons	4,017	Mio. DKK	[9]
Råvare - halm:	670,00	kr./tons	23,45	Mio. DKK	[10]
Råvare - roetoppe:	300,00	kr./tons	1,773	Mio. DKK	[11]
Råvare - kasserede roer:	450,00	kr./tons	2,523	Mio. DKK	[11]
Biogas - drift og vedligehold:	0,30	kr./m3	3,058	Mio. DKK	[12]
Transport	17,90	kr./tons RV	4,439	Mio. DKK	[13]
Variable udgifter i alt:			39,259	Mio. DKK	
Opgradering membran:			25	Mio. DKK	[14]
Cryobox LBG prod.			27	Mio. DKK	[14]
Bunkringsanlæg			12	Mio. DKK	[14]
LNG tank (360m3)			5,5	Mio. DKK	[14]
Allerede afbetalt:			37,1	Mio. DKK	[15]
Fjernvarmeledninger			3	Mio. DKK	[16]
- Biogas anlæg med motoranlæg:			30,8	Mio. DKK	[16]
Total Investering:			179,598	Mio. DKK	
Afskrivning og forretning:			12,866	Mio. DKK	
- Afskrivningsperiode:	20	år			[17]
- Forrentning:	3,7	p.a.			[18]
Kapitalomkostninger i alt:			12,866	Mio. DKK	

Resultat	0,047	Mio. DKK
[1] Se Bilag Råvaremængde og gasudbytte for biogasanlæg ved Nordfalster		
[2] Gasudbyttet i MWh er angivet med den nedre brændværdi på 9,940 kWh/m ³ metan.		
[3] Den energi der går til kraftvarmeproduktion		
[4] (Ens TK 2012: 203-206). Priserne, angivet i €, er omregnet til kurs 7,5 kr.		
[5] (Ens TK 2012: 203-206) Eget el- og varmemeforbrug: el - 6 kWh pr. tons RV Varmer - 17 kWh pr. tons RV		
[6] Beregning tager udgangspunkt i årlig MWh produktion /365 = 277,6 MWh pr. Dag * 110 = 30.536 + 8500		
[7] Prisen er beregnet på baggrund af en støttepris på 65 kr. pr. GJ og en LBG salgspris på 187,5 kr./MWh		
[8] Beregningerne ligger i bilaget fortrængningspris for Nordic Sugar		
[9] Estimeret tal fra Bioenergi Sjælland (2014)		
[10] Svarer til 55 øre pr. kg halm og 12 øre til forbehandling pr. kg, eller 670,00 kr. pr tons.		
[11] Anslået. Dækker transport fra kassation og samt økonomisk vurdering af råvaren. Prisen for opbevaring i højsiloer de resterende 255 dage om året - 54,5 kr. $(10.000/365 \cdot 255 \cdot 78 = 544.931,507/10.000 = 54,493 \text{ kr./ton})$ Ekstra pr ton, eller 78 kr. Ton ved 10.000 tons		
[12] Ens TK 2012: 209: Drift & vedligeholdelse på 23,13 kr/tons råvare.		
[13] Ens TK 2012: 203-206: Transport på mellem 11,94 kr til 17,90 kr pr tons råvare. Her er valgt den høje ende med 17,90 kr pr tons råvare.		
[15] Da anlægget indtil skiftet til LBG har produceret kraftvarme og på det tidspunkt havde et overskud på 7,420 mio. Pr. År, vil anlægget allerede have betalt 37,1 mio. Af anlægsomkostningerne. Det er på baggrund af en periode på fem års afbetaling		
[16] Se bilag 3 Anlægsomkostninger - Biogasanlæg på Nordfalster		
[17] De anvendte forudsætninger i beregningen af kapitalomkostningerne efter annuitetsprincippet.		
[18] Kapitalomkostningerne beregnet efter annuitetsprincippet. Aktuell renteniveau fra Kommunekredit med en garantiprovision på 1% p.a.		
Egen bearbejdning på baggrund af regnearksskabelon udarbejdet af Tyge Kjær		
Alle anlægsomkostnings-oplysninger der relaterer sig til LBG er fra Kim Otto Lund Thune		

