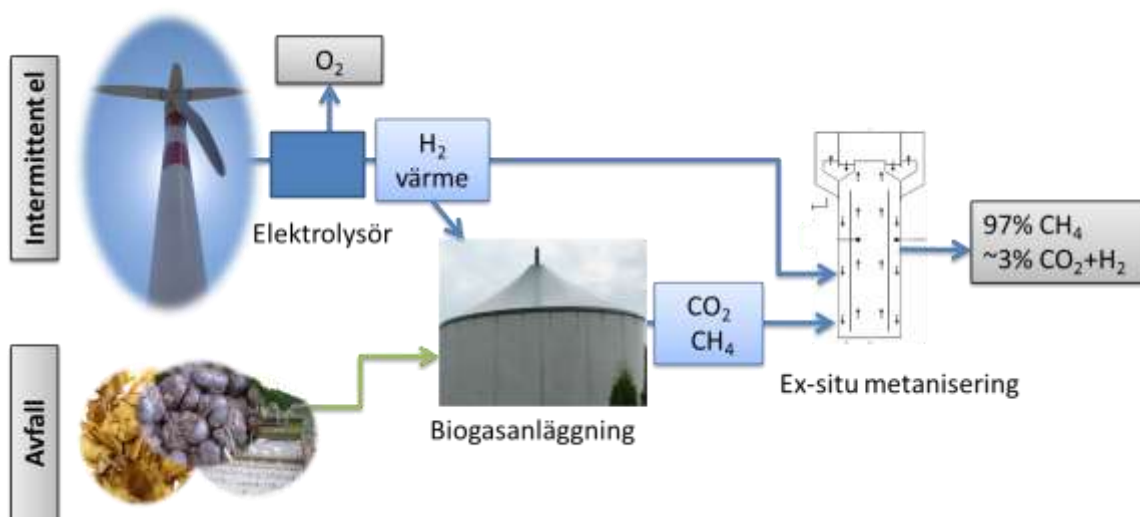


EN KUNSKAPSSYNTES OM ELEKTROBRÄNSLEN FRÅN BIOLOGISKA PROCESSER

Rapport från ett f3-projekt

Februari 2017



Författare: Anna-Karin Jannasch & Karin Willquist, RISE Research Institutes of Sweden

FÖRORD

Denna rapport är resultatet av ett projekt inom Svenskt kunskapscentrum för förnybara transportbränslen, f3. f3 är en nätverksorganisation som fokuserar på utvecklingen av miljömässigt, ekonomiskt och socialt hållbara förnybara bränslen. f3

- Erbjuder en bred, vetenskapligt grundad och pålitlig kunskapskälla som stöd för strategisk planering hos industri, politiker och myndigheter,
- Bedriver systeminriktad forskning kopplad till alla steg i värdekedjan för förnybara drivmedel
- Utgör en nationell plattform för samverkan nationellt, gentemot Horisont 2020 och internationellt inom området förnybara drivmedel.

f3:s parter inkluderar Sveriges mest aktiva universitet och forskningsinstitut inom fältet, liksom flertalet relevanta industriföretag. f3 har ingen politisk agenda och bedriver varken lobbyverksamhet för specifika bränslen och/eller system, eller för någon parts egenintresse.

f3 finansieras av parterna tillsammans med Energimyndigheten och Västra Götalandsregionen. f3 finansieras också av Vinnova som svensk påverkansplattform gentemot Horisont 2020. Chalmers Industriteknik (CIT) fungerar som värd för f3 centre. Läs mer på www.f3centre.se.

Denna rapport ska citeras enligt följande:

Jannasch, A-K & Willqvist, K. (2017) *En kunskapssyntes om elektrobränslen från biologiska processer*. Rapport nr 2017:03, f3 Svenskt kunskapscentrum för förnybara transportbränslen. Tillgänglig på www.f3centre.se.

SUMMARY

Sweden aims to have a 100% renewable power production by 2040. This will primarily be achieved by largely expanding the intermittent power production such as wind power. However, an increased proportion of wind power also requires increased access to energy storage and balance and/or regulating power. Meanwhile, there are other Swedish high-ranking environmental and climate goals and ambitions to strive for, such as a fossil-independent transport sector in 2030, a carbon-neutral society in 2045 and to become leading in taking care of and recycle waste in a circular economy.

The combination *power-to-gas* and biogas production can in different ways contribute to reach these stated goals by enabling for a more flexible electricity system simultaneously as the available biomass, e.g. manure and bio-degradable waste, is utilized more efficiently and more renewable fuels and/or chemicals is produced from the same amount of biogas substrate. The concept is based on converting low cost renewable electricity, via electrolysis, into hydrogen (i.e. *power-to-gas*), which in turn is further reacted with carbon dioxide in raw biogas through reactions named electrofuel processes. There are both thermochemical and biological electrofuel processes for methane production. There are also biological gasfermentation for the production of liquid electrofuels (eg bio-alcohols). Among biogas producers, the interest in the various electrofuel processes is today growing as these processes have the potential to open up for more profitable biogas plants on the same time as the plants could become more product flexible and less susceptible to market fluctuations. The general view of the Swedish biogas industry is however that it is difficult, in an accessible way, to get a grip on what the techno-economic performance and degree of maturity of the processes really are. The latter concerns in particular the biological electrofuel processes. This knowledge synthesis aims to follow up on this need and includes *in-situ*, *ex-situ* biological methanation and gas fermentation, where thermochemical methanisation is used as reference. The possibilities to combine and/or to replace conventional biogas upgrading with the different electrofuel processes are also investigated and discussed. The main conclusions of this study are summarized below.

By taking advantage of low cost electricity and electrofuel processes in combination with carbon dioxide excess from biogas production, the methane production from the biogas plant can increase up to double from the same amount of substrate. On the same time, conventional biogas upgrading for biomethane production can be omitted if sufficient amount of hydrogen is available. The major challenge, however, is the cost and there is a need for continued R & D in the field for these processes to become a cost effective alternative for Swedish biogas producers.

Out of the investigated processes, **thermochemical methanation** is the most mature technology (Technology Readness Level (TRL) = 7-8). The process, based on a thermo-catalytic conversion, is effective, generating high-grade heat and can fully replace conventional biogas upgrading. The process is also fast and the reactor, placed downstream (i.e. *ex-situ*) the biogas reactor, is compact. A big challenge of the process is that the catalysts are sensitive to common biogas pollutions (such as sulphur), implying the necessity of upstream gas cleaning. Another challenge is that it operates at high temperatures (300-700°C) and high pressures (≤ 20 bars) which in turn results in relatively long start-up times from cold condition (hours). Finally, the process also has relatively low tolerance to fluctuations in the gas quality and variations in temperature which implies that upstream hydrogen storage is needed at intermittent operation.

In **biological methanation** (*in-situ and ex-situ*), carbon dioxide and hydrogen are converted into methane by micro-organisms. No catalyst is needed and the micro-organisms are self-generating. The reaction usually takes place at atmospheric pressure and low temperature (37-60°C). Thanks to the low operating temperature, the process is fast to start up from cold conditions (minutes). In contrast to thermochemical methanation, the biological processes have the advantage of being very tolerant to biogas pollutants and no or very limited upstream gas cleaning is required.

In similar to thermochemical methanation, **ex-situ biological methanation** is effective and can replace conventional biogas upgrading provided that sufficient hydrogen is available. Unlike thermochemical methanation, the process is tolerant to fluctuations in the gas composition ($H_2:CO_2$ -ratio) and can thus be operated intermittently without any upstream hydrogen storage. The reaction is however slow compared to thermochemical operation, and requires considerably more voluminous reactors (10 to 1000 times larger than for thermochemical). **Ex-situ biological methanation** is also less mature (TRL = 6-7).

At **In-situ methanation**, hydrogen is directly supplied into the digester and the methanisation reaction occurs in parallel with the biogas process. Consequently, there is no need to invest in a separate reactor for the methanisation which is also the primary advantage of the technology. However, there are limited possibilities to modify and optimize the operating conditions (T, p, stirring) against the methanisation without interfering with the biogas process. As a consequence, the conversion efficiency is significantly lower than for *ex-situ* methanation (so far, an increase of 52 to 75% methane concentration has at best been demonstrated) and the process can thus increase the methane output but not replace conventional biogas upgrading. Another disadvantage is that the process is sensitive to hydrogen inhibition which means that a hydrogen storage is needed upstream the digestion chamber at intermittent operation. The technology is less mature than both thermochemical and *ex-situ* biological methanisation process (TRL=4-5).

Biological gasfermentation increases the product flexibility of the biogas plant and has the potential to decrease the risk of investment since the process can be adapted to a product with the strongest market demand. However, the need for product upgrading increases the investment cost and can restrict the flexibility. Currently, ethanol is the commercial product from gas fermentation but research and development to longer chain fatty acid and butanediol is accelerating. These products have a larger commercial value and are more cost effective to upgrade. Commercialisation of gas fermentation has used syngas from gasification or carbon dioxide from steel industry. The carbon dioxide flows from Swedish biogas plants are however about an order of magnitude too low to become cost effective for ethanol production. TRL for gasfermentation using carbon dioxide from biogas plants would therefore be around 2-3 and hence the less mature alternative of the herein investigated electrofuel processes. Otherwise, it is a biological process and has similar benefits and disadvantages as listed above for *ex-situ* biological methanisation.

SAMMANFATTNING

Sverige har som mål att ha 100% förnybar kraftproduktion år 2040. Detta skall uppnås genom att bl.a. kraftigt bygga ut den intermittenta kraftproduktionen med t.ex. vindkraft. En ökad andel vindkraft ställer dock krav på en ökad tillgång av energilagring och balans- och/eller reglerkraft. Det finns också andra svenska högt uppsatta miljö- och klimatmål samt ambitioner såsom fossiloberoende transportsektor 2030, ett koldioxidneutralt samhälle 2045 och att Sverige skall bli ledande på att ta hand om och återanvända sitt avfall i en cirkulär ekonomi.

Kombinationen *power-to-gas* och biogasproduktion kan på olika sätt bidra till att nå samtliga ovan beskrivna mål genom att göra det framtida elsystemet flexiblere samtidigt som tillgänglig biomassa, t.ex. gödsel och biologisk nedbrytbart avfall, utnyttjas mer effektivt för ökad produktion av förnybara drivmedel och/eller kemikalier från samma mängd biogassubstrat. Konceptet bygger på att omvandla billig förnybar el, via elektrolys, till vätgas (dvs. *power-to-gas*) som tillåts reagera vidare med koldioxiden i rå biogas via s.k. elektrobränsleprocesser.

Det finns idag både termokemiska och biologiska elektrobränsleprocesser för metanproduktion. Det finns också biologisk gasfermentering för produktion av flytande elektrobränslen, t.ex. bioalkoholer. Bland biogasproducenter finns idag ett växande intresse för de olika elektrobränsleprocesserna eftersom de på sikt skulle kunna ge mer lönsamma, produktflexibla och mindre marknadskänsliga biogasanläggningar. Den allmänna uppfattningen hos den svenska biogasbranschen är dock att det är svårt att på ett lättillgängligt sätt få grepp om vad den teknoekonomiska prestandan och mognadsgraden för de olika elektrobränsleprocesserna idag är, särskilt vad gäller de biologiska. Denna kunskapssyntes syftar till att tillgodose detta behov och innefattar elektrobränsleprocesserna *in-situ* och *ex-situ* metanisering samt biologisk gasfermentering, samt med termokemisk metanisering som referensprocess. Möjligheten att kombinera elektrobränsleprocesserna med och/eller ersätta konventionell biogasuppgradering undersöks och diskuteras också. De huvudsakliga slutsatserna i studien summeras nedan.

Genom att utnyttja billig el och elektrobränsleprocesser i kombination med koldioxidöverskott från biogasproduktion kan metanproduktionen från en och samma mängd substrat öka upp till det dubbla. Samtidigt kan konventionell biogasuppgradering för biometanproduktion slopas under förutsättning att tillräcklig mängd vätgas finns tillgänglig. Den stora utmaningen för denna process är dock kostnaden och det finns behov av fortsatt FoU inom området för att elektrobränsleprocesserna skall kunna bli ett kostnadsekonomiskt alternativ för svenska biogasproducenter.

Av de undersökta elektroprocesserna är **termokemisk metanisering** den mest mogna tekniken (Technology Readiness Level, TRL=7-8). Processen bygger på termokatalytisk omvandling och är effektiv, genererar högvärdig värme och kan ersätta konventionell biogasuppgradering förutsatt tillgång på tillräcklig mängd vätgas. Processen är dessutom snabb och reaktorerna som placeras nedströms (*ex-situ*) biogasreaktorn är kompakta. En primär utmaning med processen är dock att katalysatorerna är känsliga för vanligt förekommande biogassföroreningar (t.ex. svavel), vilket gör att uppströms gasrening krävs. En annan utmaning är att processen sker vid hög temperatur (300-700°C) och tryck (vanligtvis ≤ 20 bar) vilket medför att uppstartstiden från kallt tillstånd blir relativt lång (timmar). Processen har slutligen relativt låg tolerans mot svängningar i gaskvalité ($H_2:CO_2$) och variationer i temperatur vilket medför att uppströms vätgaslager behövs vid intermittent drift.

Vid **biologisk metanisering (*in-situ* och *ex-situ*)** omvandlas koldioxid och vätgas till metan med hjälp av mikroorganismer. Ingen katalysator behövs och mikroorganismerna är självproducerande. Reaktionen sker vanligtvis vid atmosfärstryck och låg temperatur (37-60°C). Tack vare den låga drifttemperaturen är uppstartstiden från kallt tillstånd snabb (minuter). Processerna har, i motsats till termokemisk metanisering, också mycket hög tolerans mot gasföroreningar (sulfider) och ingen eller mycket begränsad uppströms gasrening krävs.

I likhet med termokemisk metanisering är ***ex-situ* biologisk metanisering** effektiv och kan ersätta konventionell biogasuppgradering. Till skillnad mot termokemisk metanisering är processen tolerant mot svängningar i gassammansättning ($H_2:CO_2$) och kan köras intermittent utan uppströms vätgaslager. Processen är däremot långsam och kräver betydligt mer voluminösa reaktorer (10-1000 ggr större än vid termokemisk). ***Ex-situ* biologisk metanisering** är mindre mogen än termokemisk metanisering (TRL=6-7).

Vid ***In-situ* metanisering** tillförs vätgasen direkt till rötningskammaren och önskvärd metanisering sker parallellt med biogasprocessen. Detta innebär att inte behöver investera i någon separat kostsam metaniseringsreaktor. Nackdelen är att det finns begränsade möjligheter till att ändra och optimera driftbetingelserna (T, p, omrörning) mot metaniseringsprocessen utan att störa rötningsprocessen. Omvandlingseffektiviteten blir därför betydligt lägre än för *ex-situ* metanisering (från 52 till 75% metanhalt har som bäst demonstrerats) och processen kan inte ersätta konventionell biogasuppgradering. En annan utmaning är att processen är känslig för vätgasinhibering vilket innebär att vätgaslager behövs uppströms rötningskammaren vid intermittent drift. Mognadsgraden är lägre än för både termokemisk och *ex-situ* biologisk metanisering (TRL=4-5).

Biologisk gasfermentering ökar flexibiliteten hos en biogasanläggning och kan minska risken av investeringen eftersom processen kan anpassas till marknadsdrivkrafter. Flexibiliteten begränsas dock av kostnaden för produktuppgraderingen där etanol t.ex kräver dyrare och en annan typ av uppgradering än vad t.ex långa fettsyror gör. I jämförelse med metanisering är det en fördel med produktion av flytande bränslen när en anläggning ligger långt från en existerande gasinfrastruktur. Idag produceras främst etanol kommersiellt, men forskning och utveckling för produktion av långa fettsyror och butanediol pågår. Dessa produkter har ett högre marknadsvärde och medför en mer kostnadseffektiv uppgradering. Teknikutvecklingen och kommersialiseringen har utgått från fermentering av syngas från förgasning och koldioxid från stålindustrin. Produktionen av koldioxid från svenska biogasanläggningar uppskattas vara ca en tiondel för låg för att en kostnadseffektiv etanolproduktion skall kunna vara möjlig. Processen bedöms därför vara den minst mogna av de undersökta alternativen (TRL=2-4). I övrigt är gasfermentering en biologisk process som innehar liknande fördelar och utmaningar som beskrivits ovan för biologisk *ex-situ* metanisering.

INNEHÅLL

1	INTRODUKTION	8
2	SYFTEN, MÅL OCH GENOMFÖRANDE	10
3	BIOGASKEDJAN OCH BIOGASPRODUKTIONEN I SVERIGE IDAG.....	12
4	POWER-TO-GAS, POWER-TO-LIQUID, ELEKTROBRÄNSLEN.....	16
5	TERMOKEMISK METANISERING	19
5.1	TEKNISKA MÖJLIGHETER OCH UTMANINGAR	19
5.2	TEKNISK MOGNADSGRAD	22
6	BIOLOGISK METANISERING	25
6.1	GENERELLA FÖRDELAR OCH UTMANINGAR MED BIOLOGISK METANISERING OCH GASFERMENTERING	25
6.2	TEKNISKA MÖJLIGHETER OCH UTMANINGAR MED IN-SITU BIOLOGISK METANISERING	29
6.3	TEKNISK MOGNADSGRAD FÖR IN-SITU OCH EX-SITU BIOLOGISK METANISERING	32
7	BIOLOGISK GASFERMENTERING.....	35
7.1	MÖJLIGHETER OCH UTMANINGAR MED KOLDIOXIDFERMENTERING	38
7.2	TEKNISK MOGNADSGRAD MED GASFERMENTERING.....	39
8	ÄR ELEKTROPROCESSER LÄMPLIGA ATT KOMBINERA MED SVENSKA BIOGASANLÄGGNINGAR?	41
8.1	SAMMANFATTNING AV FÖRDELAR OCH UTMANINGAR MED STUDIENS UNDERSÖKTA ELEKTROPROCESSER.....	42
8.2	JÄMFÖRANDE EXEMPEL FÖR OLIKA TYPFALL AV SVENSKA BIOGASANLÄGGNINGAR I KOMBINATION MED ELEKTROBRÄNSLEPROCESSER.....	42
9	SLUTSATSER	48
	REFERENSER	50

1 INTRODUCTION

I juni 2016 meddelade den svenska Energikommisionen att Sverige har som målsättning att ha en 100% förnybar kraftproduktion år 2040 (Energikommisionen 2016). Detta mål skall uppnås genom att bland annat kraftigt bygga ut den nationella intermittenta vindkraften med målet om att ha en årlig produktion om 30 TWh år 2020 [1]. Men en ökad andel vindkraft innebär i sin tur att vi också i hög grad måste expandera reglerkraft och energilagring, speciellt med tanke på att vi under samma tidsperiod skall fasa ut kärnkraften. Samtidigt finns det ett mål om att ha en fossiloberoende transportsektor år 2030 och en fullständig koldioxidneutralt samhälle år 2045 [2, 3]. Idag ligger vi långt ifrån dessa målvärden, speciellt inom transportsektorn som fortfarande är omkring 85 % beroende av fossila bränslen [4]. Fortsatta utredningar om möjligheterna till en effektivare och ökad produktion av förnybara drivmedel är därför av yttersta vikt.

Parallellt med ovan beskrivna klimat- och energimål har Sverige en ambition att bli världsledande på att minimera och nyttiggöra avfall [5]. För att nå denna ambition krävs innovation för att omvandla avfall långt ner på värdekedjan som hushållsavfall och diverse biologiska restprodukter från industri och jordbruk (gödsel, industrirestvatten mm) till värde för konsumenter i en cirkulär ekonomi. Biogasprocessen är potent ur detta perspektiv eftersom den kan omvandla en mängd olika avfall och restprodukter till rå biogas som i sin tur kan uppgraderas till biometan och användas som fordonsgas. Sverige har investerat i 282 biogasanläggningar som totalt sett producerar 1,9 TWh rå biogas (rötgas + deponigas) och den fordonsgas som används i Sverige har en mycket hög mängd biometan i förhållande till fossil naturgas (72%) [6]. En central utmaning för biogasbranschen är emellertid att göra biogas- och biometanproduktionen lönsam [7]. De primära skälen till detta är, enligt biogasproducenter, att avsättningsmöjligheterna för biogasen fluktuerar, att ekonomin är beroende av politiskt beslutade stödsystem och därmed känslig för politiska svängningar, samt att investeringskostnaden för uppgradering av biogas till biometan är alltför hög, framför allt för mindre biogasanläggningar. För att stimulera vidare tillväxt av biogasanläggningar i Sverige som kan ta tillvara på den viktiga potential som finns i avfall och restprodukter finns således också ett behov av innovation som kan förbättra biogasens lönsamhet genom att t.ex. minska investeringskostnaden för uppgradering och/eller göra biogasprocessen mer produktflexibel och därmed mindre marknadskänslig.

