

GUIDE TIL UDVIKLING AF FÆLLES BIOGAS TIL BIOMETHAN ENHEDER

PRODUCERET AF



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology



www.thvt.at

VIENNAUNIVERSITYOFTECHNOLOGY(AUSTRIA),
InstituteofChemicalEngineering
ResearchDivisionThermalProcessEngineeringandSimulation

SOM EN DEL AF:



Promotionofbio-methane and its market development through local and regional
partnerships

A project under the Intelligent Energy–Europeprogramme

ContractNumber:IEE/10/130
DeliverableReference:Task3.1.2
DeliveryDate:December2012

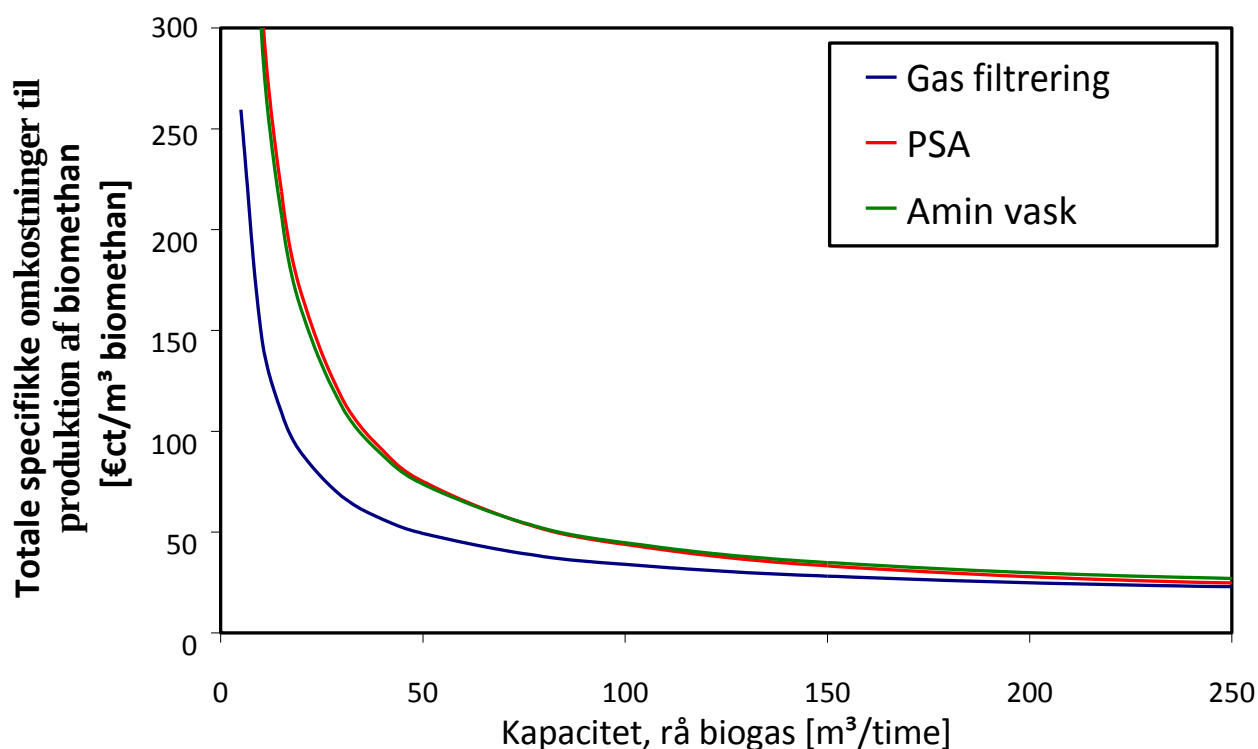
Indhold

1. Introduktion og overblik	3
2. Mobile biogas opgraderingsløsninger	4
3. Rørlægning af rågas til central biogas opgraderingsanlæg.....	15
4. Eksempler på fælles biogas opgraderingsinitiativer	19

1. Introduktion og overblik

Biogasopgradering og produktion af biomethan er i dag en state-of-the-art-proces for gas separation. Der er et antal teknologiske løsninger, der løser opgaven med at producere en biomethan strøm af tilstrækkelig kvalitet til at kunne benyttes til brændstof til køretøjer eller til injektion i naturgasnet. Teknologierne er kommercielt tilgængelige og har vist sig teknisk og økonomisk gennemførlige. Ikke desto mindre foregår der stadig intensiv udvikling for at optimere og videreudvikle disse teknologier ligesom der udvikles på nye teknologier. Alle teknologier har deres fordele og ulemper og valg af den mest økonomiske løsning for et givet biogasproducerende anlæg er ikke nødvendigvis ligetil. For at støtte udviklingen indenfor området er det beskrevet i rapportform og der er udviklet flere værktøjer under IEE-projekt Bio-Methane Regions. Disse dokumenter inkluderer "Biogas to biomethane technology review" og "Biomethane calculator". Formålet med nærværende rapport er at videredele denne information inklusive retningslinjer for etablering af fælles opgraderingsanlæg til produktion af biomethan fra biogas.

Som for alle andre typer anlæg er der for biogas opgraderingsanlæg en betydelig afhængighed mellem anlægskapacitet og specifik produktomkostning. Uanset valg af teknologi stiger produktionsomkostningen for biomethan betragteligt ved anlægskapacitet under 70 m³ rå biogas per time. Således er det ikke muligt at opnå økonomisk bæredygtig produktion af biomethan, når biogasanlæggene bliver for små. Figur 1 viser økonomien afhængigt af anlægskapacitet for forskellige opgraderingsteknologier baseret på en gennemsnitlig biogassammensætning inklusive opgradering til injektion i naturgasnet. Omkostning til produktion af biogas er ikke inkluderet. Beregningerne er udført med "Biomethane calculator".



Figur 1: Økonomisk sammenhæng mellem totale specifikke produktionsomkostning for biomethan som funktion af rågas kapacitet for forskellige opgraderings teknologier

Uanset de absolutte værdier i ovenstående figur er det klart, at opgraderingsanlæg til små biogasanlæg tydeligvis ikke kan gøres økonomiske. Da der er etableret et stort antal biogasproducerende anlæg indenfor dette størrelsesinterval, kan der spørges til, hvorvidt det er muligt at etablere fælles opgraderingsanlæg til biometan produktion, der er økonomisk forsvarelige. Fælles biogas opgraderingsanlæg vil have økonomisk fordel af stor skala drift og giver valgmuligheder mellem flere teknologier. Desuden vil reparation og vedligehold være langt mest fordelagtigt og rationelt for ét fælles og central opgraderingsanlæg.