Bilag 14

Beregninger af prisen for procesgas til Nordic Sugar

Beregninger af Nordic Sugars betaling til den olie et biogasanlæg kan fortrænge (248.000 t). (Alle afgiftspriser er taget fra pwc afgiftsoversigt fra 2016)

- Forventede oliepris 2021 basisfremskrivning ENS FM = 80 kr./GJ
- Afgift på fuelolie (efter 1. juli 2016) – (pwc afgiftsvejledning 2016):
 - o Energiafgift = (2,233 - 0,18315 (godtgørelse af energiafgift) = 2,05 kr./kg)
 - o NO_x-afgift = 2,82 øre/kg
- Afgift på Biogas:
 - o Energiafgift = 0,098 kr/m³
 - o NO_x-afgift = 0,3 kr./GJ

Biogasanlægget der består af 248.000 t biomasse, kan fortrænge 39.035,01 MWh i procesenergi hos Nordic Sugar årligt kampagne + grundlast.

Udregning for hvor meget Nordic Sugar skal betale for den tilsvarende mængde energi i form af olie, der er den nuværende brændsel.

Energiafgift

$39.035,01 \text{ MWh} * 1000 = 39.035.010 \text{ kWh} > 39.035.010 \text{ kWh} / 11,3$
(omregningsfaktor kWh/kg) = 3.454.425,66 kg olie > 3.454.425,66 kg olie * 2,05 kr.kg (Energiafgift på fuelolie) = 7.081.572,60 kr. i energiafgift.

NO_x-afgift

3.454.425,66 kg olie * 0,0282 kr./kg (NO_x-afgift fuelolie) = 97.414,8 kr.

Basisoliepris

3.454.425,66 kg olie * 40,7 MJ/kg (omregningsfaktor MJ/kg fuelolie) = 140.595.124 MJ/1000 = 140.595.124 GJ * 80 kr./GJ = 11.247.609,9 kr. / 39.035,01 MWh olie

Pris i alt (Energiafgift + NO_x-afgift + oliepris FM 2021)

7.081.572,60 kr. + 97.414,8 kr. + 11.247.609,9 kr. = 18.426.597,3 kr.

Pris pr. kWh olie

18.426.597,3 kr. / 39.035.010 kWh = 0,472 kr./kWh

Hvor meget kan et biogasanlæg få for leverance af biogas til proces til NS med indregnet tilskud på 66 kr./GJ (ifølge grundtilskud på 39 + 26 kr. pr. GJ ifølge 2016 priser, dvs. minus aftrapningstilskud) pr. kWh, hvis man går ud fra, at NS vil betale det samme for biogas til proces som fuelolie:

$$0,472 \text{ kr./kWh} * 278 \text{ (omregningsfaktor: 1 GJ = 278 kWh)} = \underline{131,216 \text{ kr./GJ}}$$

$$> 131,216 \text{ kr./GJ} + 65 \text{ kr./GJ (Salg + tilskud)} = \underline{196,216 \text{ kr./GJ}}$$

$$> \text{Omregnet til kr./kWh: } 196,216 \text{ kr./GJ} / 278 \text{ (omregningsfaktor: 1 GJ = 278 kWh)} \\ = \underline{0,706 \text{ kr./kWh}}''$$

Biogas

For at få den specifikke fortrængningspris modregnes derfor også afgifterne på biogas i enhedsprisen.

$$\text{Energiafgift} = 0,098 \text{ kr/m}^3$$

$$39.035.010 \text{ kWh} / 6,39 \text{ kWh/m}^3 \text{ (omregningsfaktor for biogas)} = 6.108.765,26 \text{ m}^3.$$

$$6.108.765,26 \text{ m}^3 * 0,098 = \underline{598.658,995 \text{ kr.}}$$

$$\text{NO}_x\text{-afgift} = 0,3 \text{ kr./GJ}$$

$$6.108.765,26 \text{ m}^3 * 23 \text{ MJ/m}^3 \text{ (omregningsfaktor for biogas)} = 140.501.601 \text{ MJ} / \\ 1000 = 140.501,601 \text{ GJ} * 0,3 \text{ kr./GJ} = \underline{42.150,5 \text{ kr.}}$$