Ett sätt som skulle kunna bidra med både flexibilitet för elsystemet, energilagring i samhället samt öka tillgången till förnybara bränslen, är att producera vätgas från överskottsel genom elektrolys, s.k. power-to-gas (P2G). Vätgasen kan antingen användas direkt som den energibärare den är i t.ex. bränslecellsfordon, eller låtas reagera vidare med kolmonoxid och/eller koldioxid till ett s.k. elektrobränsle. Om koldioxidöverskott från t.ex. rötnings- eller förgasningsanläggningar utnyttjas i elektrobränsleprocessen erhålls signifikant högre utbyten från befintlig infrastruktur och en och samma mängd biomassa. Kombinationen mellan vätgas och koldioxid kan antingen ske på termokemisk eller biologisk väg och produkten i sig kan vara i gasform (t.ex. biometan) eller flytande form (alkoholer). P2G och produktion av elektrobränslen har således potential att bidra till att t.ex. biogasanläggningar på sikt blir mer produktflexibla och lönsamma.

De många olika nyttorna som P2G och elektrobränslen har potential att bidra med har lett till att intresset för tekniken under de senaste åren har vuxit lavinartat, inte minst i länder som Tyskland, Holland och Danmark. Det finns idag en kommersiell anläggning för P2G [8] samt omkring ett 40-tal demonstrations- eller pilotprojekt för P2G som är pågår eller planeras ute i Europa [9] varav

flera syftar till produktion av elektrobränslen. Kunskapen från dessa projekt är viktig i en svensk kontext i takt med att den svenska intermittenta kraften byggs ut och att aktörer runt om i landet nu visar ett allt större intresse och undersöker möjligheten och/eller planerar för etablering av P2G/P2L-anläggningar också i Sverige [10] [11] [12].

Denna studie tar avstamp i den allmänna uppfattningen hos svenska intressenter att det är svårt att på ett lättillgängligt sätt få ta del av den senaste forskningen och de resultat som löpande levereras från de europeiska P2G -projekten [10]. Framför allt efterlyses en detaljerad sammanställning av kunskapsläget vad beträffar förutsättningarna och begränsningarna med biologisk metanisering (*in-situ* och *ex-situ*), i syftet att öka biogasutbytet och avsättningsflexibiliteten från en befintlig röt-ningsanläggning för en bättre lönsamhet. I detta ligger också ett behov av att öka kunskapen om vilka för- och nackdelar biologisk metanisering har i relation till andra alternativa processvägar och drivmedelsprodukter. Ett sådant alternativ är användning av mer konventionell termokemisk metanisering, ett annat är att, istället för metan, producera flytande elektrobränslen genom s.k. biologisk gasfermentering.

2 SYFTEN, MÅL OCH GENOMFÖRANDE

Denna studie syftar till att sammanfatta och analysera kunskapsläget vad gäller produktion av elektrobränslen från biologiska processer, där den erforderliga vätgasen härstammar från förnybar kraftproduktion (t.ex. vindkraft) och koldioxiden från biogas. Termokemisk metanisering används som referens. Möjligheten att kombineras och/eller ersätta konventionell biogasuppggradering för biometanproduktion undersöks och diskuteras också.

Studien har genomförts som en *kunskapssyntes* uppdelad i följande tre arbetspaket (AP):

AP 1. Kunskapssyntes med litteraturstudie och omvärldsanalys

Kunskapssyntesten har innefattat *in-situ* och *ex-situ* biologisk metanisering till metan samt gasfermentering till etanol och andra flytande bränslen och kemikalier med fokus på teknoekonomisk prestanda, mognadsgrad (Technology Readiness Level, TRL), tekniska möjligheter och utmaningar. Liknande system med termokemisk metanisering har använts som referens. Med omvärldsanalys avses i detta fall insamling och statusbeskrivning av pågående P2G-pilot- och demonstrationsanläggningar med *in-situ/ex-situ* biologisk och termokemisk metanisering samt gasfermentering till olika alkoholer inkluderat. För att förenkla jämförelsen av de olika teknikerna har vi valt att sammanfatta syntesen av varje enskild teknik/process med ett antal för ämnet relevanta karakteristika (Tabell 1). Vid gasfermenteringen har datainsamlingen varit begränsad pga omognad för kombination med biogasanläggning.

Tabell 1. Karakteristika i fokus i denna studie vid jämförelse av termokemisk metanisering med *in-situ*, *ex-situ* biologisk metanisering respektive gasfermentering.

Driftbetingelser (kontinuerligt och intermittent)	- Temperatur, tryck - Tolerans mot biogasföroreningar - Tolerans mot fluktuationer i temperatur och sammansättning i reaktantgas ($H_2:CO_2$) - Uppstartstid från kallt tillstånd - Driftintervall av nominell last (angivet i %) - Behov av gaslager
Prestanda	- Effektivitet/Energiverkningsgrad, baserat på det ingående bränslets lägre energiinnehåll (<i>eng. LHV</i>), angivet i %. - Metanhalt demonstrerad i utgående produktgas - Möjlighet att ersätta konventionell gasuppggradering vid produktion av biometan - Reaktionshastighet angiven som GHSV (<i>eng. gas hourly space velocity</i>), där - $GHSV = F/V_r$, F=flödeshastighet av ingående reaktantgas (Nm^3/h), V_r=reaktorvolym (m^3), - Eller vid produktion av flytande bränsle produktiviteten i gram produkt per liter och dag
Ekonomi	- Specifik kapitalkostnad (CAPEX), SEK/kW_{CH_4} alt. annan produkt - Specifik drift- och underhållskostnad (OPEX), SEK/ $kW_{CH_4}/år$
Teknikmognad	- Angivet som TRL (Technology Readiness Level), skala 1-9 [13]

Alla beräkningar som utförts har utgått från en drift om 8000 timmar/år. Beräkningar på gaslöslighet och temperaturberoende har utgått från Henrys constant respektive van't Hoff ekvationen.

AP 2. Intervjustudie.

AP 2 har kompletterat AP1 genom att fylla kunskapsluckor i teknikernas begränsningar, skalmöjligheter, värdekedjor och mognadsgrad. Kontakt och intervjuer har genomförts med ledande företag (Electrochaea, MicrobEnergy, LanzaTech, INEOS Bio, Haldor Topsoe, m.fl.) inom respektive område och tekniker, samt med utvalda personer med för studien värdefull expertis inom området.

AP3. Inventering av för- och nackdelar med respektive systemlösning med avseende på teknik, ekonomi och klimat med utgångspunkt från svenska biogasanläggningar.

De svenska biogasanläggningarna illustreras i studien av ett antal utvalda typfall som på olika sätt är representativa för svenska biogasanläggningar vad gäller anläggningstyp/produktionskapacitet, infrastruktur (biogasuppggradering) och geografisk placering i relation till elområde, marknad, m.m.

Resultaten från AP 1-3 beskrivs i denna rapport fr.o.m kapitel 5. Eftersom studien syftar till att undersöka möjligheterna med att kombinera biogasproduktion med förnybar vätgas med fokus på de förutsättningar som råder i Sverige, inleds kunskapssyntesen med en översiktlig bakgrundsbeskrivning av biogaskedjan, av hur Sveriges biogasproduktion ser ut idag samt av power-to-gas/power-to-liquid och olika elektrolysteknologier (kapitel 3-4).

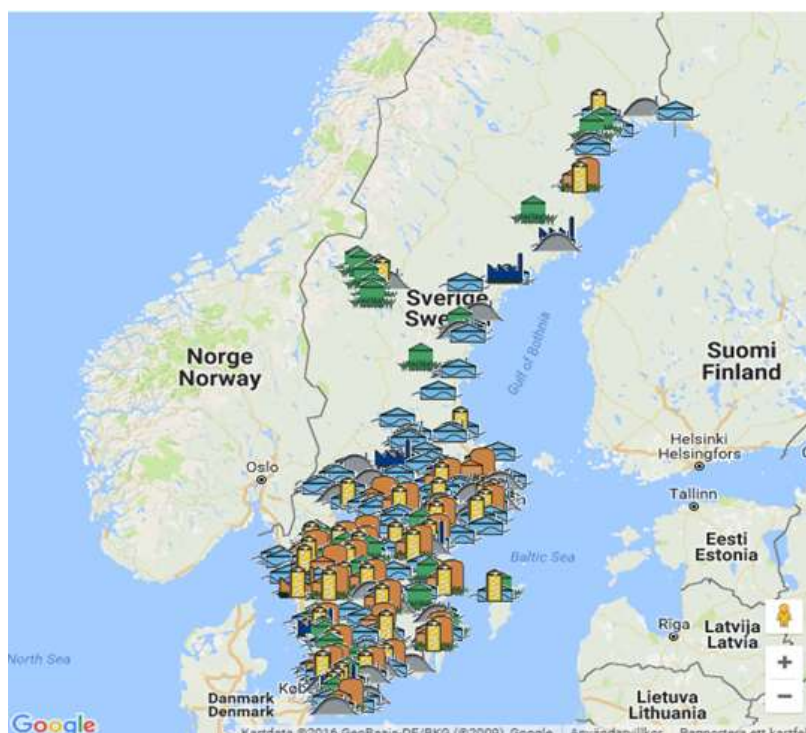
3 BIOGASKEDJAN OCH BIOGASPRODUKTIONEN I SVERIGE IDAG

Biogas bildas när organiskt material bryts ner av mikroorganismer utan tillgång till syre (anearoba förhållanden), och produceras dels i biogasanläggningar (rötgas) samt avloppsreningsverk, dels i deponier (deponigas). Rötgasen är den biogas som uteslutande är i fokus i denna studie. Biogasens exakta gassammansättning beror på vilka driftbetingelser som råder i rötammaren och vilket eller vilka substrat som brutits ned, men består oftast av metan (50-60%) och resten koldioxid. Förutom de huvudsakliga komponenterna finns vanligtvis även partiklar och olika föroreningar närvarande i gasen såsom svavel, ammoniak, klor, m.fl. I biogas från reningsverk kan spår av siloxaner också förekomma (Tabell 2).

Tabell 2. Typiska egenskaper för (rå) rötgas [14], [15]

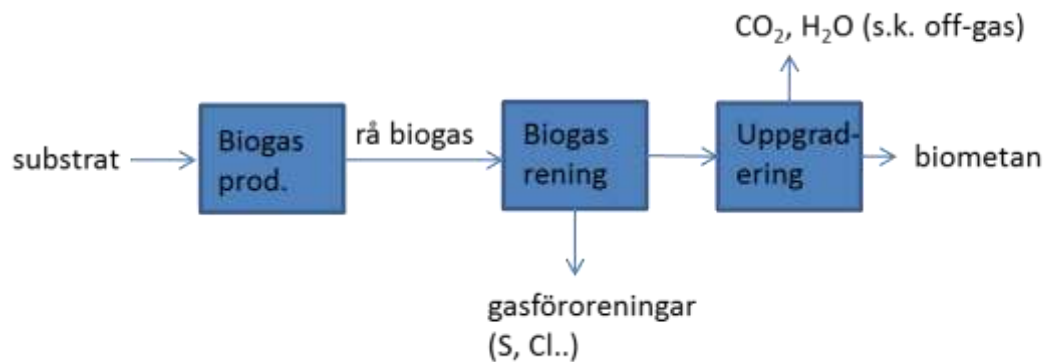
metan	koldioxid	kväve	syre	vätgas	vätesulfid	ammoniak	klor	Siloxaner	energivärde
50-60 vol%	40-50 vol%	≤ 1 vol%	≤1 vol%	spår	≤4000 ppm(v)	≤5000 ppm(v)	≤5 ppm(v)	0-5 mg/m ³	6-7 kWh/Nm ³

I Sverige finns idag 282 biogasanläggningar som totalt sett producerar 1,9 TWh rå biogas (rötgas + deponigas) [16], varav avloppsreningsverken och samrötningsanläggningarna står för ca 80 % av produktionen. Avloppsreningsverken är den typ av biogasanläggningar som med råge är störst till antalet, följt av i fallande ordning deponier, gårdsanläggningar och samrötningsanläggningar. Majoriteten av biogasanläggningarna ligger i södra Sverige där också den största delen av biogasproduktionen sker (Figur 1) [16].



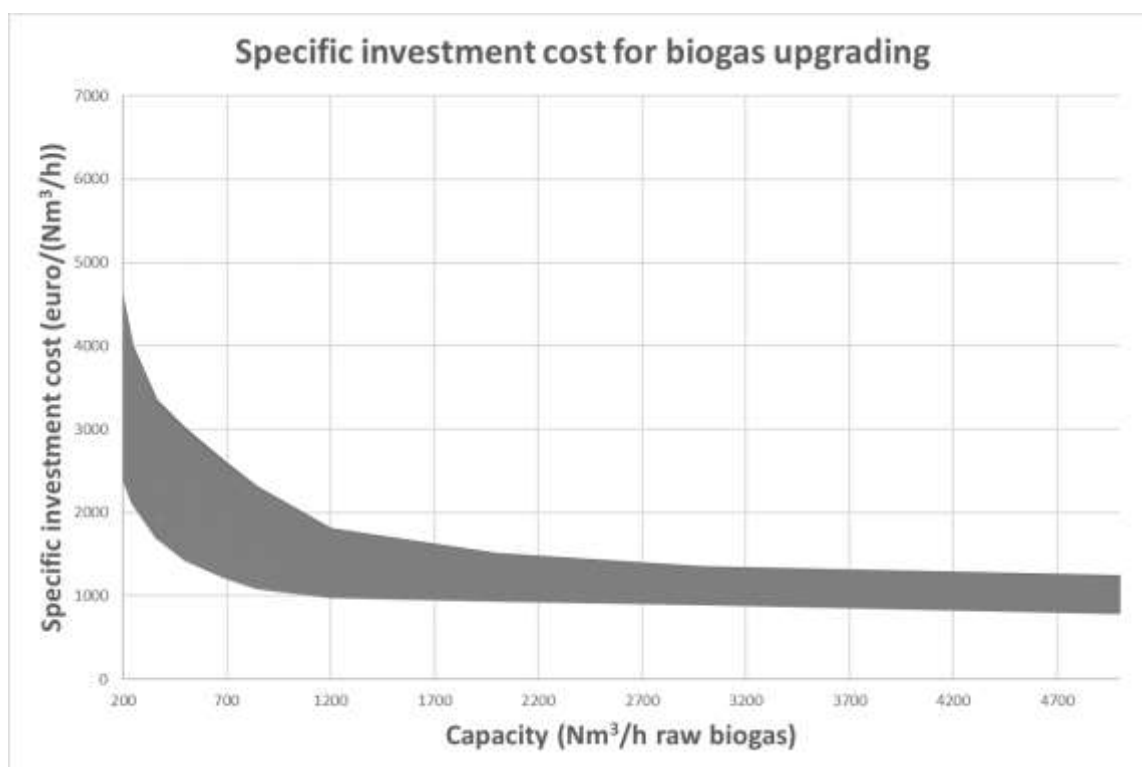
Figur 1. Skärmdump från www.biogasportalen.se [16], daterad 2016-12-15, som visar Sveriges biogasanläggningar geografiska placeringar. Symbolerna anger vilken typ av biogasanläggning som finns vid aktuell lokalisering (samrötning, avloppsreningsverk, gårdsanläggningar, m.fl), med/eller utan tillhörande uppgraderingsanläggning.

Beroende på vad gasen skall användas till kan den behöva renas i olika grad. I Sverige vill man i de flesta fall kunna ersätta fossil naturgas med biogas som fordonsbränsle, vilket kräver att man renar biogasen från de olika gasföroreningarna med hjälp av aktivt kol och/eller faseparation samt ökar energiinnehållet genom att avlägsna koldioxid och vatten via uppgradering (Figur 2). Slutprodukten biometan injiceras sedan antingen i ett befintligt gasnät eller komprimeras och transporteras via flak till tankstationer och/eller närliggande industrier.



Figur 2. Biogaskedjan med konventionell biogasuppgradering. Graden av erforderlig biogasrening uppströms uppgraderingen varierar beroende av den råa biogasens sammansättning och renhet, samt vilken typ av uppgradering som används (Tabell 2).

Drygt två tredjedelar av den producerade biogasen uppgraderas idag i totalt 61 uppgraderingsanläggningar till naturgaskvalité, s.k. biometan, för användning som fordonsgas (≥ 97 vol% metan, $\geq 9,8$ kWh/Nm³ [17]). Biogasens nästa största användningsområde är värmeproduktion (ca 20 %). Av den andel biogas som uppgraderas injiceras ca 60 % på stamnätet i sydvästra Sverige eller på Stockholms gasnät. Det finns flera olika tekniker för uppgradering, varav vattenskrubber, pressure swing absorption (PSA), membran och kemisk absorption är de vanligaste. Konventionell gasuppgradering är generellt en dyr investering, speciellt för mindre biogasanläggningar, då den specifika investeringskostnaden (CAPEX) ökar när produktionsskalan går ner (Figur 3).



Figur 3. Specifik investeringskostnad som funktion av kapacitet rå biogas från rötningsanläggningar. Bilden är tagen från Høyer m.fl. [18] och publiceras med tillåtelse av Energiforsk. Den ekonomiska informationen gäller för fallet med en rågas som innehåller 60 % metan, 200 ppm svavelväte, är mättad på vatten vid 40 °C, har max 0,1 % syre och 0,4 % kväve på volymbasis, innehåller mindre än 100 ppm ammoniak, inga siloxaner och håller ett tryck på 20 mbar(g). Produktgasen som genereras håller minst 97 % metanhalt, har mindre än 20 mg/Nm³ svavel innan odorisering, en daggpunkt på -10°C vid 200 bar(g) och har ett tryck över 4 bar(g). Att notera är att 1000 Nm³/h rågas motsvarar ca 6 MW_{metan}.

Det kan från Figur 3 konstateras att den specifika investeringskostnaden för ett och samma rågasflöde varierar över ett stort spann. Enligt Høyer m.fl. [18] härrör denna spridning från olika leverantörsuppgifter och inte till några större skillnader i investeringskostnad eller energiåtgång (ca 0,2-0,3 kWh el/ Nm³ rå biogas) mellan de olika uppgraderingsteknikerna. Uppgraderingsteknikerna har däremot varierade förmågor att avskilja olika gasföroreningar och kan därför behöva kombineras i olika hög grad av för- och efterbehandlingar för att uppnå naturgaskvalité (Tabell 4). Det sistnämnda påverkar systemets komplexitet och, inte minst, kostnaden. Uppgraderingsteknikerna har också olika förmågor att producera rena koldioxidströmmar. Som framgår av Tabell 3 är aminoskrubber och PSA att föredra framför vattenskrubber då man önskar en ren koldioxidström för utnyttjande i t.ex. växthus, kylning, livsmedelsindustri och, vilket är fokus i denna rapport, för vidare reaktion med förnybar vätgas för produktion av elektrobränslen (för definition, se kapitel 4) i form av metan och/eller olika alkoholer.

Tabell 3. Möjligheter att avskilja olika gasföroreningar förekommande i en typisk svensk rå biogas med de tre vanligaste gasuppgraderingsteknikerna, eller i det fall extern rening krävs för att uppnå fordonsgaskvalité.