Der er et antal udlægninger af, hvorledes fælles opgraderingsanlæg kan implementeres. Basalt set kan det opdeles i 2 hovedkoncepter:

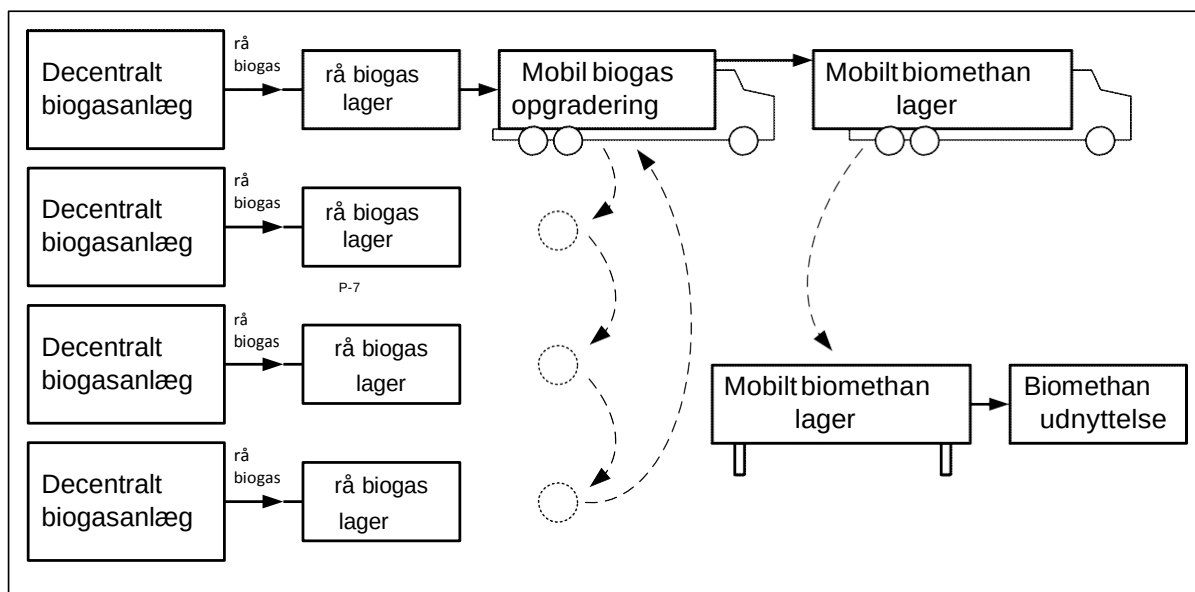
- Et mobilt opgraderingsanlæg med stor kapacitet, der servicerer de forskellige tilknyttede biogasanlæg med en driftstid defineret som driftsoperationer over en normal arbejdsdag. Dette kræver tilstrækkelig biogas lagerkapacitet til rågas på det enkelte biogasanlæg samt mobilt lager til opgraderet biomethan. Desuden kræver denne metode en nøje tilrettelagt logistik.
- Rørledninger for rå biogas fra de enkelte decentrale biogasanlæg til det centrale fælles opgraderingsanlæg. I dette tilfælde skal der i det mindste ske en foreløbig behandling på det decentrale biogasanlæg for at undgå korrosion, tilstopning og kondensering.

Ikke inkluderet I denne rapport er muligheden for at transportere den rå gas til et centralt opgraderingsanlæg med køretøjer. Denne løsning er ikke medtaget, da økonomien forventes at være utilstrækkelig. Baggrunden herfor er, at det høje indhold af kulstøv i rå biogas vil give uønsket udkondensering ved højt tryk. Derfor vil det nødvendige tankvolumen til transport blive alt for højt.

2. Mobile biogas opgraderingsløsninger

Den første mulighed for at etablere fælles opgraderingsanlæg for et antal små biogasanlæg inkluderer anskaffelse af en mobil procesenhed, der transporteres rundt mellem anlæggene. Det mobile anlæg kobles til biogasanlæggets gaslager. Gasopgradering fuldføres til gaslageret er tømt hvorefter opgraderingsanlægget fraklobes og kører videre til næste lille biogasanlæg.

Figur 2 er en skematisk udlægning af denne fælles opgraderingsmetode. I denne sammenhæng har det decentrale, lille biogasanlæg en given lagerkapacitet til rå biogas, og biogas opgraderingsanlægget servicerer det enkelte anlæg i henhold til en fastlagt logistik. Inkluderet er et mobilt gaslager til opgraderet biometan, der gør det muligt at transportere den opgraderede biogas til et sted, hvor den opgraderede biometan benyttes.



Figur 2: Mulig biogas opgradering for anlæg med fælles opgraderingsanlæg med midlertidig lagring i mobile højtrykslagre; Kilde: Vienna University of Technology

Det er afgørende, at en anvendt teknologi skal kunne som følger:

- være konstrueret til en stand-alone mobil container, altså lav vægt, lav kompleksitetsgrad og kompakt konstruktion
- kunne modstå påvirkninger fra transport, eksempelvis stød og temperature samt gentagen opkobling på de forskellige biogasanlæg
- kunne bibringe hurtige opstarts- og nedlukningsprocedurer, start / stop drift med høj anlægseffektivitet endda ved lave driftstemperaturer
- være så omkostningseffektive som opnåeligt, idet transporttid er lig med udetid, reduceret anlægsudnyttelse og højere specifikke omkostninger til opgradering
- være i stand til at håndtere rå biogas af forskellig kvalitet på de forskellige biogasanlæg; der tænkes på både methankoncentration og koncentration af sporstoffer

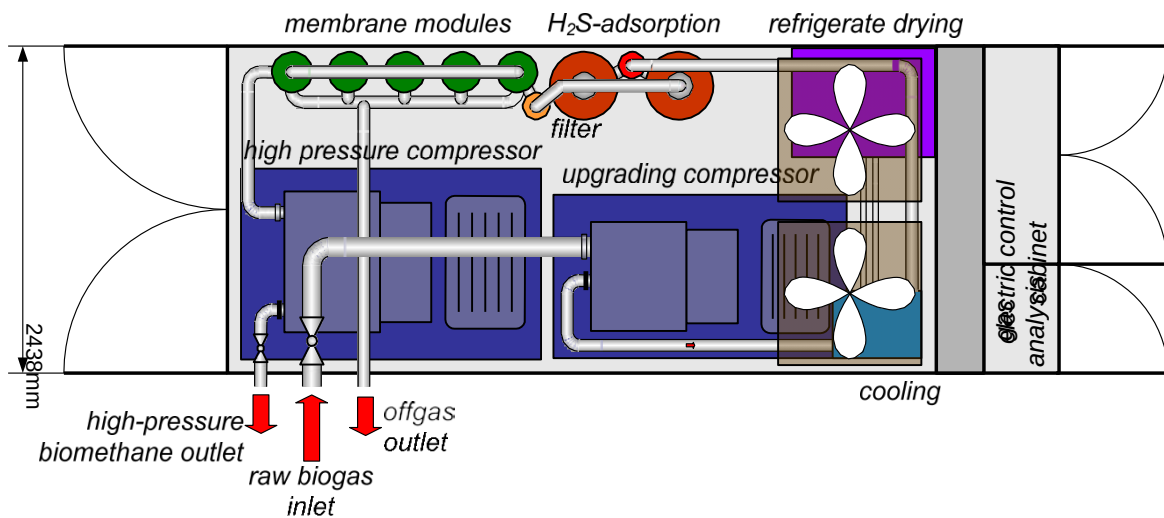
Sådanne begrænsninger har naturligvis indvirkning på hvilke teknologier, der på det nuværende teknologiske niveau er anvendelige til mobile biogas opgraderingsanlæg. Typisk kan vaskerianlæg udelukkes på grund af kompleksitet, håndtering af absorbent og driftstemperatur. Det samme er tilfældet for kryogene teknologier eller biologiske / biokemiske systemer. Derfor er der kun adsorptions- og membran-teknologier tilbage, set fra en teknologisk synsvinkel. Omkostningsforhold og start-stop egenskaber fører frem til, at den mest anvendelige teknologi er membran-teknologi. Denne opgraderingsteknologi viser sig at være ganske omkostningseffektiv, også for små anlægsstørrelser samt robust. Det lave kompleksitetsniveau resulterer i forholdsvis driftskontrol og styring ud over en høj grad af robusthed og driftssikkerhed. Forfatterne konkluderer således, at membranbaseret biogas opgradering til biomethan er mest konkurrencedygtig.