Kr. pr. kWh

$$598.658,995 \text{ kr.} + 42.150,5 \text{ kr.} = 640.809,475 \text{ kr. (energiafgift + NO}_x\text{-afgift).}$$

$$640.809,475 \text{ kr.} / 39.035.010 \text{ kWh} = \underline{0,01642 \text{ kr./kWh}}$$

Omregnet til kr./GJ:

$$0,01642 \text{ kr./kWh} * 278 = \underline{4,564 \text{ kr./GJ}}$$

Fortrængningspris pr. enhed

$$\text{- pr. GJ} = 196,216 \text{ kr./GJ} - 4,564 \text{ kr./GJ} = \underline{191,652 \text{ kr./GJ}}$$

$$\text{- pr. kWh} = \underline{0,706 \text{ kr./kWh}} - 0,01642 \text{ kr./kWh} = \underline{0,691 \text{ kr./kWh}}$$

Pris reguleret efter Nordic Sugars investering på omstilling til brug af biogas til proces

30 mio. for omstilling af tre kedler dvs. 10 mio. pr. kedel. Der vil være brug for omstilling af en kedel hvilket resulterer i et beløb på 10 mio. fordelt over 20 år, da anlæggets forventede levetid er 20 år (Energikatalog: 2012, 207)

$$10.000.000 \text{ kr.} / 20 \text{ år} = 500.0000 \text{ kr.}$$

Pris pr. kWh

$$500.000 \text{ kr.} / 39.035.010 \text{ kWh} = \underline{0,0128 \text{ kr./kWh}} \text{ ekstra.}$$

Omregnet til GJ

$$0,0128 \text{ kr./kWh} * 278 \text{ kWh/GJ} = \underline{3,5584 \text{ kr./GJ}} \text{ ekstra}$$

Pris reguleret efter tabt fortjeneste på ca. 3,5% ift. brug af olie pga. lavere brændsignatur

tab på 3,5% på brændslet.

$$39.035.010 \text{ kWh} * 0,965 (-3,5\%) = 37.668.784,6 \text{ kWh}$$

Vægt på olie af 37.668.784,6 kWh

$$37.668.784,6 \text{ kWh} / 11,3 = 3.333.520,76 \text{ kg. olie}$$

Afgifter på olien inkl. pris

Energiafgift

$$3.333.520,76 \text{ kg. olie} * 2,05 \text{ kr./kg (Energiafgift på fuelolie)} = \underline{7.081.572,60 \text{ kr. -}}$$

$$598.658,995 \text{ kr. (afgift på biogas)} = \underline{6.482.913,6 \text{ kr.}}$$

NO_x-afgift

$$3.333.520,76 \text{ kg. olie} * 0,0282 \text{ kr./kg (NO}_x\text{-afgift fuelolie)} = \underline{94.005,3 \text{ kr. - } 42.150,5}$$

$$\text{kr. (afgift biogas)} = \underline{51.854,8 \text{ kr.}}$$

Pris på olien

$$3.333.520,76 \text{ kg. olie} * 40,7 \text{ MJ/kg (omregningsfaktor MJ/kg fuelolie)} = 135.674.295$$

$$\text{MJ/1000} = 135.674,3 \text{ GJ} * 80 \text{ kr./GJ} = \underline{10.853.943,6 \text{ kr.}}$$

Energiafgift + NO_x-afgift + Pris på olien

$$6.482.913,6 \text{ kr.} + 51.854,8 \text{ kr.} + 10.853.943,6 \text{ kr.} = 17.388.712 \text{ kr./39.035.010 kWh}$$

$$= \underline{\underline{0,445 \text{ kr./kWh}}} \text{ (med støtte = 0,679) } * 278 = \underline{\underline{123.839 \text{ kr./GJ}}}$$

$$126,4185 + 65 = 188,839 \text{ inkl. støtte}$$

Bilag 15

Transportanalyse

Transportanalyse for råvaregrundlaget på Nordfalster, med en 20 km. radius.