	Vattenskrubber	Aminskrubber	Membran	PSA
Metanhalt i produktgas (vol%)	96-98	96-99	95-98	96-98
H₂S -avskiljning	ja	nej, extern krävs	nej, extern krävs	nej, extern krävs
H₂O -avskiljning	nej, extern krävs	ja	ja	nej, extern krävs
N₂, O₂, H₂ -avskiljning	nej, extern krävs	nej, extern krävs	O ₂ – ja N ₂ , H ₂ – nej, extern krävs	N ₂ , O ₂ – ja H ₂ – nej, extern krävs
Kvalité hos avskild CO₂	Ej ren koldioxid, utblandad med stripperluft	Ja, ren koldioxid	Ja, ren koldioxid	ja, ren koldioxid

4 POWER-TO-GAS, POWER-TO-LIQUID, ELEKTROBRÄNSLEN

Power-to-gas (P2G) innebär att elektricitet, via elektrolys, används för att sönderdela vatten till sina beståndsdelar vätgas och syrgas enligt reaktionsformeln:

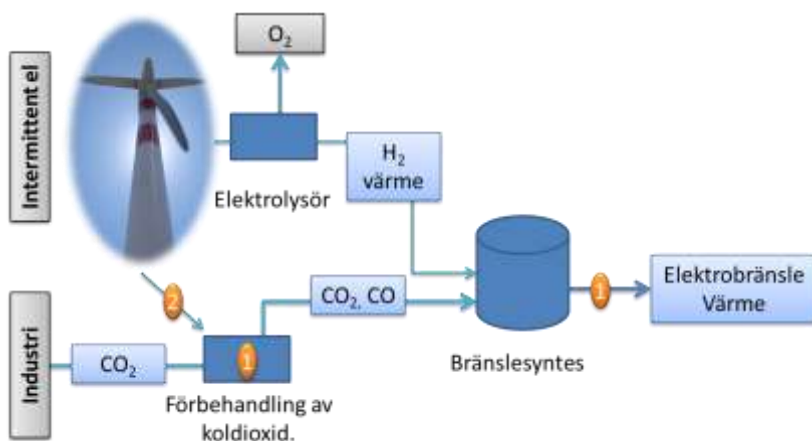


Som nämns i kapitel 1 kan antingen vätgasen användas direkt som det bränsle eller råvara den är, eller låtas reagera vidare med koldioxid och/eller kolmonoxid till ett s.k. elektrobränsle. Då slutprodukten är i gasform går tekniken vanligen under benämningen P2G. Om däremot slutprodukten är i vätskefas (t.ex. olika alkoholer) används istället begreppet Power-to-liquid (P2L).

Det finns många argument som talar för vätgasomvandling till gas- och/eller flytande elektrobränslen, såsom att:

1. Det finns för elektrobränslen redan idag en befintlig infrastruktur för distribution i form av existerande gasnät, flak och/eller tankbilar.
2. De flesta elektrobränslen är kompatibla med dagens förbränningsmotorer och kan på så sätt, delvis (via låginblandning) eller till fullo, ersätta fossila drivmedel.
3. Produktionen av elektrobränslen bidrar till högre utbyten från befintlig infrastruktur och en och samma mängd biomassa om koldioxidöverskott från t.ex. rötnings- eller förgasningsanläggningar utnyttjas.
4. Produktion av elektrobränslen möjliggör återanvändningen av koldioxid i en cirkulär ekonomi.

Tekniken för eventuell koldioxidbehandling samt teknik och antal erforderliga steg för gasuppgradering och bränslesyntes beror på vilken koldioxidkälla som används och vilken slutprodukten är. En schematisk förenklad bild av P2G/P2L återfinns i Figur 4.



Figur 4. Schematisk illustration av P2G/P2L och produktion av elektrobränslen. (1) Beroende på vilken typ av bränslesyntes (termokemisk/biologisk) som utnyttjas och vad elektrobränslet skall användas till krävs olika grad av rening/uppgadering uppströms och/eller nedströms bränslesyntesreaktorn. (2) Koldioxid kan med hjälp av SOEC-elektrolys sönderdelas till kolmonoxid (Tabell 4).

En central komponent i ett P2G/P2L-system är elektrolysören. Det finns idag i princip tre olika typer av elektrolysörer. Teknikerna benämns vanligtvis med sina engelska förkortningar som i sin tur relaterar till vilken typ av elektrolytmaterial som används: AEC (Alkaline Electrolysis Cell), PEM (Polymer Electrolyte Cell) samt SOEC (Solid Oxide Electrolyte Cell). De huvudsakliga egenskaperna för respektive teknik finns sammanfattade i Tabell 4. Som framgår skiljer sig teknikerna åt både vad beträffar driftvillkor, effektivitet, flexibilitet, mognad och kostnad, och lämpar sig således olika väl för olika system och projekt. Utifrån syften och mål med denna rapport, samt med dagens förutsättningar, är det särskilt viktigt att känna till följande:

- Elektrolysören är vanligen den mest kostsamma komponenten i ett P2G/P2L-system, med en investeringskostnad på 10 000-20 000 SEK/kW_{el}. Priset är dock på väg ner i takt med att allt fler P2G/P2L-anläggningar installeras och efterfrågan på elektrolysörer ökar. Till år 2030 uppskattas priset sjunka till omkring 7000-8000 SEK/kW_{el} [19].
- AEC är den mest mogna, billigaste och följaktligen mest använda elektrolyserteknik i P2G/P2L-system. Det är också den teknik som erbjuder längst livslängd. En primär nackdel med tekniken är den korrosiva elektrolyten (20-30 vol% KOH) som leder till höga underhållskostnader.
- PEM är den mest dynamiska elektrolysertekniken (kortast uppstartstid, störst reglerintervall). Den har ingen korrosiv elektrolyt och den möjliggör också produktion av vätgas med en högre renhetsgrad än vad AEC gör. Livlängden är dock kortare och kostnaden högre än för AEC.
- SOEC är den mest effektiva men också minst mogna tekniken. Den höga drifttemperaturen kräver, åtminstone vid uppstart och dellast, tillgång till högvärdig värme och lämpar sig därför väl att integreras med andra högtemperaturprocesser, t.ex. termokemisk metanisering. SOECs huvudsakliga nackdelar är den långa uppstartstiden och att den är betydligt mindre termomekaniskt stabil än både AEC och PEM vilket gör att tekniken inte lämpar sig för fluktuerande och intermittent drift.

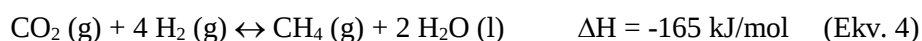
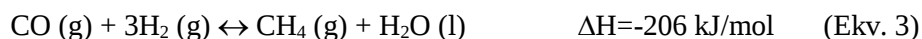
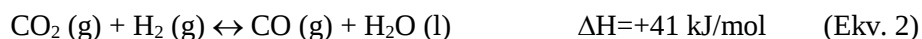
Tabell 4. Sammanfattning av olika elektrolysteknikers tekniska prestanda och kostnad [19], [20], [21].

	AEC	PEM	SOEC
Drifttemperatur	60-90	50-80	600-1000
Verkningsgrad (från el till vätgas, baserat på vätgasens lägre värmevärde)	60-80	60-80	90-95
Uppstartstid från kallt tillstånd	Minuter till timmar	Sekunder till minuter	timmar
Dynamik given som möjligt driftfönster av designad kapacitet (%)	20-100	5-100	Låg flexibilitet
Produkter	H ₂ , O ₂	H ₂ , O ₂	H ₂ , O ₂ (vattenelektrolys) CO, syngas (vatten och koldioxidelektrolys)
Mognadsgrad	kommersiell	kommersiell	semikommersiell
Livslängd (timmar)	100 000	10 000-80 000	Data saknas
CAPEX (SEK/kW_e)	≤ 10 000	≥ 20 000	Data saknas
OPEX (SEK/kW_e/år)	100-200	1000-5000	Data saknas

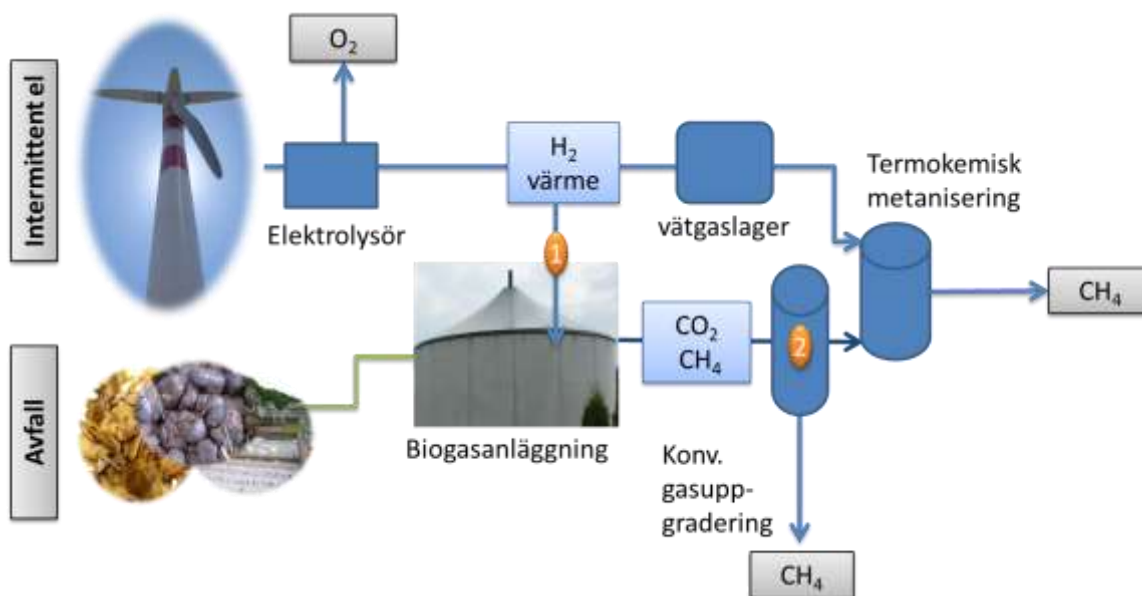
Förutom de komponenter/reaktorer som illustreras i Figur 4 är eventuella behov av gaslagring en kritisk parameter att beakta vid design av ett P2G/P2L-system. Detta härstammar från det faktum att elektrolysören vanligtvis kan köras betydligt mer dynamiskt än nedströms bränslesynteser. Generellt gäller att ju mindre dynamisk bränslesyntesprocess, desto större mellanlager för gas krävs. Det är eftersträvänsvärt att finna bränslesyntesprocesser som tillåter så litet gaslager som möjligt eller att det fullt ut kan elimineras då gaslagring många gånger, efter elektrolysören, är den näst dyraste komponenten i det intermittenta P2G-systemet [20]. I den mindre skalan lagras vätgas idag minst kostsamt (360 SEK/Nm³ eller 120 SEK/kWh H₂) i trycksatt form (300-700 bar) [22]. Ett alternativ i denna skala som också förekommer i ett antal P2G-system är vätgaslagring i metallhydrider, men detta är betydligt kostsammare [20]. Som referens kan nämnas att lagring av biogas/biometan i samma storleksordning kostar omkring 400 SEK/Nm³ eller 40 SEK/kWh [23].

5 TERMOKEMISK METANISERING

Termokemisk metanisering kallas även för Sabatier-reaktionen och är en jämviktsreaktion där vätgas och koldioxid reagerar vid förhöjd temperatur och bildar metan. Reaktionen sker i två steg, varav steg 1 kräver aktiveringsenergi (dvs. endoterm reaktion), och steg 2 genererar mycket värme (dvs. starkt exoterm reaktion) (Ekv. 2-4).



Termokemisk metanisering gynnas av låga temperaturer och höga tryck, men sker i praktiken vanligtvis vid närvaro av en nickel- eller ruteniumbaserad katalyst vid 300-700°C, från nära atmosfärstryck upp till 20 bar. Reaktionens totala energiverkningsgrad ligger på 70-85 % (LHV), där återstående (15-30 %) avges som högvärdig värme (ånga vid $T \geq 300^\circ\text{C}$). Reaktionen är snabb och reaktorerne förhållandevis kompakta (gas hourly space velocity, GHSV ~ 2000-5000 h^{-1}) [20]. En schematisk illustration om hur termokemisk metanisering kan kombineras med en rötningsanläggning återfinns i Figur 5.

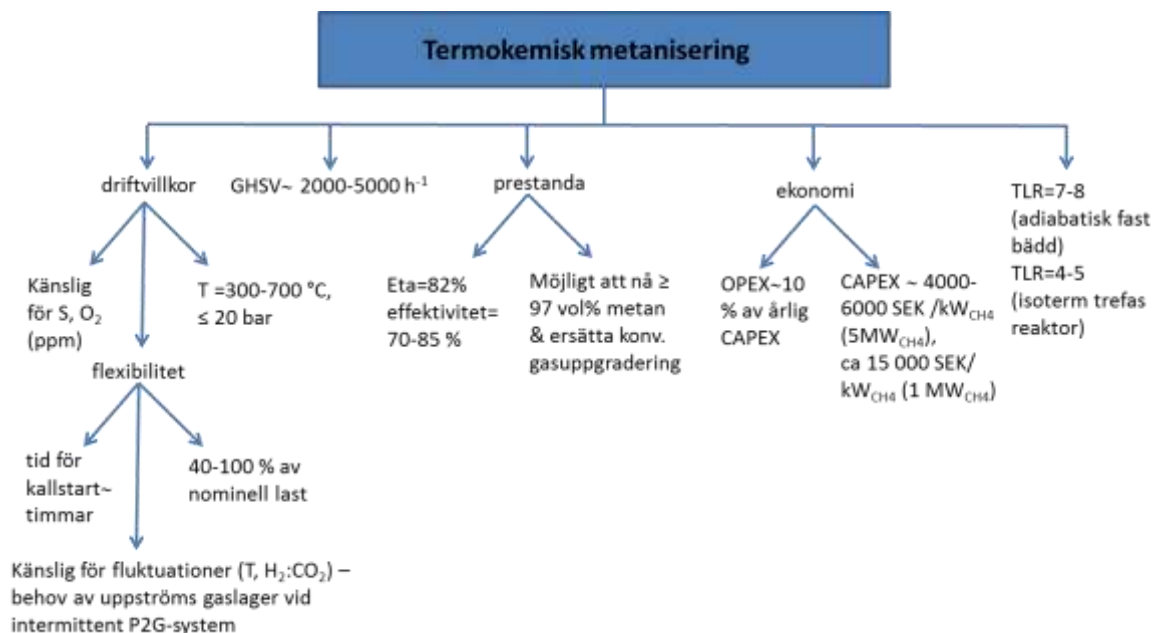


Figur 5. Schematisk illustration av termokemisk metanisering i anslutning till en rötningsprocess. (1) Värme från elektrolysören kan användas i rötningsprocessen. (2) I den termokemiska metaniseringsreaktorn kan antingen ren koldioxid från konventionell biogasuppgradering eller koldioxiden i biogas (obs! renad från svavel och andra ev. katalysatorgifter) låtas reagera med vätgas till metan. I det senare fallet ersätter den termokemiska reaktorn den konventionella biogasuppgraderingen.

5.1 TEKNISKA MÖJLIGHETER OCH UTMANINGAR

Termokemisk metanisering är ansedd som en mogen etablerad teknik för storskalig industri. För den mindre skalan och i kombination med syngas från biomassa och/eller P2G-anläggningar är däremot bara några enstaka pilot-/demonstrationsanläggningar i drift och/eller under uppbyggnad. En

annan viktig aspekt är att processen enbart kan anses som väl beprövad för steady-state drift. För flexibel drift (snabba lastväxlingar, snabba uppstarter, fluktuationer i driftvillkor) är tekniken fortfarande under utveckling i form av nya reaktorkoncept (t.ex. isoterma trefas-tekniken) och valideringsförsök pågår [20]. En sammanställning av teknikens karakteristika i MW_{th} -skala återfinns i Figur 6, följt av en mer djupgående beskrivning av de kritiska parametrarna.



Figur 6. Sammanfattning av karakteristika för termokemisk metanisering i MW_{th} -skala. Given data gäller om så inte är angivet för den mer mogna adiabatiska och/eller isoterma fastabäddstekniken. CAPEX är angiven för en 5 MW_{CH4} -anläggning. Eta= termodynamisk verkningsgrad. Angiven effektivitet avser energiverkningsgrad (LHV) för metaniseringen exklusive uppströms elektrolys.

Eftersom termokemisk metanisering är starkt exoterm (Ekv. 4) är temperaturkontrollen en kritisk faktor för metanbildningen, men också för att undvika överhettning med sintring och krackning av katalysator som följd. Det finns olika strategier och reaktordesigner för att erhålla denna nödvändiga temperaturkontroll, varav de vanligaste är ett flertal adiabatiska fasta bäddar med mellanliggande kylning, isoterma reaktorer med integrerade värmeväxlare samt kombinationer av dessa två. Ett ytterligare exempel på kylningsstrategi som utnyttjas i vissa isoterma reaktorer är recirkulation av produktgasen. Beroende på flödesstorleken benämns de katalytiska reaktorerna som fasta, bubblande eller cirkulerande bäddar. Nämnade reaktorkoncept är ansedda som mogna teknologier utvecklade i huvudsak för storskaliga industrier, såsom kemi- och oljeindustrin, samt steady-state drift. I och med utvecklingen och utbyggnaden av P2G/P2L-system så har utvecklingen för nya reaktorkoncept för termokemisk metanisering tagit fart. Dessa kan, till skillnad mot t.ex. adiabatiska fasta bäddar, optimeras mot betydligt mindre anläggningsstorlekar och intermittent och/eller dynamisk drift. Exempel på de senare som uppvisat lovande resultat för dynamisk drift är isoterma trefas-reaktorer, där katalysatorn är suspenderad i en värmeöverförande olja, och olika former av strukturerade bäddar (t.ex. monoliter). Så vitt vi känner till finns ännu inte de två sistnämnda metaniseringsreaktorerna implementerade i någon större P2G/P2L-anläggning (stycke 5.3). För en mer detaljerad beskrivning om de olika reaktorkoncepten för termokemisk metanisering och dess för- och nackdelar, se t.ex. Götz m.fl. [20].

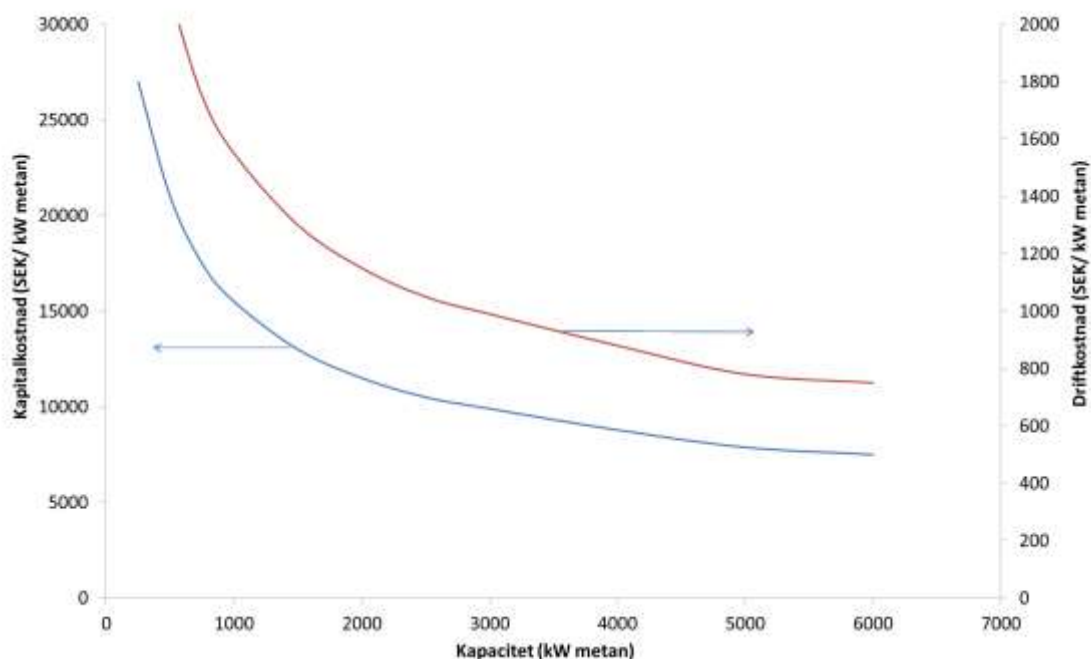
En annan essentiell parameter att styra och kontrollera i en termokemisk reaktor är $H_2:CO_2$ -förhållandet i ingående reaktantgas. För att erhålla optimalt utbyte metan bör $H_2:CO_2$ -förhållandet ligga

kring 4 (Ekv. 4) hos ingående reaktantgas och också vara relativt konstant över tid. Ett fluktuerande $H_2:CO_2$ -förhållande till följd av t.ex. en varierande metanhalt hos den råa biogasen från rötningsanläggningen medför att även reaktortemperaturen blir fluktuerande i nedströms termokemisk reaktor. Detta i sin tur påverkar funktionen hos ingående systemkomponenter och därmed vilken omvandlingseffektivitet och gaskvalité som i slutändan uppnås. För att undvika systemavvikelse/nedstängningar vid en kombination av biogas och intermittent vätgasproduktion krävs därför, åtminstone vid utnyttjande av dagens mogna termokemiska reaktorer, att den termokemiska reaktorn tillåter stand-by drift (*kräver vätgasatmosfär!*) och/eller att matchning mellan substrattillförsel till biogasanläggningen och energiflöde till den termiska processen görs, och/eller att mellanlager för biogas/vätgas installeras [20, 24].