Det er vist, at det er muligt at konstruere en komplet biogas opgraderingsenhed inklusive kompressoranlæg, gastørrer, svovlfjernelse, kulveilt fjernelse med membran-teknologi og højtrykskompressor i en standard 20-fods container. Figur 3 viser skematisk sådan et anlæg. Anlægget er designet til en kapacitet på 300 m³ rå biogas per time, hvilket faktisk er et forholdsvis stort anlæg

som mobilt anlæg. Som det ses, er arealudnyttelsen i containeren ganske høj. Den angivne 2-trins kompressor optager en stor del af pladsen i containeren. Containerens driftsklare vægt er skitseret til cirka 13 tons. Sådanne anlæg, dog ikke mobile, er allerede installeret i Østrig og Tyskland.

20-foot standard-container (6058mm)

Horizontal projection:



Figur 3: Plan for et mobilt biogas opgraderingsanlæg med en kapacitet på 300 m³ per time som rå biogas, baseret på membranteknologi monteret i en 20-fods standard container; Kilde: Vienna University of Technology

Det ovenfor skitserede anlæg inkluderer ikke behandling af methan i frafiltrerede lavenergi gasser. Der vil typisk være behov for en lavenergi forbrænding eller katalytisk iltning afhængigt af effektiviteten og selektiviteten af biogas opgraderingsanlægget. Det synes muligt at indlægge sådan et system i det skitserede konceptanlæg.



Figur 4: Lavtryks gaslagre: ballon (øverst til venstre); harmonika (øverst til højre); Softtop overdækning af biogasproducerende anlæg (nederst til venstre); dobbeltmembran fritstående gaslagre (nederst til højre); Kilder: Sattler AG og Panaqua AG

Diskontinuerlig drift af et opgraderingsanlæg på et mindre biogasanlæg kræver et gaslager til mellemlagring af den rå biogas. Gaslagerets størrelse vil afhænge af antal tilknyttede anlæg, gasopgraderingsanlæggets kapacitet og besøgsfrekvens. Gaslageret kan etableres som et lavtrykslager eller et tryksat gaslager for at reducere den nødvendige størrelse. Højtrykslagring af rå biogas kan ikke anbefales, idet kultvejte allerede ved medium tryk begynder at kondensere. Sådan en 2-fase lagring af gasser er teknisk ufordelagtigt i lagringsmæssig henseende. Uanset dette vil lavtrykslagring formentlig være at foretrække ud fra en økonomisk synsvinkel. Figur 4 og 5 viser nogle eksempler på kommercielt tilgængelige lageranlæg til rå biogas. Alle små biogasanlæg har trykløs lagring af biogas, og der er således ingen basale hindringer for at etablere denne type anlæg. Uanset dette vil et lager, der skal være mellemlager for et mobilt opgraderingsanlæg til produktion af biomethan, skulle have et signifikant større volumen for at sikre rentabel drift af opgraderingsanlægget.



Figur 5: Trykgas lageranlæg til rå biogas: trykgas tankanlæg (til venstre); kompressions- og ekspansionsenheder (til højre); Kilde: Panaqua AG

Prisen for biogas lageranlæg varierer betydeligt, endog indenfor sammenlignelige koncepter. Trykfrie lagersystemer starter ved 20€ / m³ tankvolumen (simple harmonika type lagre fra BAUR GmbH) op til 180€ / m³ tankvolumen (ballon and harmonika type systemer fra firmaer som LIPP GmbH, MUCHE GmbH, ENTEC BIOGAS GmbH og AAT GmbH). Lagrene rummer normalt i størrelsesordenen 500 til 2.000 m³ biogas. Soft-top membran anlæg på biogasproducerende tankanlæg, herunder efterudrådningstanke koster normalt i størrelsesordenen 25 til 55 € / m³ (BAUR GmbH). Gaslageranlæg til tryksat gas er typisk meget større (50.000 til 250.000 m³ STP) idet de basale og absolutte investeringer er relativt høje. De endelige omkostninger er også i størrelsesordenen 25 til 35 € / m³ STP. I korthed kan det noteres, at størrelsen af et biogaslager har ganske betydelig indvirkning på de samlede økonomiske forhold. Således bør denne omkostning vurderes nøje i forbindelse med rentabilitetsstudiet for anlægget.

Desuden, da den producerede biomethan skal udnyttes et andet sted end på produktionsstedet, skal der tilknyttes et lagertank anlæg til biomethan. Dette tankanlæg skal være mobilt og vil jævnligt skulle transporteres til det sted, hvor den producerede biomethan skal udnyttes. Dette sted kan være et tilkoblingspunkt for tilførsel af biomethan til naturgasnet, eller det kan være en tankstation for (bio-) CNG køretøjer. For at imødekomme ønsket om hurtig effektiv og ukompliceret logistik for den producerede biomethan skal konstruktionen af det mobile gaslager medvirke til hurtige tilførsels- og aflastningsprocedurer. Der er en række alternative trykgas transportsystemer på markedet, og mange af disse er kommercielt tilgængelige.

Figur 6 viser forskellige tekniske løsninger for "WAB-systemet" til forskellige opsætninger for transport-enheden. Disse konstruktioner er typisk relativt billige i anskaffelse og ganske fleksible.