Bilag –

CHR	Postnummer	Adresse	Kvæggylle	Svinegylle	Minkgylle	Kørselsafstand	Tilvalgt	KM * T
94676	4840	Gåbensevej 24,	0	3806,2	0	2,46	SAND	9363,252
94678	4840	Ravnse Skovvej 15,	0	1348,5	0	2,58	SAND	3479,13
90956	4840	Riserupvej 18, Egelev	0	1344	0	4,16	SAND	5591,04
110774	4840	Tårupvej 6, Gundslev	0	4323	0	4,6	SAND	19885,8
36815	4840	Nykøbingvej 55, Nr Kirkeby	0	1483,9	0	5,05	SAND	7493,695
94675	4840	Riserupvej 5, Riserup	0	575,56	0	5,2	FALSK	2992,912
16548	4863	Blichersvej 10, Gundslevmagle	0	4938,85	0	5,61	SAND	27706,9485
16276	4863	Ravnstrupvej 24, Ravnstrup	0	5088,6	0	5,66	SAND	28801,476
75607	4850	Stubbekøbingvej 113, Barup	0	7718	0	5,83	SAND	44995,94
94651	4840	Gangervej 14, Lommelev	0	1440	0	6,01	SAND	8654,4
16549	4863	Blichersvej 16, Gundslevmagle	802,065	0	0	6,07	FALSK	4868,53455
74755	4850	Gundslev Kirkevej 14, Sortsø	0	114,514	0	6,1	FALSK	698,5354
94679	4840	Riserupvej 9, Riserup	0	1919,88	0	6,11	SAND	11730,4668
94666	4840	Skovby Tværvej 47, Skovby	0	1728	0	6,42	SAND	11093,76
94670	4863	Torkilstrupvej 20, Torkilstrup	0	192	0	6,54	FALSK	1255,68
16535	4863	Torkilstrup Huse 1,	0	2200,8	0	6,74	SAND	14833,392
94650	4840	Riserupvej 11, Ø Kippinge	0	2112	0	6,76	SAND	14277,12
112872	4850	Dukkerupvej 2 A, Torkilstrup	0	5284,8	0	7,13	SAND	37680,624
15901	4850	Sortsøvej 16, Sortsø	0	1632	0	7,82	SAND	12762,24
94696	4850	Alslevvej 31,	0	2775,6	0	8,14	SAND	22593,384
93573	4863	Torkilstrup Huse 11,	0	2220,48	0	8,2	SAND	18207,936
15412	4840	Havnsøvej 12, Havnsø	0	0	752	8,39	FALSK	6309,28
21039	4863	Nybyvej 21, Ovstrup	0	6218,8	0	8,62	SAND	53606,056
99383	4850	Sullerup Skovvej 8,	0	2400,6	0	9,18	SAND	22037,508
89779	4850	Dukkerupvej 14, Dukkerup	0	1449	0	9,21	SAND	13345,29
109734	4850	Sullerup Skovvej 6,	0	2439,55	0	9,33	SAND	22761,0015
82635	4840	Steffensmindevej 14, Brarup	0	0	286,7	9,49	FALSK	2720,783
92550	4840	Østervej 80, Vålse	0	3072	0	10,33	SAND	31733,76
16218	4850	Algestrupvej 9, Algestrup	6377,045	0	0	10,65	SAND	67915,52925
16173	4862	Sundby Skovvej 21,	3023,44	0	0	10,89	SAND	32925,2616
16311	4850	Nykøbingvej 73,	0	5435,1	0	10,95	SAND	59514,345
99310	4850	Østre Sidevej 2, Algestrup	0	1756,8	0	10,95	SAND	19236,96
15819	4863	Møllesøvej 2, Virket	0	4994,79	0	11,35	SAND	56690,8665
13807	4850	Hovedgårdsvej 3, Rodemark	0	5871,15	0	11,36	SAND	66696,264
21499	4840	Østervej 98, Vålse	0	5784,5	0	11,61	SAND	67158,045
94700	4850	Nykøbingvej 78, Maglebrænde	0	3921	0	12,02	SAND	47130,42
94648	4840	Vålse Vesterskovvej 28, Vålse	0	5484	0	12,16	SAND	66685,44
16822	4850	Orevej 76, Ore	1716,43	0	0	12,43	SAND	21335,2249
65165	4850	Østerbro 2, Maglebrænde	0	343,33	0	12,6	FALSK	4325,958
16216	4863	Sibirien 6, Virket	15242,805	0	0	12,91	SAND	196784,6126
94702	4850	Nykøbingvej 123, Maglebrænde	0	1823,5	0	13,17	SAND	24015,495