Den högvärdiga värmen som avges vid termokemisk metanisering kan med fördel användas dels i uppströms- och ev. nedströms reningssteg och hjälpsystem, dels ge ett ekonomiskt tillskott om den levereras externt som ånga/fjärrvärme. Den kan också utnyttjas för uppvärmning och kombineras med högeffektiv högttemperaturelektrolys (Solid Oxide Electrolysis Cells, SOEC). Exempel på företag som utvecklar termokemisk metanisering i kombination med SOEC ges i stycke 4.3.

En nackdel med termokemisk metanisering är att katalysatorerna som används för processen är känsliga för många av de föroreningar som är vanligt förekommande i den råa biogasen, vilket ställer krav på att gasen renas uppströms (Tabell 2). Då nickelkatalysatorer används, som är de vanligaste för den aktuella processen, är svavel en av de mest kritiska föroreningarna. Deaktivering av nickel detekteras redan vid så låga halter som 0.01 ppm(v), svavel vid 250-600°C [25]. Syre är en annan förorening som deaktiverar nickel och dess syretolerans är till och med lägre än vad gasinjektionsstandarden på transmissionsnätet anger ($< 0,5 \text{ vol\% } O_2$). Syre reagerar dessutom med vätgas som finns i reaktantgasen, vilket leder till förhöjd temperatur med risk för överhettning (*s.k. hot spots*) och katalysatordeaktivering, i värsta fall också explosion, som följd. Siloxaner är ett tredje exempel på förorening som biogasen bör renas ifrån uppströms metaniseringsreaktorn då den är kapabel att bilda gummiliknande polymerer på katalysatorns ytskikt som leder till prestandabortfall [14]. Den råa biogasens huvudkomponent, metan, har i sig själv ingen deaktiverande verkan på katalystorn i metaniseringsreaktorn. Däremot finns en ökad risk för kolbildning på katalysatorytan med prestandaminskning som följd, till skillnad från om metan inte finns närvarande i reaktantgasen. Utifrån denna aspekt är termokemisk metanisering med vätgas och avskild koldioxid att föredra framför att direkt mata in (renad) biogas med koldioxidöverskott och vätgas i reaktorn [14].

En annan nackdel med termokemisk metanisering är att katalysatorn som används är dyr. Enligt DNV KEMA kostar en konventionell nickelbaserad metaniseringskatalysator omkring 2500 SEK/kg (2013). Små metaniseringsanläggningar är dessutom dyrare än stora (Figur 7) [19] [24]. Detta är relaterat till att småskaliga termokemiska metaniseringsanläggningar än så länge måste skräddarsys för varje enskilt system. Så snart marknaden för de småskaliga anläggningarna mognat förväntas priset dock sjunka. År 2014 rapporterade Outotech GmbH en kostnad på 4000 SEK/ kW_{CH_4} för en 5 MW_{CH_4} och 20 bar-anläggning [20]. Brynolf m.fl. rapporterar i en nyligen genomförd litteratursammanställning om ett kostnadsspann på 1000-9000 SEK/ kW_{CH_4} med ett medianvärde på 6000 SEK/ kW_{CH_4} för en 5 MW_{CH_4} -anläggning [19]. Drifts- och underhållskostnaden för metaniseringen uppskattas till att ligga omkring 10 % av årlig CAPEX inklusive katalysatorbyte.



Figur 7. Kapital- och driftskostnad för termokemisk metanisering. Drifts- och underhållskostnaden för metaniseringsprocessen (elektrolysisprocessen ej inkluderad) uppskattas till omkring 10 % av den årliga kapitalkostnaden, inklusive katalysatorbyte. Bilden är omarbetad från data från Grond, m.fl. [24].

5.2 TEKNISK MOGNADSGRAD

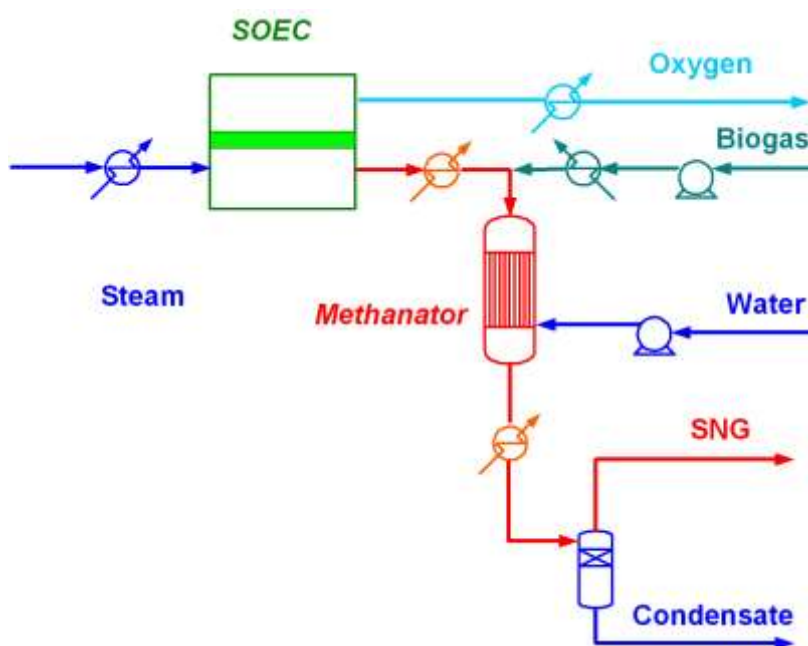
Termokemisk metanisering är en väl beprövad teknik och används storskaligt för syntesgas från kol för produktion av SNG (Substitute Natural Gas). Under de senaste åren har tekniken också utvecklats för biomassa i flera demonstrationsprojekt för biometanproduktion, exempelvis förgasningsanläggningarna för produktion av biometan i Güssing/Österrike [26] och i Göteborg Energis GoBi-Gas-anläggning [27]. Några företag har också integrerat tekniken med elektrolysörer inom ramen för ett antal P2G-demo/pilot-projekt (Tabell 5), också i kombination med biogasanläggningar, varav de sistnämnda är av särskilt intresse för denna studie och därför beskrivs detaljerat i detta kapitel.

Tyska ETOGAS har tillsammans med ZSW (Zentrum f. Solare Wasserstoffherzeugung) utvecklat småskaliga skalbara metaniseringsreaktorer och erbjuder idag dessa både integrerade med lågtemperatur elektrolysörer (AEC) och som separata system. Tekniken utgörs av isoterma fasta katalysatorbäddar med mellanliggande kylning och designkapaciteten för den enskilda modulen ligger på 1,2 MW_e (in) eller 250 Nm³/h vätgas och 62 Nm³/h koldioxid eller rå (renad) biogas med motsvarande koldioxidinnehåll. Tekniken demonstreras sedan 2013 i bl.a. Audis P2G-projekt i Wertle. Koldioxiden härstammar i detta fall från en närliggande uppgraderingsanläggning för biogas. Restvärmen från den exoterma metaniseringsprocessen samt från elektrolysen (av typ AEC) används dels för att regenerera den närliggande biogasanläggningens uppgraderingsanläggning (aminskrubber), dels för att hygiensiera biogasanläggningens substrat. Metaniseringsprocessen körs kontinuerligt, och ett vätgaslager finns installerat uppströms metaniseringsreaktorn. Audi marknadsför produktgasen som e-metan och betraktar anläggningen som ett startskott för etablering av betydligt större anläggningar om 20 MW_e (in) [28]. ETOGAS metaniseringsteknik används även i en FoU P2G-anläggning i Stuttgart, där man demonstrerar tekniken med olika koldioxidkällor (bl.a. från

luft), samt i en 25 kW_{el} (input)-P2G-anläggning i Bad Hersfeldt, där ej uppgraderad (men svavelrenad) biogas används som koldioxidkälla. I samtliga fall där ETOGAS metaniseringsteknik utnyttjas uppgraderar man till minst 96 % metanhalt och demonstrerar därmed möjligheten att kunna ersätta konventionell biogasuppgradering fullt ut med termokemisk metanisering.

Det tyska företaget SUNFIRE utvecklar sedan 2014 kompletta P2G-system för metanproduktion via termisk metanisering. Deras ursprungliga system baserar sig på AEC-tekniken som integrerats med en egenutvecklad metaniseringsteknik bestående av en adiabatisk reaktorbädd åtföljt av en isoterm reaktorbädd. Sedan 2016 utvecklar SUNFIRE även system integrerade med högtemperatur elektrolys teknik (SOEC) i samarbete med akademi och företag inom ramen för EU-projektet "HELMETH" [29].

En annan organisation som utvecklar och levererar metaniseringsteknik för mindre skala är det danska företaget Haldor Topsoe. Deras s.k. TREMP-process (Topsoe Recycle Methanisation Process) baserar sig på adiabatisk fast bädd-teknik med mellanliggande kylning och är den teknik som används inom GoBiGas-projektet. Liksom SUNFIRE utvecklar Haldor Topsoe sin metaniseringsteknologi i kombination med egen SOEC-teknik (Figur 8), vilken nu demonstreras vid Århus universitets forskningscenter Foulum i ett pågående EUDP-finansierat projekt vid namn "El-uppgraderad gas".



Figur 8. Processchema för Haldor Topsoes demonstrationsanläggning "El-uppgraderad gas". Illustrationen är framtagen av och publiceras med tillåtelse av John Bogild-Hansen, Haldor Topsoe. Notera är att biogasen renas från svavelföreningar, syre och andra ev. katalysatorgifter uppströms metaniseringen (ej inritat i figur).

Målet med "El-uppgraderad gas"-projektet är att demonstrera systemets funktionsduglighet samt etablera ett designunderlag för etablering av en framtida fullskaleanläggning. Projektet initierades i juni 2013 och pågår t o m sommaren 2017. Installerad elektrolyskapacitet ligger i detta fall på 50 kW_e, vilket är tillräckligt för att producera 10 Nm³/h biometan. Demonstrationsanläggningen är världens första i sitt slag, med den största SOEC-anläggningen i drift. Förutom Haldor Topsoe och Århus universitet deltar bl.a. HMN, NaturEnergy och Dansk Gasteknisk Center i projektet. Hittills har man visat på teknikens möjligheter att uppnå en konverteringsgrad på 79-80% räknat från el

och koldioxid till biometan av naturgaskvalité (efter avdrag för förvärmning, pumpkraft och kompression). Denna höga energikonverteringsgrad är möjlig pga. den höga drifttemperaturen (700-800°C). Härnäst skall systemets mekaniska robusthet och flexibilitet undersökas mer i detalj. Resultaten kommer ligga till grund för dimensionering av mellanlager av vätgas och biogas. Preliminära resultat visar att uppstartstiden från kallt tillstånd ligger på omkring 10-11 timmar, men då systemet väl är vid drifttemperaturen tillåts snabbare lastväxlingar. Haldor Topsoe uppger att TRL-nivån för den kombinerade SOEC-TREMP-tekniken ligger på 7-8 [30].

Tabell 5. Exempel på anläggningar som inkluderar termokemisk metanisering i mindre skala (upp till några MW_{biometan}). I denna rapport anges installerad effekt i kW_e, vilket relaterar till elektrolysörens effekt (input), samt motsvarande produktionskapacitet av metan i Nm³/h för P2G-anläggningarna angiven i parentes. För förgasningsanläggningarna GoBiGas och Güssing anges endast produktionskapaciteten av metan i Nm³/h.

Projekt/ort (Land)	Installerad effekt (kW _e) (produktions- kapacitet Biometan, Nm ³ h ⁻¹)	Leverantör av metanisering- teknik	Projekt- start	Typ av anläggning, status	Länk/referens
GoBiGas/ Göteborg (Sverige)	2200	Haldor Topsoe (adiabatisk fast bädd)	2013	demo	http://gobigas.goteborgenergi.se/
Bio-SNG/ Güssing (Österrike)	110	Paul Scherrer institutet (iso- term fluidise- rande bädd)	2008	demo	http://www.transportresearch.info/project/demonstration-production-and-utilisation-synthetic-natural-gas-sng-solid-biofuels
Audi e-gas/ Wertle (Tyskland)	6000 (300)	ETOGAS (isoterm fast bädd)	2011	pilot	http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/co2rrect/
ZSW- Forschungs- plattform Power-to- Gas/Stuttgart (Tyskland)	250 (12,5)	ETOGAS (isoterm fast bädd)	2012	FoU	http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/zsw/
El-uppgraderad biogas/Foulum (Danmark)	50 (10)	Haldor Topsoe (adiabatisk fast-bädd integrerad med SOEC)	2013	Demo, TRL=7-8	Hansen 2016, ref. [30]
Extyron Zero- EmissionWohn- park, (Tyskland)	62,5 (2,5)	okänd	2016	under planering	http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/extyron-zero-emission-wohnpark/

6 BIOLOGISK METANISERING

Biologisk metanisering är en biologisk process där mikroorganismer, s.k. metanogener (av domän *Archaea*), omvandlar koldioxid och vätgas eller ättiksyra till metan (Ekv. 5-6). I en rötningsprocess (biogasprocess) sker detta naturligt som ett sista steg i en komplex nedbrytningsprocess av biomassa. Detta kapitel fokuserar på CO₂-metanisering (Ekv. 5) som antingen kan ske i rötningskammaren (*in-situ*) eller som ett separat steg (*ex-situ*). Vid *ex-situ* metanisering avses i denna rapport processer där koldioxiden tillförs bioreaktorn antingen med rå biogas eller som en avskild ström från en biogasuppgraderingsanläggning (Figur 11). Vätgasen härstammar från t.ex. intermittent vindkraft och elektrolys.

Eftersom metanutbytet i en rötningsprocess är ca 50-60% och resterande gas främst består av koldioxid (Tabell 2) fokuserar kapitlet på möjligheten att öka metanutbytet genom att tillsätta mer extern vätgas, vilket enligt Ekv. 5 skulle öka metanutbytet och minska eller helt eliminera behovet av konventionell biogasuppgradering (kapitel 3). Vid biologiska processer är det Gibbs fria energi (ΔG°) som är relevant för att uppskatta hur termodynamisk fördelaktig en reaktion är. Därför används den som termodynamisk parameter i kapitel 6-7.



Biologisk metanisering sker i vätskefas och vanligtvis vid atmosfärtryck. Den optimala driftstemperaturen för processen beror på vilken typ av metanogen som används och täcker intervallen 20-40°C (mesofil), 45-60°C (termofil) samt 65-85°C (hypertermofil), där de två förstnämnda temperaturintervallen är de vanligaste. Vilka metanogena stammar som används och processens fördelar och utmaningar är starkt beroende på om processen körs *in-situ* eller *ex-situ*.

6.1 GENERELLA FÖRDELAR OCH UTMANINGAR MED BIOLOGISK METANISERING OCH GASFERMENTERING

Det finns gemensamma nämnare mellan de olika biologiska processerna (*in-situ*, *ex-situ* metanisering, gasfermentering) som studeras i detta projekt. Av detta följer att vissa fördelar och utmaningar för de olika processerna är desamma, varav de huvudsakliga beskrivs i detta kapitel. Detaljer som är reaktionsspecifika beskrivs i styckena 6.3-6.5.

En av de biologiska processernas stora fördelar är att de har en hög tolerans mot de föroreningar som kan förekomma i biogas, vilket innebär att ingen begränsad gasrening krävs uppströms reaktorn. ”Syretillförsel måste dock undvikas då de mikroorganismer som omvandlar koldioxiden och vätgasen i processen är strikt anaeroba.

En annan generell fördel med de biologiska processerna är att de är mer flexibla än motsvarande termokemiska processer. Detta är tack vare att de sker vid betydligt lägre driftstemperaturer samt att de överlag har en betydligt snabbare responstid och tolerans mot sammansättningen av reaktantgasen än motsvarande termokemiska processer [31]. Som beskrivs närmare i stycke 6.5 inkluderar denna flexibilitet fluktuationer både i kapacitet och upp- och nedstängningar. En flexibel process resulterar generellt i ett system med mindre behov av kostsamma gaslager (vätgas och/eller biogas).

Dessutom är mikroorganismerna som används i processerna reproducerande och ingen katalysator krävs, vilket bidrar till lägre drifts- och underhållskostnader (Kostnadsuppgifter för de olika processerna ges i styckena 6.3- 6.5).

I motsats till termokemiska gasfasreaktioner (med den termokemiska trefasreaktorn under utveckling undantaget, se beskrivning i stycke 5.2.) sker biologiska processer i vätskefas. Jämfört med en tvåfasreaktion innebär denna trefasreaktion i sin tur att ytterligare ett masstransportmotstånd måste överbryggas för att reaktionen skall kunna äga rum. Motståndet och hur det förhåller sig till GHSV (h^{-1}) och r , reaktionshastigheten ($\text{mol s}^{-1} \text{m}^{-3}$) beskrivs i Ekv. 7:

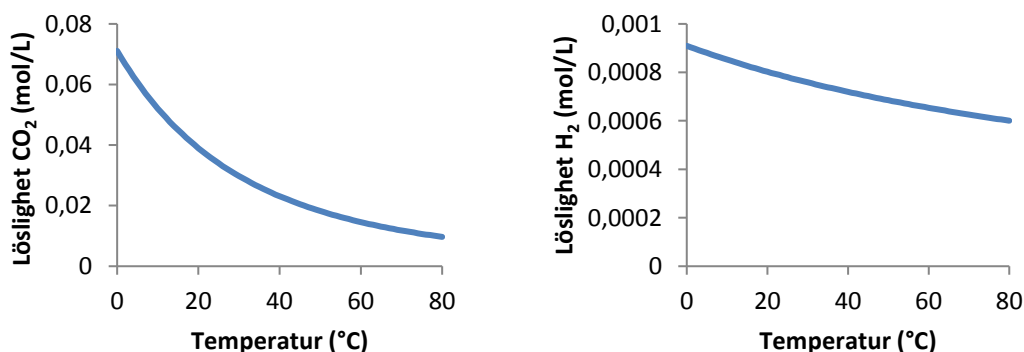
$$r = \text{GHSV} = k_{L,i} \times (c_{i,L}^* - c_{i,L}) \quad (\text{Ekv. 7})$$

där

- $k_{L,i}$, är masstransportkoefficienten (s^{-1}),
- $c_{i,L}^*$ (mol m^{-3}) är koncentrationen för komponenten i , som i fallet för biokemisk metanisering står för koldioxid respektive vätgas, och
- prefixet $*$ är motsvarande vid jämvikt.