Figur 6: Trykgas tanksystemer til transport med "WAB-systemet": designstudie for transport på lastvogn inklusive 150 cylindriske trykgasflasker af 80 liter volumen til 220 bars tryk (til venstre) SWAB-trailer system (i midten) og let lastvogn med SWAB-trailer enhed (til højre); Kilde: Güssing Energy Technologies GmbH, Schoon Fahrzeugsysteme



Figur 7: Trykgas transport system Galileo systemet "virtual pipeline"; Kilde: Galileo SA

Det måske mest markedsmodne af de tilgængelige systemer er fra GALILEO SA, et anerkendt firma indenfor gas, CNG og oliehandtering. Systemet kaldes en "Virtuel rørledning" og blev kommercielt markedsført i 1999 til naturgas til afsides liggende regioner uden naturgasnet. Figur 7 viser 2 fotos af systemet inklusive læsning / aflæsning af moduler. Et modul kan rumme op til 1.500 m³ STP gas. Galileo systemet overholder krav til fleksibilitet og ubesværet håndtering der er nødvendigt i et større netværk af fjernliggende biomethan produktionsanlæg.

Nøglen til succes for et mobilt biogas opgraderingsanlæg er strømlinjet logistik. Der er en afgørende afhængighed mellemstandardiseret lagring og volumen, tryk og transportfrekvens af biogas opgraderingsanlæg og biomethan lagring. Disse parametre bør i hvert enkelt tilfælde optimeres for at opnå maksimal effektivitet og passende økonomi. Når den daglige transporttid for opgraderingsanlæg og mobile lagre er lille, bør det overvejes at udlicitere funktionen til en ekstern part.

Det skal for en ordens skyld noteres, at transport af trykgas tanke på veje skal overholde de gældende lovkrav, regulativer med videre, det enkelte land stiller til sådanne transportere. Afhængigt af lovgivningen kan dette involvere indledningsvis typegodkendelse af køretøjer i henhold til ADR (European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road), periodiske syn af køretøj og årligt vedligehold i henhold til ADR, inspektion og certificering af gastank og røranlæg (e.g. TUV) samt uddannelse og certificering af chauffører i henhold til ADR.

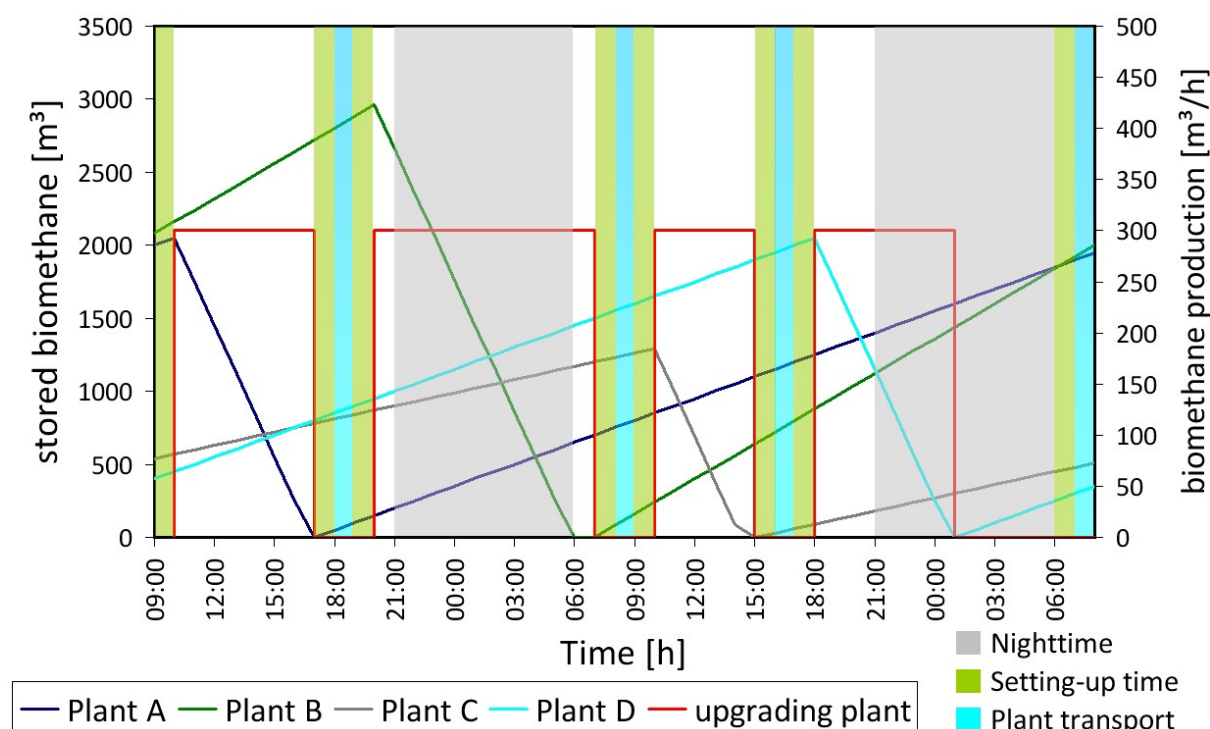
Konklusion: Det er nødvendigt at have et grundigt kendskab til lokale forhold for effektivt at være i stand til at vurdere et biogas opgraderingskoncept på et tilstrækkeligt niveau. Især antallet og kapaciteten for de tilknyttede biogasproducerende anlæg, deres produktionsmæssige regularitet, afstand fra biogasproducerende anlæg, inklusive placering for opgradering samt afstand til det planlagte sted, hvor den produceret biomethan skal udnyttes skal beskrives grundigt og fastlægges. Herefter skal der udføres en velfunderet økonomisk vurdering (for eksempel ved at benytte "Biomethane Calculator") af mulige system konfigurationer for på denne måde at ende med det bedst rentable koncept. Feasibility studier har vist, at det ikke umiddelbart er let at vurdere de økonomiske forhold ved sådanne koncepter.

Beregningseksempel: For at få en ide om marginalforholdene, der må forventes vises her et overordnet regneeksempel på, hvorledes 4 små biogasanlæg, der grupperer sig omkring et biogas opgraderingsanlæg, kan sammenlignes økonomisk. Til sammenligning gives resultaterne for samme anlæg med eget opgraderingsanlæg med samme teknologi. Vi påregner opgradering af biogas til injektion i naturgasnet, men vi antager, at injektionspunktet ikke er i ledningsafstand. Derfor skal den producerede biomethan komprimeres til 220 bar. Dette er tilfældet både for de 4 lokale opgraderingsanlæg og for det mobile opgraderingsanlæg. I begge tilfælde inkluderer vi således højtrykskompression i analysen, men vi udelader højtrykslagring og transport af den producerede biomethan samt injektion til naturgasnettet. Omkostninger til produktion af biogas er heller ikke inkluderet, da dette ikke har indvirkning på forholdet mellem de 2 beregninger. Der er beregnet et beskedent, optimalt gaslager volumen og der er skematiseret tidsforbrug til fuldførelse af indsatsen (etableringsomkostning til gaslager lokalt er sat til 50 € / m³). Randbetingelserne for beregningseksemplerne ses af tabel 1, hvor lagerkapacitet lokalt til biogas er det første resultat af optimering med fokus på minimal investering.