16212	4850	Stærsmindevej 3, Maglebrænde	0	4416	0	13,54	SAND	59792,64
70683	4862	Guldborgvej 224, Soesmarke	0	2760,204	0	13,62	SAND	37593,97848
16214	4850	Soshøjvej 2, Maglebrænde	0	941,736	0	13,66	FALSK	12864,11376
10548	4850	Rodemindesvej 1, Rodemark	0	3456	0	14,01	SAND	48418,56
94742	4800	Listrupvej 13, Listrup	0	672	0	14,15	FALSK	9508,8
74034	4850	Haregårdsvej 1, Vejringe	0	1222,14	0	14,41	SAND	17611,0374
17682	4850	Stærsmindevej 9, Maglebrænde	0	3840,6	0	14,53	SAND	55803,918
94740	4800	Gavlhusvej 2, Listrup	0	8744,65	0	14,82	SAND	129595,713
10547	4850	Stangerupvej 6, Stangerup	0	1531,1	0	15,17	SAND	23226,787
94564	4793	Grønsundvej 613,	0	864	0	15,83	FALSK	13677,12
77231	4850	Bringserevej 2, Næs	0	8253,5	0	15,96	SAND	131725,86
16732	4800	Lille Byskovvej 12, Stubberup	0	2304	0	16	SAND	36864
16092	4800	Ellehavegårdsvej 2, Horreby	0	4800	0	16,51	SAND	79248
16786	4850	Aastrupvej 90, Aastrup	5912,185	0	0	16,68	SAND	98615,2458
15996	4850	Grønsundsvej 391, Nr Tåstrup	2040,04	0	0	17,09	SAND	34864,2836
76428	4862	Vignæsvej 66,	0	3321,6	0	17,14	SAND	56932,224
94565	4793	Stenkildevej 1,	0	2534,4	0	17,16	SAND	43490,304
99182	4800	Tværvej 1 B, Horreby	0	2496	0	17,2	SAND	42931,2
94692	4800	Trættevejen 5, Tingsted	0	1972,8	0	17,41	SAND	34346,448
114048	4850	Præstevænget 7, Næs	359,815	0	0	17,6	FALSK	6332,744
16451	4800	Hullebækvej 17, Tingsted	0	3084,25	0	18,2	SAND	56133,35
94803	4862	Vignæs Byvej 2,	0	2227,2	0	18,23	SAND	40601,856
25441	4862	Guldstubvej 6, Vignæs	0	2688	0	18,4	SAND	49459,2
74898	4760	Bakkebøllevej 86,	0	3203,25	0	18,44	SAND	59067,93
17082	4871	Hesnæsvej 41, Moseby	0	768	0	18,46	FALSK	14177,28
94804	4862	Kaløvej 68,	0	2880	0	18,5	SAND	53280
16220	4871	Skippergårdsvej 8, Moseby	0	3412,8	0	19,08	SAND	65116,224
16437	4800	Bellingegårdsvej 7, Bellinge	0	6409,2	0	19,13	SAND	122607,996
84993	4760	Stubbyvej 28,	0	0	634,5	19,21	FALSK	12188,745
94802	4862	Kirkevej 14, Vignæs	0	1305,6	0	19,25	SAND	25132,8
94747	4800	Hullebækvej 40, Hullebæk	0	3286,8	0	19,3	SAND	63435,24
94809	4990	Radsted Langet 35,	0	1392	0	19,41	SAND	27018,72
16420	4800	Tingstedvej 17, Systofte	1819,12	0	0	19,48	SAND	35436,4576
16612	4990	Kaløvej 59,	0	3264	0	20,01	FALSK	65312,64
99576	4862	Statshusvej 7, Vignæs	0	3260,48	0	20,36	FALSK	66383,3728
16000	4871	Grønsundsvej 299, Meelse	0	2537,34	0	20,36	FALSK	51660,2424
16021	4871	Bønnetvej 29, Bønnet	1252,315	2661,12	0	20,36	FALSK	79677,5366
76440	4800	Tingstedvej 8, Systofte	0	768	0	20,57	FALSK	15797,76
16103	4800	Gavlhusvej 1, Listrup	0	3456	0	20,61	FALSK	71228,16
14613	4772	Gl Vordingborgvej 17,	4003,135	0	0	20,82	FALSK	83345,2707
94572	4735	Vallebovej 1, Tolstrup	0	2740,2	0	21,07	FALSK	57736,014
94800	4862	Vestermærk 11, Vignæs	0	4320	0	21,71	FALSK	93787,2
79462	4990	Guldborgvej 65,	0	5534,262	0	21,71	FALSK	120148,828
14619	4772	Nylukkevej 2,	4448,24	0	0	22,76	FALSK	101241,9424
94743	4800	Nykøbingvej 268, Nr Ørslev	0	3666	0	22,77	FALSK	83474,82
14785	4735	Ørslevvej 255,	12811,855	0	0	23,12	FALSK	296210,0876
62984	4760	Hasbjergvej 39,	0	6277,05	0	23,26	FALSK	146004,183