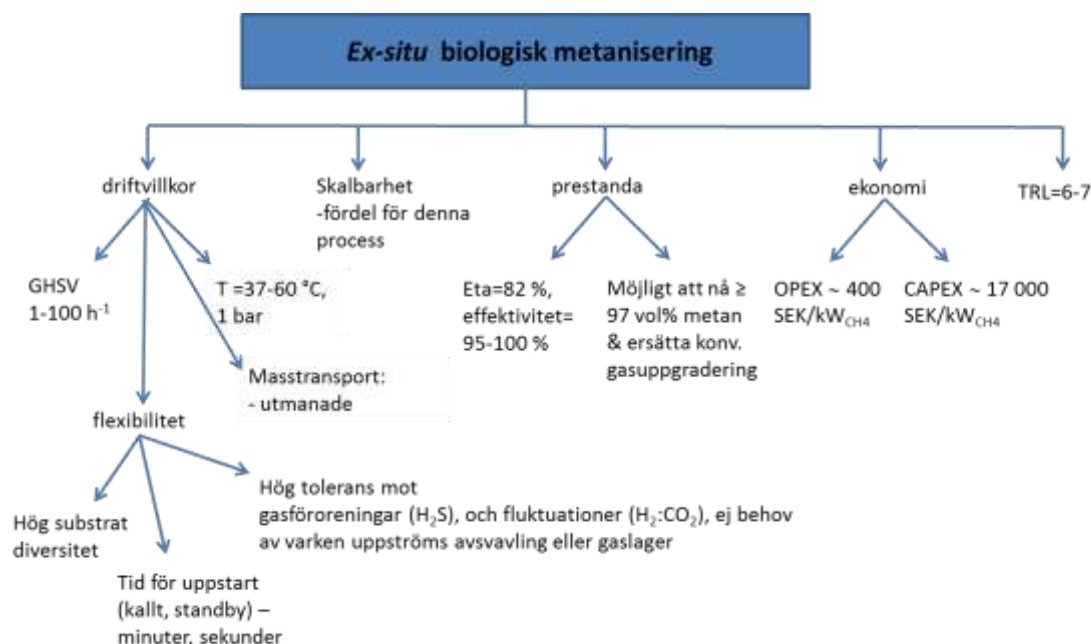
Reaktionshastigheten för de biologiska processerna gynnas således av en hög masstransportkoefficient samt hög koncentration (löslighet) av både koldioxid och vätgas. Masstransportkoefficienten kan ökas genom t.ex. en ökad omrörning eller reaktordesign som erbjuder stor yta mellan gas och vätska, medan lösligheten av vätgas och koldioxid kan ökas genom att t.ex. variera driftparametrar såsom tryck och temperatur.

Vätgas är en svårslöslig gas, ca 0,0016 g/g vatten vid 25°C, vilket är en 1000-potens lägre än för t.ex. koldioxid vid samma temperatur (Figur 9) förutsatt partialtryck på 1 atm av gasen. Vätgasens låga löslighet i vatten samt olika tillvägagångssätt för att förbättra denna är en av dagens huvudsakliga ingenjörsmässiga utmaningar med elektrobiologiska processer, både vad gäller metanisering och gasfermentering. Lösligheten ökar genom ett högre partialtryck av vätgas men det innebär också en kostnadsbalans. $\text{H}_2:\text{CO}_2$ -förhållandet brukar vanligtvis vara 4:1 eller mer för biologiska elektrobränsleprocesser [32].



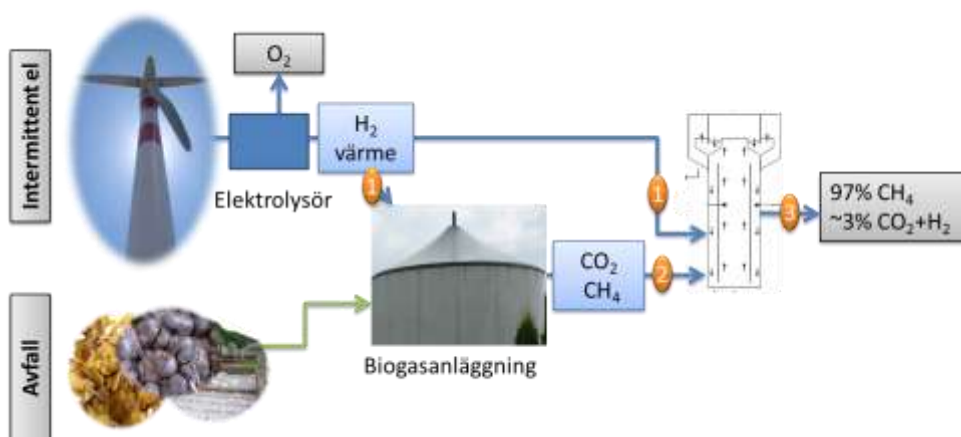
Figur 9. Löslighet av vätgas och koldioxid i vatten vid olika temperaturer, 1 atm. Beräkningarna baserade på Henrys konstant och van't Hoff.

De primära fördelarna och utmaningarna med *ex-situ* biologisk metanisering summeras i Figur 10 med detaljer i efterföljande text.



Figur 10. Sammanfattning av karakteristiska för ex-situ biologisk metanisering i MWth-skala. Eta= termodynamisk verkningsgrad. Angiven effektivitet avser energiverkningsgraden för metaniseringsprocessen exklusive uppströms elektrolys. Givna OPEX och CAPEX gäller för en anläggning om 1,1 MW_{CH₄} [33].

En viktig fördel med *ex-situ* biologisk metanisering är den ovan nämnda (stycke 6.2) höga toleransen mot i biogas förekommande föroreningar (H₂S) och att ingen eller mycket begränsad gasrening krävs uppströms bioreaktorn. Studier visar att metanogenerna inte bara är toleranta mot utan t.o.m. kan tillgodogöra sig energin i svavelväte och ammoniak, och därmed bidra till att ta bort en del av gasföroreningarna (exakt till vilken grad är dock oklar) [34]. Det senare har också bekräftats vad gäller sulfider i större skala vid MicroBenergys demonstrationsanläggning i Allendorf (se stycke 6.5). Att notera är att någon form av gasrening (vanligtvis avsvavling) i de flesta fall fortfarande behövs nedströms bioreaktorn innan gasen kan matas in på ett gasnät och/eller utnyttjas för kraftvärmeproduktion (Figur 11).



Figur 11. Schematisk illustration av *ex-situ* biologisk metanisering. (1) Värmen från elektrolysören kan användas för att värma upp rötningsanläggningen och/eller metaniseringsreaktorn. (2) Koldioxiden tillsätts bioreaktorn med rå biogas eller tillsätts som avskild ström från biogasuppgraderingsanläggning eller annan separat kolkälla. (3) Erforderlig gasrening, t.ex. sulfider, nedströms bioreaktorn för inmatning på gasnät är exkluderad i figuren.

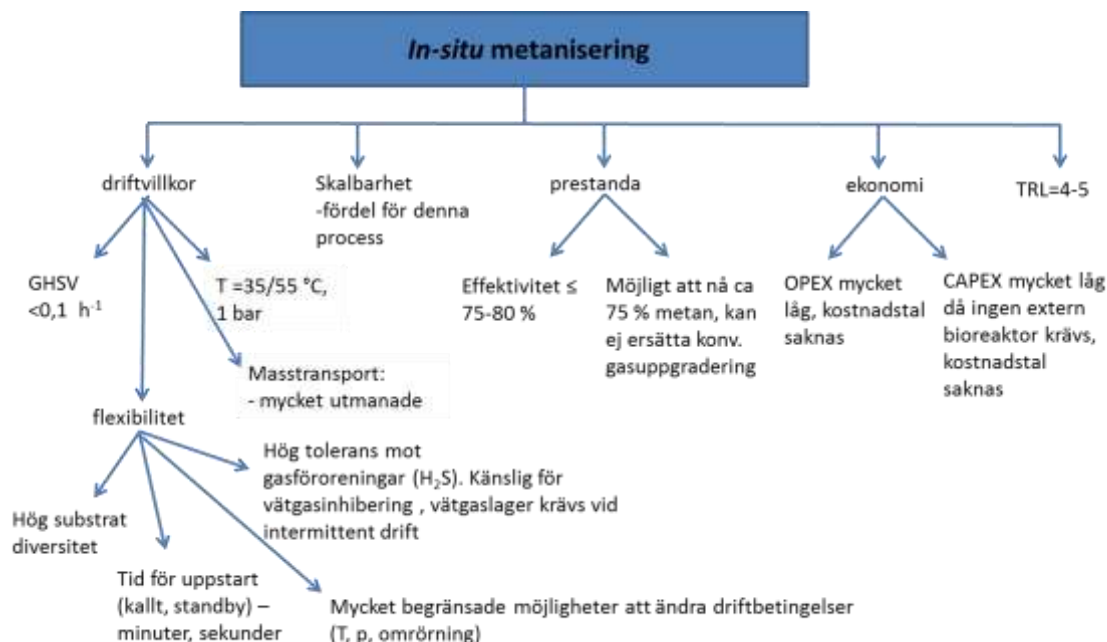
De biologiska processerna har en flexibilitetsfördel. Enligt Götz m.fl. [20] kan processen startas upp från vila till full effekt inom ett par sekunder och tvärtom utan att några negativa påföljder kunnat identifieras. Götz m.fl. rapporterar också om uppstart efter 560 timmars vila utan att några negativa effekter kunnats identifieras. Detta möjliggörs genom att mikroorganismerna i processen genomgår ett skift från vila till aktivitet vid tillförsel av vätgas och koldioxid.

Tack vare den höga toleransen mot gasföroreningar och att ingen dyr katalysator behövs för att reaktionen skall äga rum, har *ex-situ* biologisk metanisering potential att på sikt bli billigare än termokemisk metanisering. Krassowski m.fl. har rapporterat att en kapitalkostnad (CAPEX) på ca 1500 SEK/kW_{biometan} för 1 MW_{biometan} bör vara möjlig, vilket är en tiopotens lägre än vad som uppges idag för termokemisk metanisering i samma skala [35]. Drifts- och underhållskostnaden uppskattas till att hamna på ca 30% av den årliga kapitalkostnaden. Det skall dock understrykas att man idag verkar ligga mycket långt från dessa kostnadsuppgifter och att andra referenser pekar på att produktionskostnaden för *ex-situ* biologisk metanisering ligger på ungefär samma eller till och med betydligt högre nivå än termokemisk metanisering [20]. Exempelvis uppger J. Klückers (MicrobEnergy) att de idag kan erbjuda en *ex-situ* bioreaktor för 17 000 SEK/kW_{CH₄} (1,1 MW_{CH₄}). Han understryker att CAPEX har potential att minska med tiden i takt med att erfarenheten av att skala upp och demonstrera i fält ökar men att så låga värden som Krassowski m.fl. uppgivit idag inte kan uppnås [33]. Drifts- och underhållskostnaden däremot uppges av samma referens vara 3-4 ggr lägre än för termokemisk metanisering idag i samma skala; ca 400 000 SEK för en 1.1 MW_{CH₄}-anläggning (8000 drifttimmar/år), exklusive elkostnaden, vilket motsvarar 360 SEK/ kW_{CH₄}.

En stor utmaning för *ex-situ* biologisk metanisering är den låga produktiviteten, d.v.s hur mycket gas som produceras per volym och tidsenhet. Det krävs därför betydligt mer voluminösa reaktorer än då termokemisk metanisering utnyttjas. En starkt bidragande orsak till den låga produktiviteten är den begränsande tillgängligheten på löst vätgas för mikroorganismerna (se stycke 6.2) samt att det termodynamiskt är mindre gynnsamt för metaniseringsreaktionen (Ekv. 5) att ske vid moderata temperaturer än vid 300-700°C. I litteraturen rapporteras GHSV ligga på mellan 1 till 100 h⁻¹, d.v.s en från 10 upp till flera 1000 ggr större reaktor krävs för att erhålla samma utbyte och metanhalt i produktgasen för en och samma reaktantgas jämfört med då termokemisk metanisering används. En större reaktorvolym innebär vanligtvis en större investeringskostnad. Hur stor effekt detta får beror på reaktordesign, materialval för reaktorkonstruktion och komponenter (t.ex. för pH-kontroll och masstransportsstyrning). Den vanligaste reaktorn för *ex-situ* biologisk metanisering är idag en reaktor med kontinuerlig omrörning (CSTR, *Continuous Stirred Tank Reactors*), till vilken reaktantgasen leds in via reaktorbotten. En nackdel med CSTR är att omrörningen är en förhållandevis energikrävande process. Enligt MicroBEnergy krävs omkring 1 kWh el/m³ biometan vilket motsvarar ca 10% av energiinnehållet i producerad mängd biometan [20, 34]. Idag pågår utveckling av nya lovande reaktorkoncept i vilka metaogenerna är immobiliserade i form av fasta bäddar, t.ex. hålfibermembranreaktorer och sipprande-bädd reaktorer (*eng. trickle bed*). Syftet är att slippa den energiintensiva omrörningen och öka koncentrationen celler per reaktorvolym. Nyligen visade Rachbauer m.fl. att det med den senare reaktortypen är fullt möjligt att i laboratorieskala uppnå 96vol% metanhalt i produktgasen i ett och samma biologiska metansieringssteg utan att omrörning inkluderas [36]. För att nå denna höga produktivitetsnivå är det dock tydligt att långa uppehållstider krävs (GHSV ~ 0,3 h⁻¹) och att masstransporten av vätgas således också i denna reaktor är det hastighetsbestämmande steget.

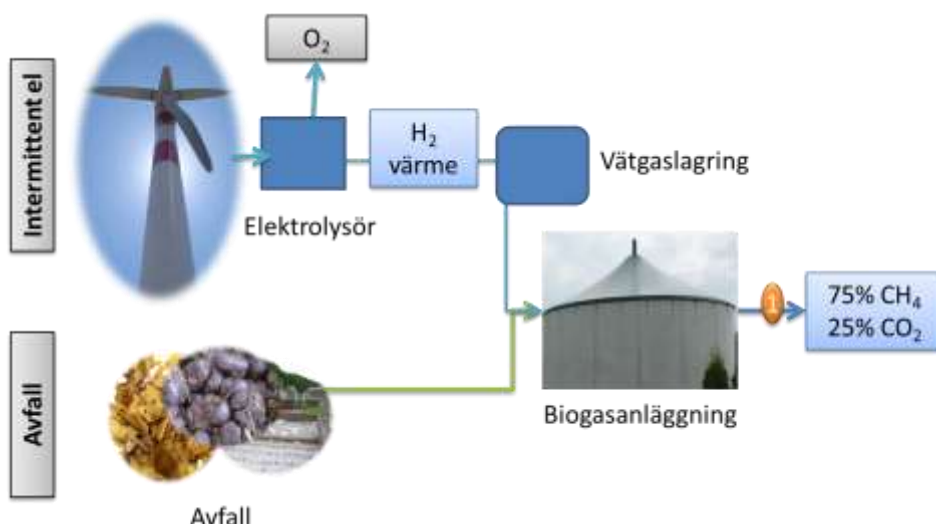
6.2 TEKNISKA MÖJLIGHETER OCH UTMANINGAR MED IN-SITU BIOLOGISK METANISERING

I en *in-situ* metaniseringsprocess injiceras vätgas direkt i en biogasprocess för att utnyttja förmågan hos de metanogener som finns i röt-kammaren att omvandla vätgas och koldioxid till metan (Ekv. 5). Karakteristika för *in-situ* biologisk metanisering sammanfattas i Figur 12.



Figur 12. Sammanfattning av karakteristika för *in-situ* metanisering. Angiven effektivitet avser energi-verkningsgraden för metaniseringsprocessen exklusive uppströms elektrolys.

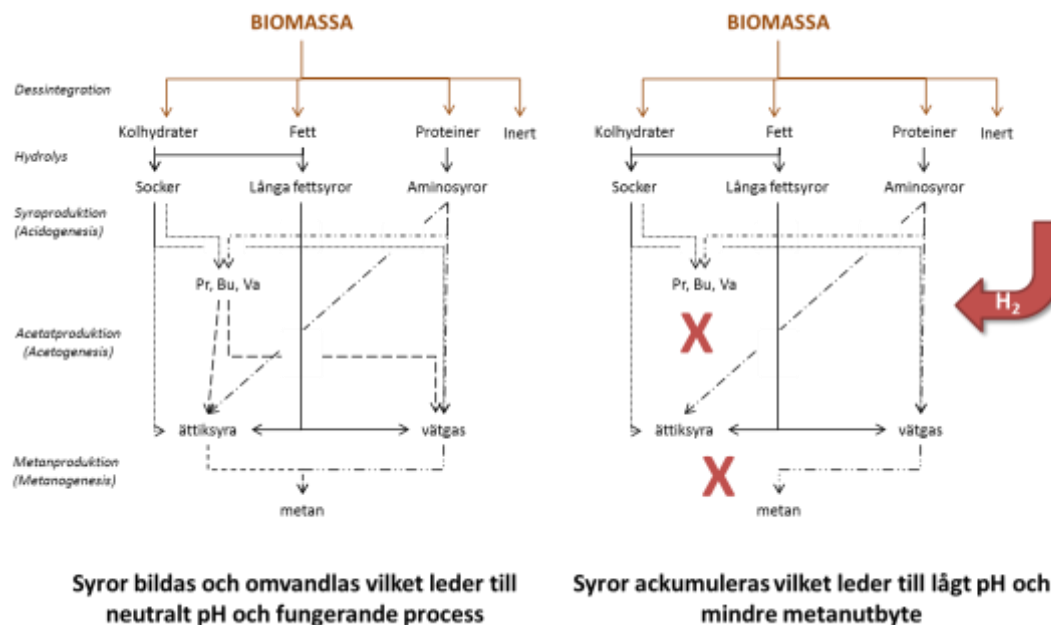
Den primära och kanske mest attraktiva fördelen med *in-situ* biologisk metanisering är den befintliga röt-kammaren utnyttjas som reaktor för gasmetaniseringsen (Ekv 1). Detta innebär i sin tur att investeringar i ytterligare reaktorer/processsteg nedströms rötningsskammaren för att öka mängden biogas från en och samma mängd substrat inte behövs (Figur 13).



Figur 13. Schematisk illustration av *in-situ* biologisk metanisering. (1) Avskiljnings- och gasuppgradering för ytterligare avskiljning av koldioxid krävs om metanen ska nå naturgaskvalitet och användas som fordonsbränsle.

En stor nackdel med *in-situ* biologisk metanisering är processens begränsade flexibilitet. Detta kommer av att det inte går att styra processen mot förbättrad metagenisering genom att höja temperaturen eller förbättra masstransporten genom att signifikant öka omrörningen eller öka trycket i röt-kammaren. Den totala volymen ($GHSV < 0,1 \text{ h}^{-1}$), temperaturen (vanligtvis 35/55 °C), trycket (atmosfärstryck) och uppehållstiden (ca 1 månad beroende på organiskt substrat), är optimerad för rötningen av det organiska substratet och inte för metaniseringen, och det kan vara svårt att under dessa betingelser uppnå önskvärd vätgas- och koldioxidomvandling. MicrobEnergy rapporterar att man i en biogasanläggning för energigrödor som bäst lyckats öka metanhalten från 52 till 75 vol% genom *in-situ* biologisk metanisering [20]. Luo m.fl. redovisar liknande resultat från tester med vätgastillsats till en småskalig *CSTR*-reaktor vid atmosfärstryck och 55°C. De kunde mäta en vätgasomvandling på ca 80 vol% (motsvarande 20 vol% vätgas i utgående produktgas) och en minskning av koldioxidhalten från 38 till 15 vol%. Vätgasomvandlingen kunde visserligen ökas genom att förbättra den begränsade masstransporten i labbreaktorn, men just det är svårt att göra i en befintlig röt-kammare som är optimerad för biogasprocessen och inte gasmetaniseringen [20]. Även om *in-situ* metanisering signifikant kan öka metanutbytet i en biogasprocess, så är det sammanfattningsvis inte möjligt att nå tillräckligt höga metanhalter för att processen till fullo (med avseende på koldioxidavskiljning och metanhalt) skall kunna ersätta konventionell biogasuppgradering.

En annan stor utmaning är s.k. vätgasinibering av bioprocessen. Vätgas möjliggör ett högre metanutbyte, men är också inhiberande om den tillsätts i en röttningsprocess där organiskt substrat omvandlas till rå biogas. För att redovisa denna utmaning ger vi här en generaliserad bild av mikrobiologin och de kontrollerande reaktionerna i en röttningsprocess. Figur 14 visar en schematisk bild av biokemin i en konventionell röttningsprocess.