Tabel 1: Randbetingelser for beregningseksempel for et fælles biogas opgraderingsanlæg

	Fælles biogas opgraderings initiativ			
	Anlæg A	Anlæg B	AnlægC	Anlæg D
Lagerkrav til rå biogas [m ³ /time]	50	80	30	50
Lagertid for rå biogas [timer]	41	38	43	41
Lagervolumen rå biogas [m ³]	2050	3040	1290	2050

De 4 anlæg har en total produktionskapacitet på 210 m³ / time. Et membran anlæg med en kapacitet på 300 m³ / time kan opgradere denne gasmængde. Transportlogistikken er tilrettelagt til en cyklus på 48 timer, at et anlæg besøges for hver 48 timer. Dette betyder, at 2 anlæg skal have opgraderet biogas hver dag. Figur 8 viser tidsskemaet for dette layout. Transportomkostningerne er skitseret til 2,7 € / km og den gennemsnitlige afstand mellem de biogasproducerende anlæg er 50 km med en transporttid på gennemsnitligt 1 time. Tilkobling og frakobling af opgraderingsanlæg er forsigtigt sat til 1 time. Der arbejdes kun i dagtimerne.



Figur 8: Tidsskema for biogas opgraderingsanlæg til opgradering af gas på 4 små biogasanlæg. Også angivet er gasmængde i rågas biogaslager; Kilde: Vienna University of Technology

Resultaterne af en kort økonomisk analyse ved hjælp af "Biomethane Calculator" er opsummeret i tabel 2. Investering, årlige omkostninger (sum af kapitalomkostninger ved 15 års afskrivningstid, anlægsdrift og anlægs transport) samt specifikke produktionsomkostninger per m³ biomethan er angivet.

Tabel 2: Resultater af beregningseksempel for et fælles biogas opgraderingsanlæg sammenlignet med decentral biogas opgradering

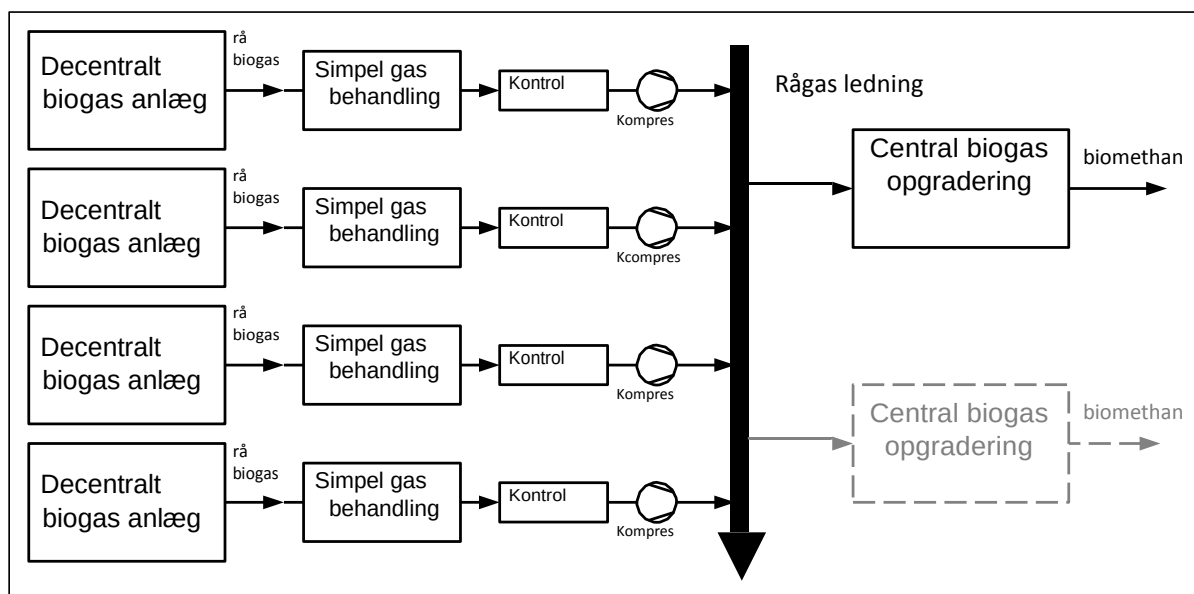
	Fælles opgradering	Decentral opgradering
Investering, opgraderingsanlæg	1 mobilt anlæg: 1.292.819 €	Sum 4 anlæg: 2.076.574 €
Investering, lagre til rå biogas	Sum 4 anlæg: 421.500€	-
Beregnet total investering	1.714.319 €	2.076.574 €
Årlige transportomkostninger	98.550 €/år	
Samlede årlige omkostninger, kapital, drift og transport	496.135 €/år	522.695 €/a
Specifik produktionspris	43,7 € ct/m ³ biomethan	59,2 € ct/m ³ biomethan

Resultaterne synes lovende, idet det fælles anlæg kan producere biomethan til betydeligt reducerede specifikke omkostninger. Både investering og årlige omkostninger er betydeligt lavere for det fælles anlæg end for individuelle anlæg. På den anden side er det beregnet, at et centralt biogasproducerende anlæg med en tilsvarende kapacitet, 210 m³ per time som rå biogas inklusive biogas opgraderingsanlæg kan producere biomethan til 34,8 € ct/m³, så i forhold hertil er det mobile opgraderingsanlæg tungt. Det reelle problem er tidsplanen. 2 transporter af opgraderingsanlægget per dag giver 730 transporter per år, der vil give mekanisk slid på systemet. På denne baggrund kan

afskrivningstiden på 15 år synes ganske urealistisk. Hvis det antages, at opgraderingsanlægget kun drives hver anden dag, vil kravet til gaslager volumen til rågas stige en faktor 2,87. Den resulterende investering stiger fra 421.500 € til 1.212.000 €, hvorfor den specifikke produktionsomkostning forventes at blive 67,9 € ct/m³ biomethan produceret. Med disse forudsætninger vil fællesanlægget være betydeligt mindre attraktivt end decentral opgradering. Igen skal behovet for velfunderede økonomiske beregninger i forbindelse med feasibility studiet tillægges meget høj værdi.

3. Rørlægning af rågas til central biogas opgraderingsanlæg

Den anden løsningsmodel for fælles biogas opgraderingsanlæg til mindre biogasanlæg er at koble de decentrale mindre biogasanlæg til et fælles opgraderingsanlæg ved rørlægning af den rå biogas. Ved sammenligning med det mobile opgraderingsanlæg giver dette koncept betragteligt større fleksibilitet for valg af opgraderingsteknologi og et mere præcist grundlag for dimensionering af opgraderingsanlægget. Desuden er det ikke nødvendigt at etablere rågas lagre på de enkelte biogasanlæg. Idet lange røranlæg er dyre i forhold til transport på vej, kan rørledningsløsningen være utilstrækkelig, når afstandene mellem decentrale biogasproducerende anlæg og det centrale opgraderingsanlæg er store eller den producerede gasmængde er lille (den specifikke omkostning til ledningsløsningen er næsten uafhængig af ledningsdimension).