16296	4990	Tørstemosevej 21, Radsted	2507,21	0	0	23,37	FALSK	58593,4977
94738	4800	Nykøbingvej 234, Nr Ørslev	0	3957,312	0	23,44	FALSK	92759,39328
94808	4990	Pogemosevej 3, Radsted	0	4224	0	23,58	FALSK	99601,92
94716	4800	Almhøj 1, Sdr Alslev	0	3072	0	23,75	FALSK	72960
93570	4800	Bøgelundsvej 16, Nr Ørslev	0	192	0	24,21	FALSK	4648,32
94748	4800	Bøgelundsvej 14, Nr Ørslev	0	2766,5	0	24,31	FALSK	67253,615
15232	4735	Røstofte Skovvej 7,	7392,495	0	0	24,33	FALSK	179859,4034
16305	4990	Bækvej 31, Radsted	2937,495	0	0	24,41	FALSK	71704,25295
62072	4800	Bygaden 37, Nagelsti	737,41	0	0	24,75	FALSK	18250,8975
14298	4792	Ullemosevej 5, Damme	4719,36	0	0	24,76	FALSK	116851,3536
15445	4891	Nystedvej 10, Ø Toreby	0	3370,2	0	24,82	FALSK	83648,364
94753	4990	Nykøbingvej 329, Radsted	0	864	0	24,98	FALSK	21582,72
14306	4792	Lusmosevej 32, Tostenæs	4890,885	0	0	25,29	FALSK	123690,4817
94749	4800	Krølhuse 2, Nr Ørslev	0	4895,98	0	25,32	FALSK	123966,2136
15993	4800	Tangetvej 3,	0	0	940	25,53	FALSK	23998,2
94744	4800	Sdr. Kirkebyvej 7, Nr Ørslev	0	3252,48	0	25,54	FALSK	83068,3392
94752	4891	Bymarken 9, Nagelsti	0	1920	0	25,71	FALSK	49363,2
114753	4891	Kanalvej 5, Grænge	0	3471,36	0	25,8	FALSK	89561,088
94726	4891	Hiltvej 4, Toreby	0	3675,4	0	25,88	FALSK	95119,352
14598	4771	Guldhøjvej 6, Gl Kalvehave	1477,8	0	0	25,94	FALSK	38334,132
99474	4990	Kaløgråvej 7, Kalø	0	1190,4	0	26,17	FALSK	31152,768
112957	4891	Hiltvej 3, Toreby	0	3612,4	0	26,37	FALSK	95258,988
94801	4990	Kaløgråvej 13, Kalø	0	2735,6	0	26,6	FALSK	72766,96
15213	4760	Ambjergvej 60,	0	2880	0	26,81	FALSK	77212,8
61249	4735	Jungshovedvej 20,	0	930,55	0	27,11	FALSK	25227,2105
76176	4891	Møllevvej 15, Flintinge	0	2688	0	27,25	FALSK	73248
70235	4792	Abildvej 5, Tostenæs Kbl	0	4399,2	0	27,32	FALSK	120186,144