Syrproduktion (acidogenesis)
 Ättiksyraproduktion (acetogenesis)
 Metanproduktion (syrametanisering)
 Metanproduktion (gasmetanisering)

Socker+fett+protein→H₂ +CO₂ Pr+Bu+Va+Ac (Ekv. 7)
 Pr+ Bu → Ättiksyra+ H₂ (Ekv. 8) ***Vätgaskänslig***
 Ättiksyra→CH₄ + CO₂ (Ekv. 6) ***pH känslig***
 H₂+ CO₂→CH₄ (Ekv. 5) ***Termodynamisk gynnsam***

Figur 14. Biokemin i en rötningsprocess utan (A) och med (B) vätgastillsats. Biomassan som innehåller kolhydrat, fett, protein och icke nedbrytbart material (inert material) hydrolyseras och bryts ned med hjälp av mikroorganismer genom acidogenesis (Ekv. 7) där lättflyktiga fettsyror (smörtsyra; Bu, myrsyra; Pr), koldioxid och vätgas bildas. Bu och Pr omvandlas genom acetogenesis (Ekv. 8) till ättiksyra. Koldioxiden, vätgas och ättiksyra omvandlas sedan till metan (Ekv. 5 + 6). Gasmetaniseringen (Ekv. 5) är termodynamiskt mycket gynnsam och driver de andra reaktionerna som inte skulle ske vid höga vätgaskoncentrationer. Vid tillsats av vätgas påverkas kemin i vätskan så att Ekv. 8 inhiberas och syrorna Pr, Bu ackumuleras. Detta leder till ett lågt pH som i sin tur inhiberar metanproduktionen från ättiksyra. Summan av detta är att metanutbytet kan minska. Det enda sättet att undgå detta är om gasmetaniseringen (Ekv. 5) ökar i förhållande till biomassanedbrytningshastigheten (Ekv. 7).

Biomassan som innehåller kolhydrater, fett och protein i olika koncentrationer bryts naturligt ner i fem steg som katalyseras genom olika grupper av mikroorganismer (Figur 14). En grupps produkt är den andras råvara. Den drivande reaktionen i processen är gasmetaniseringen (Ekv. 5, Figur 14) som är starkt termodynamisk gynnsam ($\Delta G^\circ = -135 \text{ kJ/reaktion}$) medan acetatproduktionssteget från smör- och myrsyra är ogynnsamt vid jämvikt ($\Delta G^\circ = 48,3-76,1 \text{ kJ/reaktion}$) och endast sker om vätgaskoncentrationen i vätskan är låg. Gasmetaniseringen (Ekv. 5) leder till en låg vätgaskoncentrationen i vätskan. Eftersom vätgaskoncentrationen i vätskan är låg skjuts jämvikten mot ättiksyraproduktion (Ekv. 4).

I det fall vätgas tillsätts i processen på ett sätt så att den inte hinner konsumeras av metagenerna, så ackumuleras lättflyktiga syror som smör- och myrsyra, vilket leder till lågt pH (optimalt pH för rötningsprocessen är runt 7) och obalans i reaktorn (Figur 14). För att undvika detta måste reaktorns mikrobiologisammansättning anpassas till de nya förhållandena. Genom att under tid anpassa till en högre vätgaskoncentration kan koncentrationen av metagener öka vilket gör att en ny balans mellan grupperna uppstår. Det neutraliserar i sin tur reaktorn och ökar produktiviteten av metan. Denna nödvändiga anpassning är dock betydligt svårare att göra om vätgasen tillsätts intermitternt, vilket enligt ovan riskerar att leda till att pH sjunker och metanproduktion från organiska produkter starkt inhiberas. Slutsatsen är att vätgasinmatning i en röt-kammare, istället för att öka metanutnytt, kan

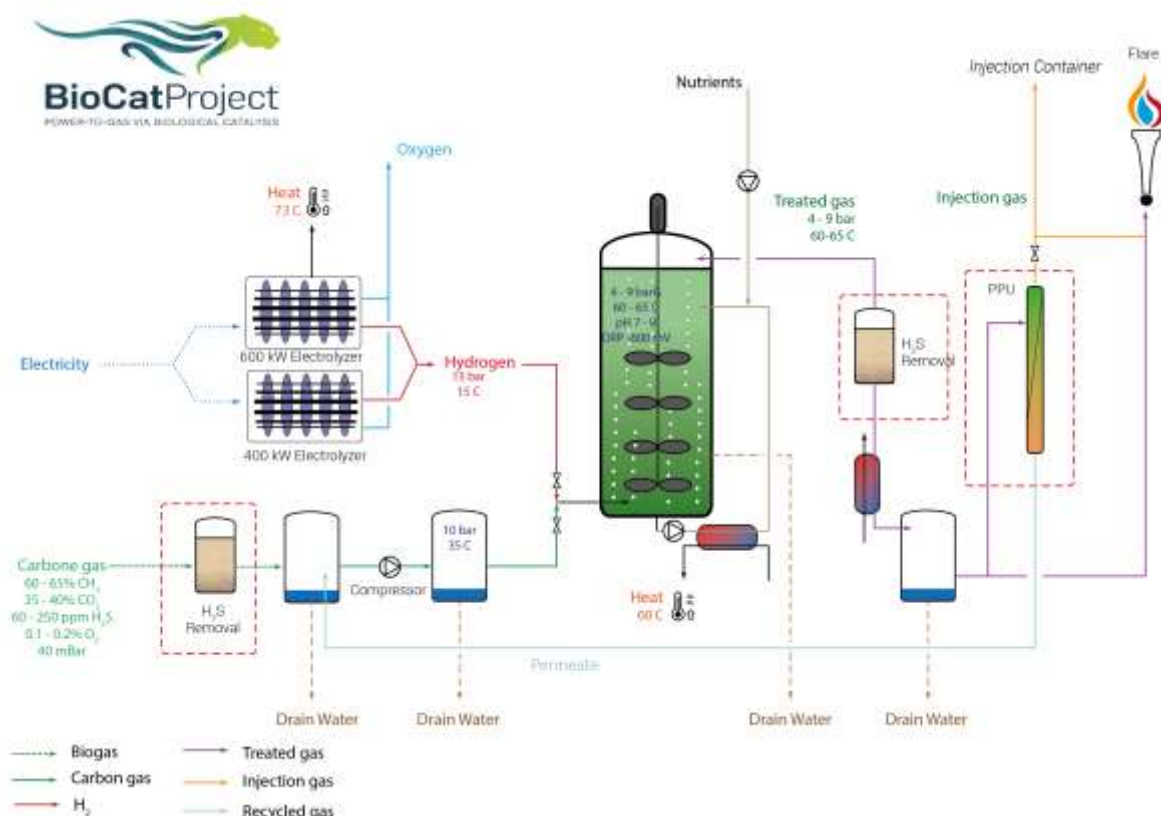
leda till sänkning av pH vilket i sin tur resulterar i ett lägre metanutbyte. Denna effekt kompenseras emellertid med tiden naturligt i en rötningsprocess men tillämpning av intermitterant vätgasinmatning samt frånvaron av ett vätgasmellanlager uppströmsrötningskammaren blir troligtvis en alltför stor utmaning. Detta fenomen förklaras mer utförligt i litteraturen [37, 38].

6.3 TEKNISK MOGNADSGRAD FÖR IN-SITU OCH EX-SITU BIOLOGISK METANISERING

I jämförelse med termokemisk metanisering är biologisk metanisering en betydligt mindre mogen process. Detta gäller såväl *in-situ* som *ex-situ* biologisk metanisering. Det finns idag ett antal forskningsorganisationer (t.ex. Technical University of Vienna, Technical University of Denmark) och ett fåtal SMEs som utvecklar processerna enskilt i labbskala (t.ex. Krajete, MicroEnergy, Electrochaea) och/eller i kombination med termokemisk omvandling (t.ex. Paul Scherrer Institutet) [39]. Så vitt vi känner till finns endast två större P2G-demonstrationsanläggningar i Europa med biologisk metanisering i drift (Tabell 6). Den ena anläggningen har byggts upp i Avedøre, söder om Köpenhamn, och utvärderas nu inom ramen för det danska BioCat-projektet [40]. BioCat-projektet finansieras bl.a. av Energinet och leds av Electrochaea, som också är den part som utvecklat den biologiska processen som används. Hydrogenics levererar elektrolysören (1 MW_{el} input av typen AEC). Elektrolysören är kopplad till det lokala elnätet och är i drift då elpriset bedöms som lågt, dvs. elektrolysen och nedströms processer körs i detta fall intermitterant. Det skall noteras att Electrochaea utvecklar både *in-situ* och *ex-situ* biologisk metanisering. BioCat-projektet begränsas dock enbart till utvärdering av *ex-situ* biologisk metanisering. I bioreaktorn reagerar vätgasen med koldioxid i rå biogas som produceras i en intilliggande rötningsanläggning för avloppsslam. Reaktionen sker vid 60-65°C och 4-8 bars tryck. Varken uppströms vätgaslager eller gasrening är installerade och man demonstrerar därmed två av de primära fördelarna med *ex-situ* biologisk metanisering jämfört med termokemisk metanisering (Figur 15):

1. Processens höga tolerans mot föroreningar (svavelsulfid). Produktgasen ($\geq 97\%$ metan) har kvalité nog för att injiceras på distributionsgasnätet (4 bar) och biprodukterna värme och syrgas används av det närliggande vattenreningsverket. Om produktgasens vätgasinnehåll överskrider gränsen för den standard som gäller (2 vol% enligt Gasreglement C-12) renas gasen, via ett membran, innan den kan matas in på gasnätet.
2. Processens inklusive mikroorganismernas relativt goda robusthet mot fluktuationer i biogaskvalité och ingående H₂:CO₂-förhållande, och därmed processens förmåga att köras dynamiskt och/eller intermitterant.

Anläggningen i Avedøre driftsattes så sent som i april 2016 och utvärderingen kommer att pågå åtminstone året ut. Projektet har nyligen ansökt om fyra års förlängning för vidare demonstration och systemoptimering [41, 42].



Figur 15. Schema över processen som utvärderas och demonstreras inom BioCat-projektet i Avedøre, Danmark. Illustrationen är framtagen av och publiceras med tillåtelse av Electrochaea.

Den andra större anläggningen som utvärderar och demonstrerar biologisk metanisering ligger i Allendorf, Tyskland, och ägs av Viessmann Werke och MicrobEnergy. MicrobEnergy har utvecklat den biologiska metaniseringsprocessen som används här. I likhet med Avedøre är anläggningens kärna en röt-kammare för avloppsslam (5 m³). Under de senaste fyra åren har MicrobEnergy gjort tester med såväl *in-situ* som *ex-situ* metanisering, men tog nyligen beslutet att lämna *in-situ*-spåret och fokusera på utvecklingen av *ex-situ*. Skälet var att man hade svårt att nå acceptabel vätgasom-sättning (begränsad till endast 25% inne i röt-kammaren) pga. en alltför begränsande vätgaslöslighet i röt-kammaren. De rapporterar dock (i likhet med Electrochaea) att de med *ex-situ* metanisering uppnått en produktkvalité på ≥ 98 vol% metan, $< 1,5$ vol% vätgas, $< 0,5$ vol% syrgas med utnyttjande av sin bioreaktor (av typen CSTR). Vidare uppges att samma produktkvalité uppnås med såväl en ren koldioxidström (från biogasanläggningens uppgraderingsanläggning, PSA) som med rå biogas. MicrobEnergy betonar att de ser flera fördelar med att tillföra koldioxiden som rå biogas, framför en ren koldioxidström. Genom att injicera koldioxiden med rå biogas tillförs även svavelväte till bioreaktorn vilket i sin tur nyttiggörs som näring av mikroorganismerna. Vätgasen i Allendorf-anläggningen produceras via elektrolystekniken PEM (300 kW_e) som tillverkats och levererats av Carbotech (en del av Viessmann). Till skillnad mot anläggningen i Avedøre finns i detta fall ett vätgaslager om 500 L, max 40 bar, installerat mellan elektrolysören och bioreaktorn. Sedan början av 2016 injiceras produktgasen på distributionsgasnätet och anläggningen deltar också sedan dess på den tyska elbalansmarknaden. Härnäst hägrar uppskalning och Viessman och MicrobEnergy håller nu på att realisera konstruktion och driftsättning av två 1,1 MW_{CH4}-anläggningar. MicrobEnergy är enligt vår kännedom den organisation som i skrivande stund har störst erfarenhet av biologisk metanisering; de rapporterar idag om totalt ca 100 000 drifttimmar, varav omkring 5000 timmar (*in-situ*) och 7000 timmar (*ex-situ*) i 300 kW_e-demonstrationsanläggningen i Allen-

dorf. Deras *ex-situ* bioreaktor går att inhandla på den öppna marknaden och leveranstiden ligger på runt 10 månader [33].

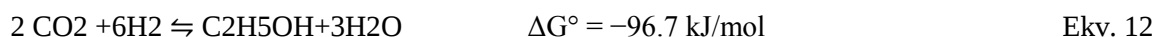
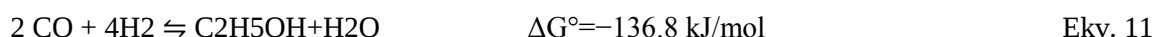
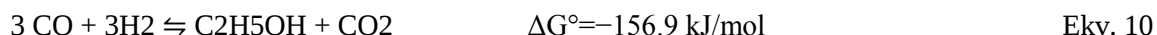
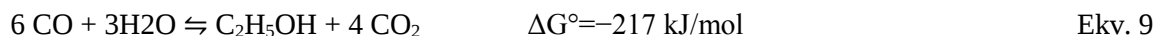
Både anläggningen i Avedøre och i Allendorf utnyttjar s.k. termofila metanogener medan ett exempel på en P2G-pilot som utnyttjar s.k. hypertermofila metanogener (80°C) är MicroPyros anläggning som är i drift i Straubing i södra Tyskland. Deras bioreaktor är en separat bioreaktor (*ex-situ* metanisering). Tekniken ifråga har utvecklats av det tyska företaget MicroPyros. Högre temperaturer leder till lägre löslighet av vätgasen (30% lägre vid 80°C än vid 25°C; Figur 9) men denna nackdel kompenseras genom att reaktionen blir mer termodynamiskt gynnsam (lägre ΔG vid 80°C än vid 25°C), vilket gör den mer effektiv. Koldioxidkällan härstammar, i likhet med ovanstående anläggningar, från en närliggande uppgraderingsanläggning för biogas. MicroPyros uppger att de med deras teknik kan nå $\geq 96\%$ metanhalt i produktgasen [43].

Tabell 6. Exempel på P2G-anläggningar som utvärderar och demonstrerar biologisk metanisering. Angiven installerad effekt relaterar till elektrolysörens effekt (input).

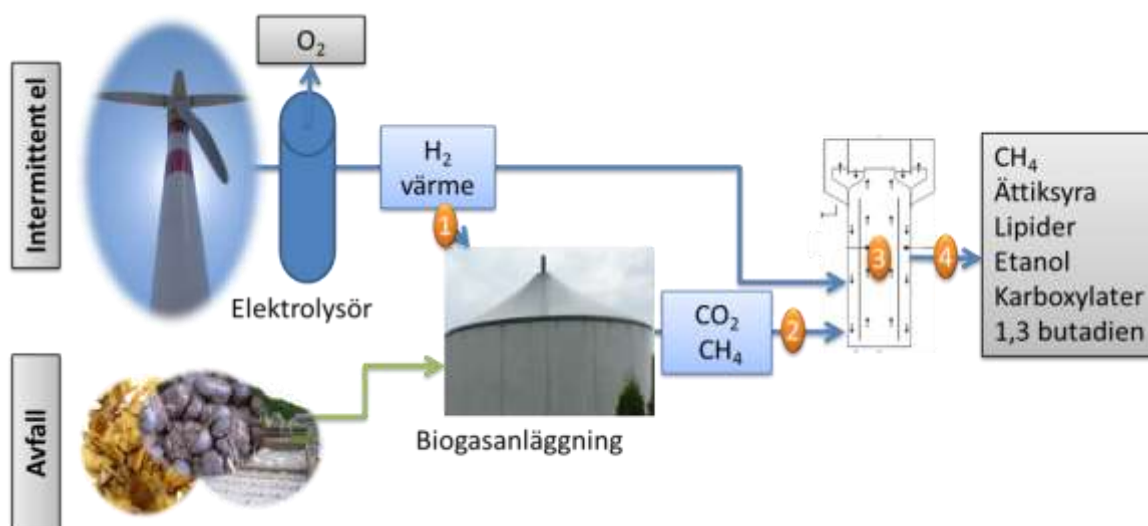
Anläggning (Land)	Installerad effekt (kWe) alt. producerad metan (Nm^3h^{-1})	Leverantör av bioreaktor	Projekt-start	Typ av anläggning/ Mognads-grad	Länk
Avedøre (Danmark)	1000	Electrochaea	2014	demo	http://biocat-project.com/
Allendorf (Tyskland)	300	MicroEnergy	2015	demo	http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/pilotanlage-allendorf/
Straubing (Tyskland)	0,4 Nm^3h^{-1} (ej kontinuerlig drift)	MicroPyros	2014	pilot	http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/power-to-gas-biogasbooster/

7 BIOLOGISK GASFERMENTERING

Med biologisk gasfermentering avses att koldioxid och/eller metan i biogasprocessen används för produktion av olika bränslen, kemikalier och/eller livsmedel. Koldioxid, vätgas och metan blir en plattform för organiska molekyler som ättiksyra, etanol och butanol. Gibbs fria energi för fermentering till etanol är starkt beroende av vilken kolkälla som används och vilka biprodukter som bildas (Ekv. 9-12).



Gasfermentering i kombination med intermittent el och en rötningsprocess erbjuder således en möjlighet att använda biogasprocessen som en plattform för att omvandla biologiskt avfall och industriella restprodukter till ett spektrum av olika produkter. Gasfermenteringsprodukter kan i sin tur omvandlas vidare till längre kolväten i en kombinerad bioprocess där olika sorters mikroorganismer används i samma reaktor (samma princip som en biogasprocess; Figur 14) eller genom att använda olika reaktorer kopplade i serie [31] (Figur 16). En genomgång av patent och litteratur visar att det finns ett stort spektrum av möjliga processkonfigurationer för fermentering av rågas (H_2 , CO , CO_2 från olika källor). Vi har här begränsat oss till ett fåtal för att ge en överblick över möjligheterna.



Figur 16. Schematisk bild över hur biogasproduktion kan kopplas samman med intermittent elproduktion för att uppgradera koldioxid och/eller metan i rågas till en portfölj av olika produkter (ett urval anges i figuren). (1) Värmen som produceras under elektrolysen kan användas för att värma biogasanläggningen (körs vid ca 37 eller 55°C) och/eller fermenteringsreaktorn (körs vid ca 37, 55 eller 65°C). (2) koldioxiden från processen kan antingen omvandlas till koldioxid uppströms bioreaktorn eller omvandlas i bioreaktorn. Även metanen kan omvandlas till CO och H_2 . (3) Vid gasfermenteringen kan koldioxid/kolmonoxid och/eller metan omvandlas till en plattform av produkter och processen och val av mikroorganismer anpassas därefter. Detta steg kan antingen ske genom kombinerade monokulturer (varvid en ättiksyra eller alkohol bildas) eller i multikulturer i en eller två reaktorer varvid längre kolväten kan bildas. Processen kan också styras mot metangenes varvid metan bildas enligt *ex-situ* metanisering. (4) Uppgradering av produkt vilket innebär olika processer beroende på vilken produkt som produceras.