Figur 9: Skematiseret fælles biomethan produktion med brug af fælles gasledning til rå biogas og en central biogas opgradering (eventuelt kan mere end et opgraderingsanlæg være tilknyttet); Kilde: Vienna University of Technology

Figur 9 viser en skitsering af et central biomethan anlæg tilknyttet flere decentrale biogasanlæg, der producerer rågas til opgraderingsanlægget. Afhængigt af de aktuelle forhold kan der være flere opgraderingsanlæg på rågasledningen.

Rørledningen til den rå biogas vil normalt være designet til drift ved lavt gastryk, 200 mbar til 2,0 bar (g), og kan forventeligt være udført i polypropylen (PE). Et røranlæg kan skitseres til at have en dimension på 150mm for et rågas flow på indtil 1.000 m³ / time. Beregninger viser, at investeringen forventeligt ligger på i størrelsesordenen 120 til 200 € per meter rør. Sådant et omkostningsniveau inkluderer nedlægning af rør alt inklusive samt kompressor stationer og kontrol med gassen. Værdien er i sagens natur meget afhængig af lokale forhold. Figur 10 viser detaljer i etablering af biomethan ledning i Bruck / Leitha, Østrig (certificeret til 10 bar (g)), der er sammenlignelig med ledning til rå biogas.



Figur 10: Biomethan gasledning i Bruck/Leitha, Austria under etablering; De enkelte rør er svejst sammen (til højre); Kilde: Vienna University of Technology

Konditionering af rå biogas er en nødvendighed for at undgå driftsproblemer i rørledninger i form af tilstopning eller beskadigelse. Det vigtigste trin i konditionering af rågas er tørring for at undgå kondensering i gasledningen. Vandigt kondensat i rørledningen kan føre til blokering af systemet eller til frostsprængning på udsatte steder. Desuden, da biogas i sig selv er biologisk aktiv (bakterier fra den gærende masse overføres til gasfasen) kan vandlommer i en rørledning medvirke til biologisk forgæring med dannelse af bakteriefilm, der igen kan medvirke til blokering af ledningen. Et andet vigtigt trin inkluderer fjernelse af ammoniak, idet ammoniak sammen med kondensat er korrosivt overfor metaller og polymere dele af systemet. Ved etablering af et gastøringsanlæg vil vanddamp i gassen blive fjernet, hvilket samtidig vil fjerne ammoniak. Der er følgende teknologier til dette: damp-kompressions køling, absorptionskøling, tørring ved absorption i glykol (triethylen glykol TEG), tørring ved absorption på silikat eller zeolit. Der kan fås en effektiv ammoniakfjernelse med vand (ved køle-tørring) eller ved adsorption på aktivt kul.

Ud over ammoniak kan rå biogas indeholde andre stoffer, der bør fjernes før tilførsel til gasledning. Her tænkes på svovlbrinte (nogle af de kendte initiativer i forbindelse med fælles opgradering har defineret svovlbrinte maksima på mellem 2.000 og 3.000 ppm H₂S før tilførsel til gasledning), siloxaner, støv eller højt indhold af flygtige organiske komponenter såsom organiske syrer, fedtsyrer eller terpener. For så vidt sådanne specielle komponenter er til stede i biogassen, bør køle-tørring trinnet suppleres med yderligere passende teknologier til fjernelse. Der refereres til "Biogas to Methane Technology Review" for yderligere information.

Endelig, idet biogasen skal transporteres i rørledning skal der etableres en biogas kompressor ved hvert tilførselspunkt. Som nævnt ovenfor benyttes typisk et tryk i gasledningen på 200 mbar (g) til 2,0 bar (g), hvor biogas typisk produceres ved eller ved et svagt forhøjet tryk i forhold til omgivelsernes lufttryk. Specifikationerne for sådanne kompressorer forventes ikke at være snævre, idet standard biogas kompressorer (måske endda en blæser) kan være tilstrækkeligt. Tryksætningen vil typisk finde sted i 2 trin. Efter et første tryksætningstrin til mellemtryk tilføres den rå biogas til et af ovenfor nævnte simple gasrens anlæg (der ofte behøver et svagt overtryk). Trin 2 tryksætningen trykker den behandlede biogas op til ledningstrykket. Følgende typer kompressorer forventes at være anvendelige for sådanne lav-til medium-tryk biogas røranlæg: rotationskompressor, sidekanalsblæser, Vankel- eller stempelkompressor.

Med rørlagt rågas tilførsel til et centralt opgraderingsanlæg er der flere muligheder for valg af opgraderingsteknologi samt design og udlægning af opgraderingsanlæg set i forhold til de mobile opgraderingsanlæg. Baggrunden herfor er, at et centralt anlæg ikke er underlagt de restriktive krav, der skal stilles til et mobilt anlæg med diskontinuerlig drift. Derfor kan enhver state-of-the-art teknologi benyttes til opgradering af biogas fra et rågas ledningsnet. Dette giver langt højere fleksibilitet til at tilpasse hele produktionssystemet til de gældende forhold.

Konklusion: Som for løsningen med mobil biomethan produktion skal der opbygges et grundigt kendskab til de lokale forhold i forbindelse med anlæggsstørrelse, afstand til gas leverandører, basis for biogasproduktion, og mulige markedsforhold for afsætning af produceret biomethan for at kunne vurdere det mest oplagte og konkurrencedygtige koncept for systemet. Ligeledes som for det mobile system gælder følgende: Jo flere mindre biogasproducerende anlæg indenfor et givet område, jo mindre transportafstande, jo bedre økonomi. Med vurdering af alle relevante grænser og parametre, med en velfunderet teknisk-økonomisk vurdering (eksempelvis ved anvendelse af "Biomethane Calculator") af mulige system konfigurationer kan der opnås en endelig skitsering af den bedst egnede løsning. Feasibility studier har vist, at selv med rørlægning af rå biogas til centrale opgraderingsanlæg er det vanskeligt at opnå økonomisk drift.

Regneeksempel: Som et tillæg til regneeksemplet med mobilt opgraderingsanlæg gives her et eksempel med et ledningsanlæg til rå biogas på samme baggrund (hvor dette er muligt). Igen analyseres de samme mindre biogasproducerende anlæg med samme kapacitet som angivet i tabel 1. Denne beregning afviger kun ved at der er 2 anlæg af hver størrelse (2 anlæg type A, type B, C og D). Et mindre antal tilknyttede biogasproducerende anlæg vil forringe det økonomiske resultat. Der er ikke indregnet etablering af lageranlæg til rå biogas på de enkelte anlæg. De 8 decentrale biogasanlæg vil blive koblet op på et centralt opgraderingsanlæg med en rågas ledning. Det centrale opgraderingsanlæg er designet til at behandle den samlede biogasproduktion fra biogasanlæggene (ingen overkapacitet). Denne opsætning vil blive sammenlignet med en opsætning med 8 decentrale opgraderingsanlæg ved anvendelse af samme opgraderingsteknologi. Vi forudsætter opgradering til tilførsel til naturgasnet (med hensyn til gas kvalitet), men omkostningerne til tilførsel til naturgasnettet er ikke inkluderet. Dette gøres for specifikt at vise effekten af størrelsen af opgraderingsanlæg og gasledningsnet på økonomien. Med et fyldestgørende feasibility studie skal disse forhold medtages, men i denne sammenhæng udelades de ekstraordinære økonomiske effekter ved tilførsel af biomethan i flere punkter på naturgasnettet. Heller ikke omkostninger for produktion af rå biogas er medtaget, da dette ikke indvirker på økonomien ved sammenligning af de 2 opsætninger.