17671	4891	Toreby Østergade 12, Toreby	0	3475,2	0	27,33	FALSK	94977,216
16516	4891	Vestermærk 17, Flintinge	0	3456	0	27,45	FALSK	94867,2
10904	4990	Møllevvej 76,	0	1344	0	27,57	FALSK	37054,08
17191	4872	Sildestrup Øvej 8,	0	576	0	27,81	FALSK	16018,56
16520	4891	Vestermærk 12, Flintinge	3331,61	0	0	28,44	FALSK	94750,9884
82021	4760	Over Vindingevej 69,	0	2051,4	0	29,24	FALSK	59982,936
14238	4780	Orehældvej 8, Sprove	2790,88	0	0	29,52	FALSK	82386,7776
109709	4760	Snertinge Markvej 9,	0	768	0	29,53	FALSK	22679,04
105450	4891	Hønselægget 2, Flintinge	0	6071	0	29,63	FALSK	179883,73
16067	4872	Hillestrupvej 3,	4506,58	0	0	29,73	FALSK	133980,6234
86316	4990	Lille Slemmingevej 37,	0	3840	0	29,95	FALSK	115008
85679	4735	Sandvigvej 19,	0	4180,55	0	29,96	FALSK	125249,278
14047	4720	Ronesbanke 42,	6527,425	0	0	30,28	FALSK	197650,429
14780	4735	Sandvigvej 8,	3376,205	0	0	30,32	FALSK	102366,5356
119553	4990	Nystedvej 79, Fjelde	0	10257	0	30,41	FALSK	311915,37
16070	4872	Dæmmebrovej 2,	487,65	0	0	30,49	FALSK	14868,4485
94768	4892	Sløsserupvej 12, Sløsserup	0	3840	0	30,94	FALSK	118809,6
94764	4892	Sløsserupvej 14, Sløsserup	0	9663,65	0	31,01	FALSK	299669,7865
16068	4872	Havlykkevej 2,	3184,445	0	0	32,02	FALSK	101965,9289
102542	4990	Nystedvej 83, Fjelde	0	3840	0	32,4	FALSK	124416
16381	4990	Kongstolpevej 7, Fjelde	0	576	0	33,02	FALSK	19019,52

Samlet gyllemængde i en 20 km. radius opdelt i svine-, kvæg og minkgylle.
Bilag –

Transportanalyse: Nørre Alslev		
54.904324594128525		
11.892694233252248		
Min. gylleproduktion	1000	Ton / år
	Max. transportafstand	Netto
Svinegylle	20	183557,494
Kvæggylle	20	36131,065
Minkgylle	20	0
		219688,559
Transportgennemsnit	12,27680071	km/T
Transporter pr. år	12204,91994	
Transporter pr. dag	33,43813683	