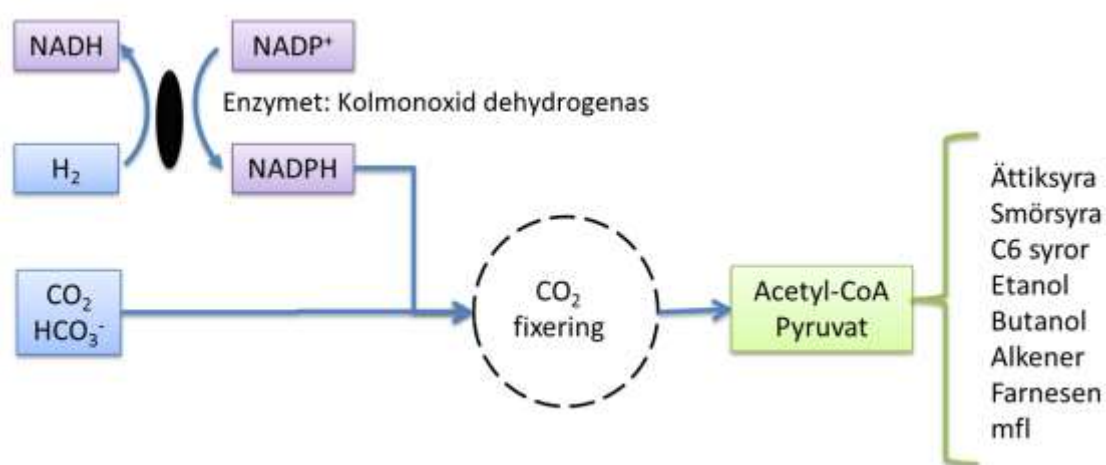
En biologisk fermenteringsprocess kan ske med olika gasströmmar. Exempel på källor som använts är syngas från biomassaförgasning [31], koldioxidutsläpp från stålindustrin [44] och reformerade gasströmmar från en rötningsprocess [45]. Tabell 7 visar en översikt på utbyten i gasfermenteringsprocessen. Tekniskt finns det inget som talar emot att även rå biogas skulle kunna användas men det har inte ännu utretts i större skala enligt vår vetenskap.

Tabell 7. Utbyte och produktivitet för gasfermentering. InfS: Information saknas.

Substrat	Produkt	Utbyte	Produktivitet	Slut-koncentration	Förhållande	Referens
H_2/CO	Etanol	0.15 mol/mol CO	InfS	48 g/L	Labbskala	[46]
H_2/CO	Etanol	InfS	195 g/L/d	InfS	Labbskala	[47]
H_2/CO_2	Ättiksyra	InfS	148 g/L/d	12 g/L	1L membran-bioreaktor	[48]
H_2/CO_2	Lipid (triacylglycerid)	InfS	0,19 g·L ⁻¹ ·h ⁻¹	18 g/L	Labbskala 36% lipidnehåll i cellerna	[49]
CO_2 + elektricitet	Ättiksyra	94% av koldioxid till ättiksyra	6,9 g/L/d	11 g/L	-102 A/m ²	[50]
H_2/CO	2,3-butanediol	InfS	14 g/L/d	14 g/L		[51]

Koldioxidfermentering har främst testats genom att använda syngas från förgasad biomassa som råvara/substrat, dvs. en blandning av H_2 , CO och CO_2 [46]. På senare tid har även processer för

koldioxidfermentering med vätgas som reduktionsmedel utvecklats, vilket är den process som är relevant för de förhållanden som utforskas i denna rapport. Figur 17 ger en schematisk bild över denna mekanism. Mikroorganismerna som katalyserar reaktionen kallas acetogener (ättiksyragenererare). De använder vätgasen för att reducera kolmonoxid till ättiksyra som sedan kan reduceras vidare till alkoholer som etanol och butanol. Den metaboliska vägen som katalyserar kolmonoxidreduktionen kallas Wood-Ljungdahl [31, 52]. Acetogener kan också reducera koldioxid med hjälp av vätgas men reaktionen är mindre termodynamiskt gynnsam än då kolmonoxid reduceras (Ekv 9-12) pga lägre energiinnehåll i koldioxid än kolmonoxid [31]. Den mest kända mikroorganismen som kan utföra katalysen är *Clostridium ljungdahlii* [53], men även andra stammar är under utveckling för ändamålet [31, 52]. Acetogenernas optimala tillväxttemperatur är 38-55°C [31]. En mer detaljerad beskrivning av mekanismerna för fixering av vätgas och koldioxid ges i Hawkins m.fl. [52].



Figur 17. Mekanism för biologisk koldioxidfixering med vätgas som reduktionsmedel vid produktion av en plattform av olika lösliga energibärare. De svarta linjerna i figuren indikerar intracellulära reaktioner som katalyseras av mikroorganismernas enzymer. De lila rutorna visar intracellulära co-enzym som är mikroorganismernas bärare av elektroner som driver koldioxidfixeringen. De blå rutorna är gassubstrat och de gröna är energibärare i vätskeform. Slutligen visas ett urval av produkter som refereras i litteraturen. Bilden är omgjord från Hawkins et al [52].

Eftersom de flesta gasfermenteringsprocesser på demonstrationsnivå använder kolmonoxid som kolkälla, kan koldioxid givetvis först omvandlas till kolmonoxid på termokemisk väg. Problemet med att använda kolmonoxid är att molekylen kan vara inhiberande för den mikrobiologiska kulturen eftersom kolmonoxid inhiberar enzymet som katalyserar upptag av vätgas (hydrogenas)[54]. Dessutom bildas koldioxid oftast som en restprodukt eftersom det är mer energetiskt gynnsamt för acetogenerna att omvandla 6 kolmonoxidmolekyler till etanol och koldioxid än att stökiometriskt omvandla kolet till etanol (Ekv 9-12) [31].

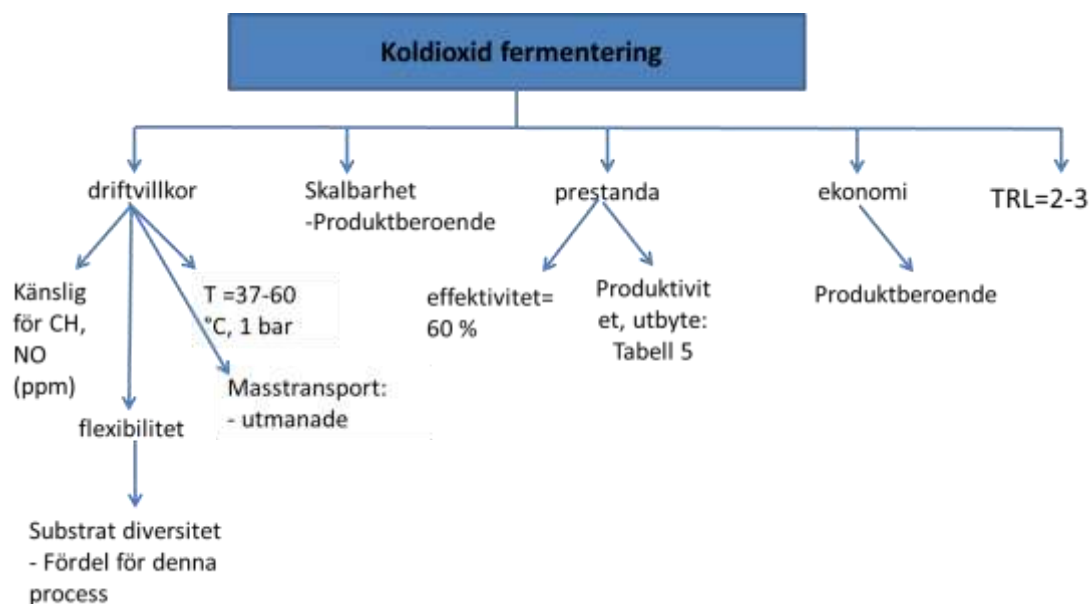
Ett alternativ till att använda vätgas är att, utan behov av en dyr mellanliggande elektrolysör, utnyttja elektricitet direkt tillsammans med koldioxid i en s.k. mikrobiell elektrolyses. I denna process används mikroorganismer för att genom elektricitet omvandla koldioxid till bränsle [55]. Banbrytande forskning för gasfermentering är också att kombinera den med fotosyntes. Konceptet skulle i teorin möjliggöra att koldioxiden, som produceras i en biogasreaktor, uppgraderas i en fotobioreaktor för produktion av flytande biobränslen. I det sistnämnda fallet skulle solljuset användas direkt och till fullo ersätta både uppströms elproduktion och elektrolysör (vätgasen). Forskare har studerat konceptet i labbskala. Det finns utrymme för innovation för att utforma reaktorer som kan

tillgodose ljusbehovet samtidigt som det tillåter en effektiv masstransport för koldioxid. Dessutom kräver industriell applikation att produktiviteten optimeras [56].

I en biogasfermenteringsprocess kan både koldioxiden och metanen fermenteras. Metanfermentering innebär att metan omvandlas till biobränsle eller kemikalier genom användningen av metanotrofa mikroorganismer [57]. Denna teknologi har utvecklats från foderproduktion till biobränsle- och kemikalieproduktion pga. de sjunkande naturgaspriserna och behovet av skalbar teknologi för att omvandla gasen till flytande bränslen [58]. Det krävs ingen tillsats av vätgas för metanfermentering och processen ligger därför utanför syftet för denna rapport, men det är ändå relevant att nämna som en framtida möjlighet för utformandet av ett processkoncept för en flexibel biogasproduktion (Figur 16).

7.1 MÖJLIGHETER OCH UTMANINGAR MED KOLDIOXIDFERMENTERING

Som beskrivits ovan öppnar gasfermentering upp för en möjlighet till en ökad produktflexibilitet från en rötningsanläggning, vars produkt(er) kan styras av rådande marknadsavsättningar (Figur 16). Förutom ökad produktflexibilitet ger gasfermentering en del andra fördelar. Dessa, samt utmaningarna, sammanfattas i Figur 18 och diskuteras i detta kapitel. I litteraturen jämförs gasfermentering med Fischer-Tropsch processen, men eftersom Fischer-Tropsch oftast körs storskaligt och inte ryms inom syfte och mål för denna studie lyfter vi istället fram möjligheterna och utmaningarna med gasfermentering i jämförelse med biometanproduktion från rå biogas.



Figur 18. Sammanfattning av karakteristiska för koldioxidfermentering.

En stor fördel med gasfermentering jämfört med gasmetanisering (se föregående kapitel 6) är att produkterna etanol och butanol är flytande och därmed lättare att transportera än metangasen, särskilt för de anläggningar som ligger långt från ett gasnät och som är beroende av kostsam flaktransport. Dessutom, vilket tidigare nämnts, öppnar processen upp för en väsentligt ökad produktflexibilitet från rötningsprocessen.

För koldioxidfermentering krävs ett $H_2:CO_2$ -förhållande större än fyra, vilket är detsamma eller mer vätgas än för biologisk metanisering. Metanen måste reformeras till syngas först om den skall

kunna användas i samma fermenteringsprocess som koldioxid. Alternativt, som beskrivits ovan, kan metangasen fermenteras till lipider och längre kolväten i en annan typ av fermenteringsprocess olik $H_2:CO:CO_2$ -processen och med andra teknikleverantörer [58]. Enligt LanzaTech behöver koldioxidgasströmmen vara runt 8-10 kNm^3/tim (motsvarar en anläggning som producerar ca 960 GWh/år rå biogas) för att man ska kunna räkna hem produktionen av etanol [32]. För mindre anläggningar är storleken starkt beroende av försäljningspriset av den produkt de producerar samt kostnaden för gasen. För en högvärdig produkt kan skalan på anläggningen minskas. Resultatet är också beroende på vilken avgift som LanzaTech kan ta ut för behandling av avfall, i detta fall i samverkan med biogasanläggningen. Processen har likt *ex-situ* biologisk metanisering en fördel att den kan köras intermittent, men det beror på vilken frekvens det rör sig om (inga siffror har angivits). Potentiellt skulle det innebära att vätgaslagring kan undvikas vid en viss frekvens. Energi-effektiviteten för etanolproduktion i LanzaTechs process är runt 60%. Som ett första steg i fermenteringsprocessen bildas ättiksyra som kan orsaka problem med pH-förändring och resultera i ofullständig fermentering, vilket påverkar utbytet negativt [46]. Det går att styra processen mot produkt (ättiksyra/etanol) genom att ändra pH, omrörning, tillgång till näringsämnen och tillgång till löst vätgas. Genom att justera pH och vätgasstryck kan man även styra processen mot metanogenesis (metanproduktion) eller acetogenesis om blandkulturer av dessa två mikroorganismtyper används [59].

Enligt LanzaTech är förbehandling av gasen nödvändig vid gasfermentering [32]. Vissa mikroorganismer kan tolerera vätesulfidvärden upp till 5.2 vol%, men bakterierna i processen kan vara känsliga för andra biogasföroreningar som t.ex. cyanid eten, etan and acetylen men då dessa inhibitorer vanligtvis inte finns närvarande i rötgas är detta snarare en utmaning att beakta vid syngasfermentering (Tabell 2) [46].

I en genomgång av författare knutna till LanzaTech nämns ett minskat behov av förbehandling som en stor fördel för gasfermenteringsprocessen i jämförelse med konventionell termokemisk Fischer Tropsch-process. Författarna nämner också låg känslighet för kontamineringar, flexibilitet i gas-sammansättning, högre utbyte och bättre produktspecificitet och låg processtemperatur och gas-tryck som starka argument för gasfermentering [31]. En stor nackdel för biologisk fermentering så som för biologisk metanisering är att Fisher Tropsch-processen är betydligt snabbare än den biologiska processen (Tabell 8). I jämförelse med biologisk metanisering har biologisk gasfermentering liknande för- och nackdelar. En nackdel är låg produktivitet pga. låg löslighet av gas, en annan att energin till mikrobioell tillväxt är låg (i jämförelse med sockerfermentering) vilket leder till låg produktivitet (Tabell 8).

En annan central utmaning för gasfermentering är separation av produkten/produkterna som bildas (se Figur 16 (4)). För kortare alkoholkedjor används destillering, men det är energikrävande och den låga produktkoncentrationen som erhålls är problematisk (se Tabell 8). För längre kolväten har olika efterbehandlingsmetoder såsom extraktion, stripning, adsorption och vakuumdestillation, m.fl. utretts [31]. Behovet av uppgraderingsanläggning begränsar flexibiliteten i processen eftersom olika produkter kräver olika typer av uppgraderingsprocesser [60], men genom att öka kolvätekedjornas längd förenklas uppgraderingen.

7.2 TEKNISK MOGNADSGRAD MED GASFERMENTERING

Internationellt finns det så vitt vi vet endast tre företag vars pilot- och/eller demonstrationsanläggningar för koldioxid/kolmonoxidfermentering varit i drift en längre tid. Dessa är LanzaTech,

Coskata och INEOS Bio. Det kan noteras att INEOS Bios anläggning i Florida är till salu, men enligt uppgift kommer innovatörerna att fortsätta utveckla teknologin och anger att förhandlingar om processen pågår [61].

LanzaTech har kört två demonstrationsanläggningar för produktion av 400 m³ etanol per år vid två olika stålindustrier i Kina. Dessutom har man fått i uppdrag att bygga två kommersiella anläggningar vid China Steel Corporation of Taiwan och ArcelorMittal of Luxembourg (Ghent, Belgien) med en kapacitet på 130 000 respektive 37 000 m³ etanol per år. Slutligen har LanzaTechs licens sålts till Aemetis (i Keyes, California, USA) som ett komplement (30 000 m³/år) till deras nuvarande etanolproduktion genom sockerfermentering [57].

Catalysta är ett företag som säger sig ha framgångsrikt demonstrerat fermentering av metangas till etanol och diesel [58], men vi har inte haft möjlighet att intervjua dem i detta projekt.

Inget av de tre nämnda företagen har ännu demonstrerat gasfermentering i kombination med en röttingsprocess. Vid förfrågan till LanzaTech om det sistnämnda, fick vi beskedet att detta inte är under utredning. Istället föreslogs att metanen bör reformeras till syngas innan den kan fermenteras i deras process. Innovatörerna bakom INEOS Bios teknik uppgav som svar på samma fråga att de i så fall skulle kunna tänka sig en applikation där koldioxiden först omvandlades, via konventionell termokemisk vattengasskift, till kolmonoxid och vätgas som i ett nästa steg fermenteras i deras process (med andra ord syngasfermentering) [61]. Detta skulle dock påverka applikationen och utöka komplexiteten och kostnaden vid en småskalig anläggning så pass mycket att genomförbarheten kan ifrågasättas. Det föreslagna alternativet utreds därför inte vidare i denna rapport.

LanzaTech har demonstrerat att CO₂ och H₂ kan direktfermenteras till ättiksyra när koldioxiden kommer från t.ex ett stålverk. Mognadsgraden (TRL) för att använda koldioxid från rå biogas kan därför argumenteras vara runt 3 eftersom teknologin än så länge enbart är demonstrerad för en annan koldioxidkälla än för biogas. Både LanzaTech och INEOS Bio hänvisar till intresset att förgasa, istället för att röta, organiskt avfall till syngas (CO, CO₂, H₂) som sedan kan fermenteras i deras respektive processer till etanol och andra produkter [32, 61]. LanzaTech håller enligt uppgift just nu på att utveckla produktion av 1,3 butandiol, men det sker för produktion med utgångspunkt från syngas och inte koldioxid och vätgas. I ett perspektiv på 5-10 år uppgav LanzaTech att de utreder möjligheterna att producera längre alkoholer och specialkemikalier som aceton och isopren.

8 ÄR ELEKTROPROCESSER LÄMPLIGA ATT KOMBINERA MED SVENSKA BIOGASANLÄGGNINGAR?

De olika elektrobränsleprocesserna (termokemisk metanisering, *in-situ* och *ex-situ* biologisk metanisering samt gasfermentering) som undersökts i denna studie har samtliga olika fördelar och utmaningar. Huruvida de är lämpliga att kombinera med svenska biogasanläggningar och i så fall i vilken utsträckning är frågor som idag är svåra idag att besvara generellt. Det finns heller inget givet svar på vilken/vilka av undersökta elektrobränsleprocesserna som lämpar sig bäst för svenska förhållanden. Svaren beror i slutändan på ett flertal olika parametrar, såsom elpris, driftvillkor (kontinuerlig, dynamisk eller intermittent), biogasanläggningens produktionskapacitet, biogasens marknad (fordonsbränsle, kraft, värme) samt befintlig infrastruktur (konventionell gasuppgradering). Svaren på frågorna beror också på av vilka skäl man undersöker möjligheterna till att kombinera biogasanläggningen med P2G/vätgas (öka metanproduktionen/halten, ersätta konventionell gasuppgradering, öka produktflexibiliteten) samt när i tid man önskar implementera tekniken/erna (TRL, investeringskostnad).

Detta kapitel syftar till att illustrera och öka förståelsen för dessa frågeställningar genom att först sammanfatta de primära för- och nackdelarna för respektive elektroprocess (se Tabell 8). Därefter uppskattas och diskuteras de tekniska, ekonomiska och klimatomfattiga potentialerna med att kombinera processerna med ett antal på olika sätt representativa svenska biogasanläggningar (se också rapportens tidigare kapitel 3).

8.1 SAMMANFATTNING AV FÖRDELAR OCH UTMANINGAR MED STUDIENS UNDERSÖKTA ELEKTROPROCESSER

Tabell 8. Sammanfattning av fördelar och utmaningar med de olika elektroprocesserna undersökta i denna studie. Gasfermentering syftar i detta fall på koldioxidfermentering. Mer detaljer för respektive process ges i kapitlena 5-7.