Biogas fra de 8 biogasproducerende anlæg opgraderes på et anlæg med en kapacitet på 420 m³ / time med et medium-effektivt membranbaseret opgraderingsanlæg med samme kapacitet. Den specifikke omkostning til rørlægning er 130 € / m rør, lavtryks kompression og simpel gasbehandling ved køle-tørring og ammoniak reduktion på de enkelte biogasproducerende anlæg er inkluderet. Den samlede rørlængde til biogas er skitseret til 20 km.

Resultaterne af denne anden korte økonomiske analyse er udført med "Biomethane Calculator", og resultaterne er opsummeret i tabel 3. Investering, årlige omkostninger (sum af kapitalomkostninger ved 15 års afskrivning, drift og vedligehold af anlæg) samt specifikke produktionsomkostninger per m³ biomethan er angivet. Nederst i tabellen ses en forventet simpel tilbagebetalingstid for det fælles opgraderingsanlæg til sammenligning med løsningen med decentrale anlæg.

Tabel 3: Resultater af regneeksempel for et fælles biogas opgraderingsanlæg til sammenligning med decentral biogas opgradering

	Fælles opgradering	Decentral opgradering
Investering i opgraderingsanlæg	1 anlæg:1.062.390 €	Sum af 8 anlæg:3.175.786 €
Investering i biogasledning	2.600.000 €	-
Investering i biogas kompressoranlæg	352.581 €	-
Investering i simpel gasbehandling	257.501 €	-
Forventede samlede investeringer	4.272.472 €	3.175.786 €
Samlede årlige omkostninger inklusive kapitalomkostninger og drift	653.792 € / år	740.836 € / år
Specifik produktionsomkostning	37,0 € ct / m ³ biomethan	42,0 € ct / m ³ biomethan
Simpel tilbagebetalingstid	12,6 år	

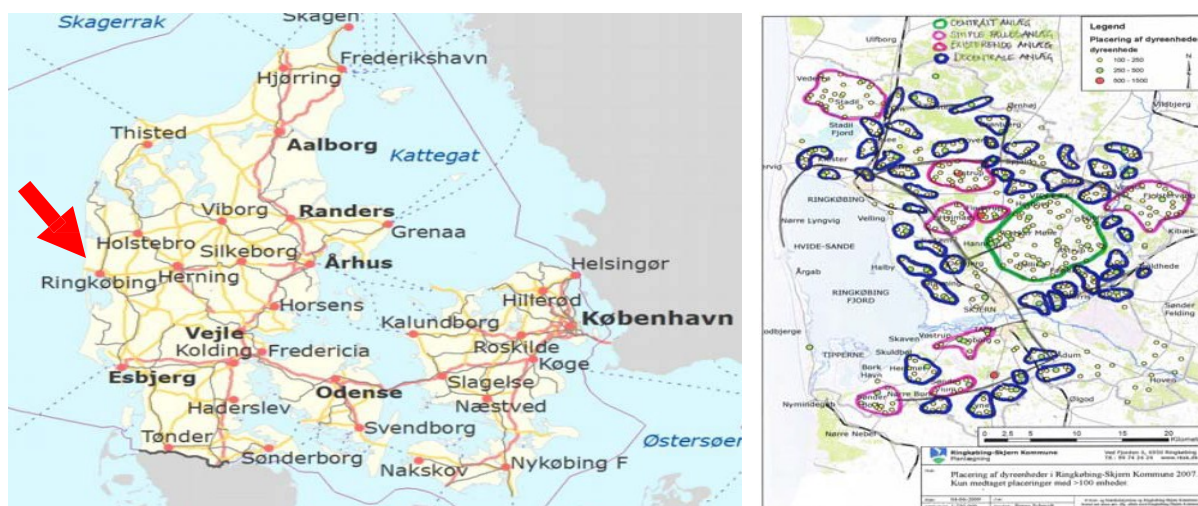
Resultaterne synes ganske lovende, idet det fælles opgraderingsanlæg vil producere biomethan til betydeligt lavere specifik omkostning. Ikke desto mindre medvirker den høje investering i gasledning til, at den simple tilbagebetalingstid bliver lang, næsten 13 år. Hvis vi antager, at gasledningen er kortere, kun 17 km, vil investering i gasledning blive reduceret til 2.210.000€ og den simple tilbagebetalingstid blive reduceret til 6,3 år med betragtelig forbedring af det økonomiske resultat. Det kan konkluderes, at det økonomiske resultat er stærkt afhængigt af omkostninger til gas rørledninger, hvorfor denne omkostning skal vurderes meget nøje i forbindelse med feasibility studiet. Uanset dette vil decentrale anlæg med fælles opgraderingsanlæg på disse forudsætninger medvirke til en betydeligt forringet økonomi i forhold til et centralt placeret fælles biogasanlæg med biogas opgradering.

Når mere end et punkt for tilførsel af biomethan til naturgasnettet indregnes, vil decentrale biogasanlæg med decentrale opgraderingsanlæg forringes yderligere fra en økonomisk synsvinkel i forhold til et fælles opgraderingsanlæg med et tilførselspunkt. Påvirkningen fra investeringen (samt driftsomkostningerne) på den samlede økonomi forventes at være marginale. Det er i højere grad de organisatoriske krav til et system med mange punkter for gastilførsel fra mange små biogasanlæg, der forventes at give problemer. De organisatoriske forhold og procedurer i forbindelse med tilførsel til naturgasnettet er typisk ganske krævende (vurdering af forventninger med registreringer, opgørelser og efterkalkulationer*). Et højt antal tilførselspunkter til et naturgasnet er ikke attraktivt, da det involverer en betydelig indsats for at fastlægge de logistiske forhold i forhold til biomethan tilførsels kapaciteten, der ikke nødvendigvis er sammenhængende med gasafsætningen.

4. Eksempler på fælles biogas opgraderingsinitiativer

Der er registreret et antal initiativer med sammenkobling af decentrale biogasproducerende anlæg til fælles biogas opgraderingsanlæg. Nedenfor er beskrevet 3 forskellige initiativer, der er på forskellige niveauer mod realisering.

Ringkøbing-Skjern biogasprojekt, Danmark: Ringkøbing-Skjern kommune er den største kommune i Danmark med et areal på 1.489 km². Det er en typisk landdistrikt kommune og har basis for en høj biogasproduktion. Kommunen har iværksat et offentligt støttet pilot projekt med forskning i hvorvidt økonomien ved produktion og udnyttelse af biogas kan forbedres ved at transportere biogas som alternativ til at transportere biomasse. Det er planen at etablere omkring 60 små og 1 eller 2 store biogasanlæg for at nå et ønske fra kommunens side om produktion af cirka 60 millioner m³ biomethan per år. Figur 11 giver et geografisk overblik over projektet. Der planlægges etableret et gasledningsnet på 150 km længde til sammenkobling af biogasanlæg med eksisterende CHP anlæg inklusive 1 eller 2 biogas opgraderingsanlæg. Projektet skal analysere økonomien ved 2 alternative muligheder: 1.) Drift af de eksisterende CHP anlæg med rå biogas (omlægning af eksisterende gasmotorer og erhvervelse af nye anlæg) opgradering og tilførsel af overskydende methan til naturgasnettet eller 2.) opgradering af hele biogasproduktionen til biomethan for tilførsel til naturgasnettet sammen med uændret drift på de eksisterende CHP anlæg med gas fra naturgasnettet. Desuden har kommunen iværksat undersøgelser af muligheden for at lagre de betydelige mængder vindmølle-el som methan i naturgasnettet ved hjælp af elektrolyse af vand med Sabatier-methanisering af den producerede brint med kultvejte fra opgradering af biogas til biomethan.



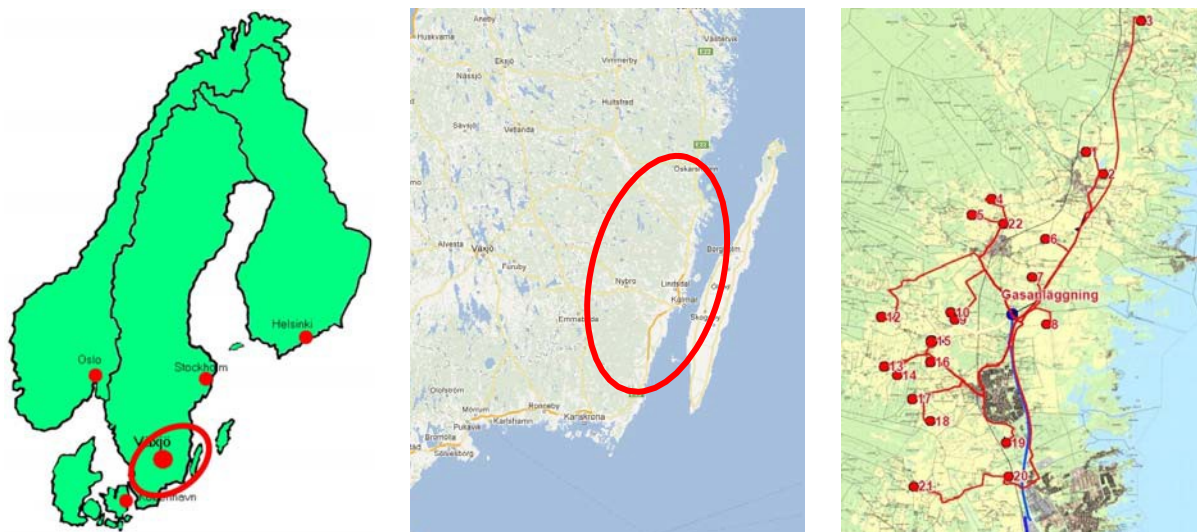
Figur 11: Lokalisering af Ringkøbing-Skjern kommune i Danmark samt geografisk overblik over det fælles biogasprojekt; Kilde: Bioenergi Vest A/S

Mere Biogas Småland AB, Sverige: I Kalmar kommune i den sydlige del af Sverige har 18 lokale landmænd, herunder en der opgraderer biogas til biomethan (Famax AB), etableret et samarbejde med et offentligt renholdningsselskab med 4 kommuner (KSSR) og en international leverandør af nøglefærdige biogas- og biomethan anlæg (Läckeby Water) med dannelse af et aktieselskab for fælles produktion af biogas. Det forudgående studie analyserede de optimale forhold ved at etablere biogasproducerende anlæg på de enkelte gårde og etablere et centralt opgraderingsanlæg koblet op

Task3.1.2

January2013

på et gasledningsnet til rå biogas. Figur 12 viser projektets geografiske udstrækning. Der blev fokuseret på udnyttelse af den producerede biomethan til køretøjer. Resultatet af det indledningsvise studie viste, at det var økonomisk fordelagtigt at etablere et centralt fælles biogasanlæg og transportere biomasse (gylle og organisk affald) fra de enkelte Landbrug til det fælles biogasanlæg. I slutningen af januar 2013 blev det annonceret, at der skal etableres et centralt fælles biogasanlæg med en produktionskapacitet på 2 millioner m³ biogas / år. Etableringen forventes påbegyndt i april 2013 og aflevering af det færdige anlæg er planlagt til sommeren 2014.



Figur 12: Lokalisering af Kalmar kommune i Sverige og geografisk overblik over det fælles biogasprojekt; Kilde: EnergikontorSydost AB, LRF Konsult AB

Biogasnetz Guessing/Strem, Østrig: Guessing kommune i den østlige del af Østrig er velkendt for pionerindsats indenfor bæredygtig selvforsyning med forskellige slags vedvarende energi. Der er etableret en god basis for videregående projekter i form af et antal biomassefyrede CHP-anlæg samt fjernvarme forsyningsanlæg. Der benyttes et etableret 8 MW træ-fyret forgasningsanlæg til kombineret produktion af el og varme samt forskning vedvarende energi-bærere såsom brint, methan (syntetisk naturgas) og tungere kulbrinter (med Fischer-Tropsch-syntese). Desuden er der et biogasanlæg i drift på basis af energiafgrøder. Et forskningsprojekt har evalueret den teknisk økonomiske fordel ved etablering af et 3,5 km lang biogasledning for at koble biogasproducenterne (biogas fra biogasanlægget og SNG fra forgasningsanlægget) til mulige biogasforbrugere (CHP-gasmotorer, CNG tankstationer, firmaer med højt forbrug af naturgas). Dette biogas forsyningsnet er sammenlignet med decentraliseret CHP-produktion i kombination med fjernvarme forsyning.

*Her er i den engelsksprogede version benyttet begrebet "clearing":

In banking and finance, clearing denotes all activities from the time a commitment is made for a transaction until it is settled. Clearing of payments is necessary to turn the promise of payment (for example, in the form of a cheque or electronic payment request) into actual movement of money from one bank to another. In trading, clearing is necessary because the speed of trades is much faster than the cycle time for completing the underlying transaction. It involves the management of post-trading, pre-settlement credit exposures to ensure that trades are settled in accordance with market rules, even if a buyer or seller should become insolvent prior to settlement. Processes included in clearing are reporting/monitoring, risk margining, netting of trades to single positions, tax handling, and failure handling. (Source: <http://en.wikipedia.org>)