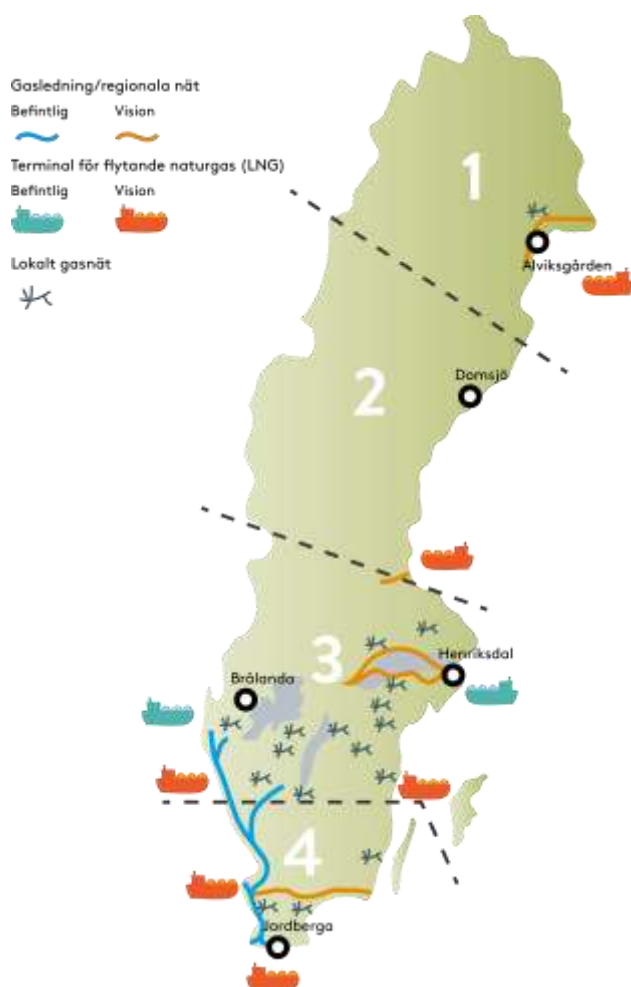
	Fördelar	Utmaningar	TRL
Termokemisk metanisering	- Verifieringsgraden - Fungerar med både avskild koldioxid och koldioxid i avsvavlad rå biogas - Kan ersätta konv. gasuppgradering - Snabb – kompakt reaktor - Ger högvärdig värme	- S-känslig- kräver uppströms gasrening - Högt T, p- lång uppstartstid - Låg flexibilitet- kräver vätgaslager vid intermittent drift - Skalbarheten - Högt CAPEX & OPEX (dyra katalysatorer)	7-8 (adiabatisk fast bädd) 4-5 (isoterm trefas bädd)
Ex-situ biologisk metanisering	- Kan ersätta konv. gasuppgradering - S-tolerant – fungerar med rå biogas och avskild koldioxid - Flexibilitet – ej behov av vätgaslager - Lågt T, p- snabb uppstart - Skalbarheten - Genererar lågvärdig värme - Lågt OPEX	- Långsam – voluminösa reaktorer - Genererar ej högvärdig värme - Högt CAPEX	6-7
In-situ biologisk metanisering	- S-tolerant - Lågt T, p- snabb uppstart - Mycket lågt CAPEX (ingen extern metaniseringsreaktor krävs) & OPEX	- Verifieringsgraden - Mycket begränsade möjligheter att ändra driftbetingelser (T, p, omrörning) - Masstransporten- låg omvandlingsgrad, kan ej ersätta konv. biogasuppgradering - Känslig för vätgasinhibering- vätgaslager krävs vid intermittent drift	4-5
Gasfermentering	- Hög produktflexibilitet (vätskeformiga produkter) - S-tolerant - Lågt T, p- snabb uppstart	- Verifieringsgraden - Långsam- voluminösa reaktorer - Effektiviteten - Skalbarheten	2-3

8.2 JÄMFÖRANDE EXEMPEL FÖR OLIKA TYPFALL AV SVENSKA BIOGASANLÄGGNINGAR I KOMBINATION MED ELEKTROBRÄNSLEPROCESSER

Vi har valt att översiktligt illustrera och diskutera fördelar och utmaningar med att producera elektrobränslen med utgångspunkt från fem olika svenska biogasanläggningar. De utvalda biogasanläggningarna representerar var och en olika anläggningstyper/produktionskapaciteter och de innehåller olika möjligheter till uppgradering och användning av produkten som fordonsbränsle. De ligger dessutom i olika geografiska delar av landet tillhörande olika elområden och med olika avstånd till gasinfrastruktur. Anläggningarna presenteras kortfattat i Tabell 9 och deras geografiska placering illustreras i Figur 19.

Tabell 9. Biogasanläggningar som valts ut i denna studie för jämförande analys av för- och nackdelar med att kombineras med en eller flera elektrobränsleprocesser.

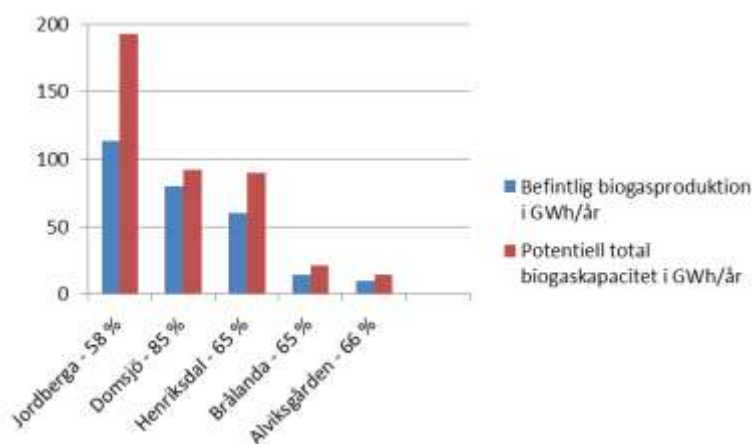
Jordberga	Sveriges största rötningsanläggning. Samrötning. Uppgradering till biometan. Ansluten till stamnät för gas (distributions- och transmissionsnät). I elområde 4. Biogasproduktion=110 GWh/år (2016). Metanhalt i rå biogas =50-65%
Domsjö	Större industrianläggning. Biogas från skogsindustri. Biogasen används till värmeproduktion. Ingen uppgradering till biometan. Ej ansluten till något gasnät. I Elområde 2. Biogasproduktion=80 GWh/år (2016). Metanhalt i rå biogas= ca 85%
Henriksdal	Större avloppsreningsverk. Uppgradering till biometan. Ansluten till Stockholms lokala gasnät. I elområde 3. Biogasproduktion = 60 GWh/år (2015). Metanhalt i rå biogas = 65% antas (ligger vanligtvis mellan 62-67% för biogas från avloppsreningsverk)
Brålanda biogas	4 st gårdsbaserade rötningsanläggningar som alla är anslutna till ett gemensamt lokalt gasnät för rågas (Fel! Hittar inte referenskälla.). Gemensam uppgradering till biometan. I elområde 3. Total biogasproduktion = 14 GWh/år (2015). Metanhalt i rå biogas = 64-65%.
Sylves Lantbruk	En av de fyra gårdsanläggningarna som ingår i Brålanda biogas (se ovan). I elområde 3. Biogasproduktion= 4,7 GWh/år (2015). Metanhalt i rå biogas=64-65%.
Alviksgården	Större gårdsanläggning. Ingen uppgradering till biometan idag. Inget gasnät. I elområde 1. Biogasproduktion= 10 GWh/år (2015). Metanhalt i rå biogas=ca 66%



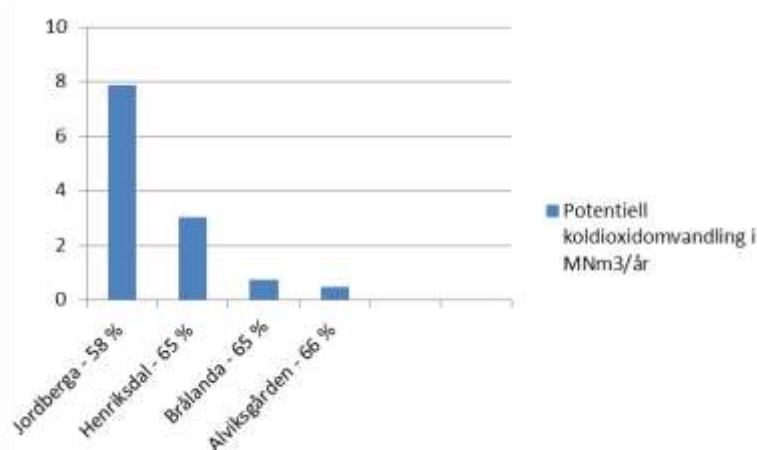
Figur 19. Geografisk placering av utvalda biogasanläggningar som undersöks i kombination med en eller flera elektrobränsleprocesser i detta avsnitt. Befintlig gasinfrastruktur samt framtida vision indikeras i bilden [62] samt Sveriges olika elområden 1-4.

8.2.1 Produktivitet och klimat

Under antagandet att samtliga utvalda biogasanläggningar i Tabell 9 skulle ha tillgång till och använda vätgas för att under 8000 drifttimmar uppgradera rågasen till 97% metan, skulle den befintliga biometanproduktionen ha potential att öka mellan 15 till 70% från en och samma mängd substrat. Ju lägre metanhalt i den råa biogasen, ju mer koldioxid finns tillgänglig för reaktion med vätgas (Ekv. 5), vilket i sin tur resulterar i en högre potentiell metanproduktionökning (Figur 20a). Då Jordberga är den största rötningsanläggningen samt har lägst metanhalt i rågasen av de utvalda anläggningarna, är det här som störst potential i ökad metanproduktion erhålls, både i absoluta tal och procentuellt. Av samma skäl är det också vid Jordberga som elektrobränsleprocesserna kan bidra med störst klimatvinst; omkring 8 MNm³/år koldioxid som annars skulle släppas ut i atmosfären kan omvandlas till ett användbart förnybart bränsle och/eller kemikalie (Figur 20b). En annan fördel med att kombinera elektrobränsleprocesser med stora gasnätanslutna anläggningar som Jordberga är att anläggningarna med stor sannolikhet skulle kunna agera som energilager för intermittent förnybar kraftproduktion och bidra med balans- och/eller reglerkraft på den lokala elmarknaden [12].



a)

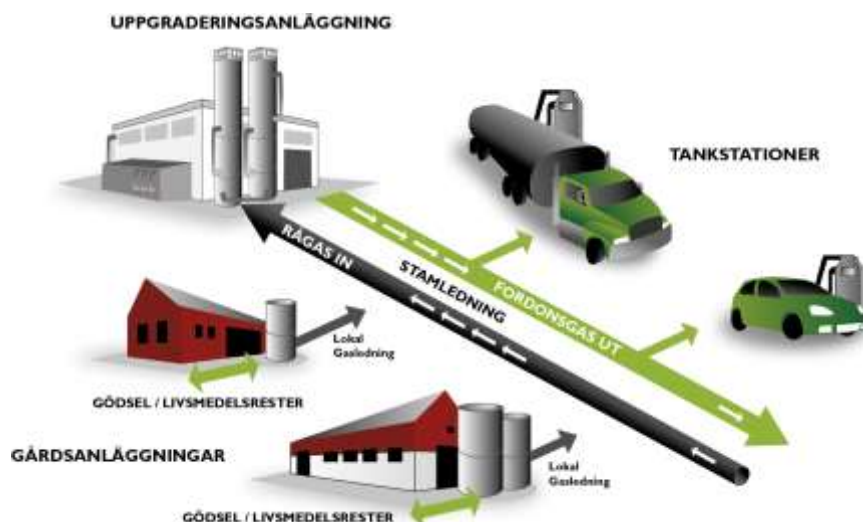


b)

Figur 20a-b. Potentiell ökning i biogasproduktion (a) jämfört med befintlig biogasproduktion (b). Motsvarande potentiell koldioxidomvandling vid utnyttjande av antingen termokemisk eller *ex-situ* biologisk metanisering för utvalda biogasanläggningar (Tabell 9). Procenthalt angiven efter biogasanläggningens namn (på x-axeln) avser typisk metanhalt i den producerade rågasen. Vid beräkningarna har 97 vol% metanhalt antagits i produktgasen samt vätgastillförsel under 8000 drifttimmar/år.

Det är viktigt att notera att den tekniska potentialen i total metanproduktion som visas i Figur 20a förutsätter att antingen termokemisk metansiering eller *ex-situ* biologisk metanisering kontinuerligt kan tillämpas under 8000 drifttimmar. Det är också endast då som elektrobränsleprocesserna fullt ut kan ersätta konventionell gasuppgradering (Tabell 8). Appliceras istället *in-situ* biologisk metanisering (se stycke 6.4) och/eller intermittent och/eller dynamisk drift blir denna tekniska metanproduktionspotential betydligt mindre. Utifall elektrolysprocessen skall designas för intermittent och/eller dynamisk drift samtidigt som kontinuerlig biometanproduktion önskas krävs således att konventionell gasuppgradering och/eller ett större gaslager (uppströms vätgas eller kombination av uppströms vätgas- och nedströms biogaslager, se kapitel 4) också finns på plats. Följdaktligen innehar anläggningar såsom Jordberga, Henriksdal och Brålanda, som redan nu uppgraderar biogasen till biometan, en stor fördel där biometanproduktion på samma sätt som idag skulle kunna ske kontinuerligt och elektrobränsleprocessen fungera som en ”produktionshöjare” då billig förnybar vätgas finns att tillgå. För maximal metanproduktions- och klimatvinst, utan att ta hänsyn till tillkommande kostnader (se stycke 8.2.2), skulle elektrobränsleprocessen utnyttja den avskilda koldioxidströmmen från den befintliga biogasuppgraderingen som tillåts reagera vidare med vätgas i antingen termokemisk eller *ex-situ* biologisk metansiering. De sistnämnda processerna innehar också, till skillnad från *in-situ* biologisk metansiering, fördelen att de sker åtskilt från själva rötningsprocessen och därmed inte riskerar att negativt påverka denna (se kapitel 6).

För de anläggningar som idag saknar biogasuppgradering, men som ser nytta i att öka sin metanproduktion och/eller metanhalten i sin rågas utan att öka mängden ingående substrat, skulle *in-situ* biologisk metanisering ligga närmare till hands att undersöka. Detta motiveras främst av att ingen investering i ytterligare reaktor/processsteg krävs nedströms rötningskammaren. Exakt hur mycket metanproduktionen respektive metanhalten i rågasen skulle kunna öka via denna process är emellertid idag svårt att förutse utan att genomföra praktiska försök. Tekniken är betydligt mindre mogen än både termokemisk och *ex-situ* biologisk metanisering och få resultat finns tillgängliga, inte minst från tester i fält. Som bäst har man med tekniken demonstrerat en ökning från 52 till 75 vol% metan (se stycke 6.4). Om man antar att lösligheten av vätgas är ungefär densamma vid 65 vol% metan skulle det peka på att det också är möjligt att med tekniken öka metanhalten från 65 till närmare 90 vol% i rågasen. För t.ex. Alviksgården skulle detta motsvara en möjlig ökning av biogasproduktionen från 10 till nära 14 GWh/år (förutsatt 8000 drifttimmar), samtidigt som bättre förbränningsegenskaper hos rågasen kan förväntas som följd av den högre metanhalten. Tillämpning av tekniken vid Brålanda Biogas skulle kunna motiveras av önskan att öka biogasproduktionen utan krav på investeringar i ytterligare rötningsanläggningar [63]. Om en mindre elektrolysör (Tabell 10, Sylves Lantbruk) skulle installeras i anslutning till den största av biogassystemets fyra ingående rötningsanläggningar (se Figur 21), samt om övriga antaganden är desamma som ovan, skulle den totala biogasproduktionen öka från befintliga 14 till nära 16 GWh/år.



Figur 21. Schematisk illustration av Brålanda Biogas, publicerad med tillåtelse av Innovatum[63].

8.2.2 Kostnader och marknad

En gemensam stor utmaning för samtliga elektrobränslen idag är den relativt höga produktionskostnaden. Enligt Brynolf, m.fl. kostar de i genomsnitt ungefär lika mycket som de dyraste biobränslena [19]. Av de olika elektrobränslena är vätgas, följt av metan, den som kan tillverkas med lägst kostnad. En bidragande orsak till elektrobränslenas relativt höga kostnad är elektrolysörens höga investeringskostnad. För de utvalda biogasanläggningarna uppskattas denna till ca 3000-7000 SEK/kW_{CH₄}, beroende på metanhalten i rågasen (Tabell 10). Inkluderas därtill investeringskostnaden för en extern metaniseringsreaktor (ca 1000-9000 SEK/kW_{CH₄} för 5MW_{el} eller 15 000 SEK/kW_{CH₄} för 1 MW_{el}) och eventuella behövliga gasreningssteg, gaslager m.m, så kan det konstateras att elektrobränsleprocesser idag blir ett dyrare sätt för att uppgradera biogas till biometan jämfört med konventionell biogasuppgradering. Som anges av Figur 3 ligger kostnaden för konventionell biogasuppgradering på 10 000 -45 000 SEK/Nm³ h⁻¹ rågas, motsvarande 1700-7500 SEK/kW_{CH₄}, varav den högre kostnaden gäller för mindre anläggningar. Det pågår dock idag intensiv forskning och utveckling inom området vilket potentiellt kan öka effektiviteten och sänka kostnaderna för såväl elektrolysörer som metaniseringsprocesser i takt med att antalet P2G-anläggningar blir allt fler (se kapitlen 4 och 5). Om man dessutom lyckas förbättra eller komma runt utmaningen med den begränsade masstransporten av vätgas vid *in-situ* biologisk metanisering, skulle kostnaden för det externa metaniseringssteget helt eller delvis kunna slopas.

Tabell 10. Uppskattad mängd vätgas och motsvarande storlek på elektrolysör som skulle krävas för att mha av elektrobränsleprocesser uppnå 97vol% metanhalt i produktgasen vid de utvalda biogasanläggningarna i Tabell 9. Kostnaden anger motsvarande specifik CAPEX för elektrolysören/ producerad $\text{kW}_{\text{CH}_4, \text{tot}}$. Vid beräkningen antogs 97 vol% metan i producerad gas, 8000 drifttimmar/år, volym tillförd vätgas = 4 X volym CO_2 i producerad rågas, verkningsgrad elektrolysör = 70 % (motsvarande 4,3 $\text{kW}_{\text{el}}/\text{Nm}^3 \text{ h}^{-1}$ vätgas), CAPEX (elektrolysör) = 10 000 SEK/ kW_{el} . Procent i parentes under biogasanläggningens namn anger antagen metanhalt i rågasen.

	Jordberga (58%)	Domsjö (85%)	Henriksdal (65%)	Brålanda (65%)	Sylves Lantbruk (65%)	Alviksgården (66%)
Mängd H_2 (GWh/år)	99	17	39	9	3	6
Storlek elektrolysör (MW)	18	3,0	6,9	1,6	0,5	1,1
SEK/ kW producerad $\text{CH}_{4, \text{tot}}$	7000	3000	6000	6000	6000	6000

Förutom kostnaden för elektrolysören är elpriset och drifttiden kritiska parametrar för vad den slutliga produktionskostnaden för elektrobränslet blir [19]. Idag finns stora utbyggnadsplaner för vindkraft i samtliga svenska elområden [64]. Störst utbyggnadsplaner finns i elområde 1 och 2 som båda, i motsats till elområde 3 och 4, redan idag är s.k. nettoexportörer av el. Mot bakgrunden att större inslag av vindkraft och elöverskott med största sannolikhet kommer att resultera i längre tidsperioder med låga elkostnader, torde därför P2G och elektrobränsleproduktion vid de biogasanläggningar som ligger just i elområde 1 eller 2 vara fördelaktig. För att nå god lönsamhet med producerad biogas/biometan krävs också en gasinfrastruktur och marknad. Utifrån denna aspekt kan det, trots sannolikt högre elpris än i både elområde 1 och 2, istället bli mer fördelaktigt att implementera elektroprocesser i anslutning till de biogasanläggningar som ligger i elområde 3 och 4, t.ex. vid Jordberga och/eller Henriksdal (Figur 19). Det är också i elområde 3 och 4 som majoriteten av Sveriges biogasanläggningar finns och därmed också där den största produktionspotentialen för elektrometan kan erhållas (Figur 1).

I avsaknad av gasmarknad skulle koldioxidfermentering till flytande bränslen på sikt kunna utvecklas till ett intressant alternativ. Enligt LanzaTech skulle dock produktionen från anläggningarna behöva vara ca 72 $\text{MNm}^3/\text{år}$ för att bli kostnadseffektiv för etanolproduktion, vilket är ca en tiopotens högre än de anläggningar som utretts i denna studie[47]. Om andra lägre kolväten eller värdefullare produkter produceras kan fermentering av rågasen från biogasanläggningen potentiellt vara kostnadseffektiv i framtiden [32]. Mognadsgraden för teknologin för råbiogasfermentering är dock för låg i nuläget. Både LanzaTech och INEOS Bio föreslår istället att hushålls- och industriavfallet för gasas och fermenteras istället för att rötas i en biogasprocess [32, 61].

9 SLUTSATSER

Denna studie analyserar och sammanfattar kunskap om s.k. biologiska elektrobränsleprocesser (*in-situ* och *ex-situ* biologisk metanisering, biologisk gasfermentering) i kombination med biogas-(röttings-)anläggningar. Termokemisk metanisering har använts som referens.

Samtliga undersökta elektrobränsleprocesser kan få en viktig roll i det framtida svenska energisystemet då tekniken öppnar för ökad produktion av förnybara drivmedel/kemikalier från en och samma mängd biomassa (upp till ca det dubbla), på samma gång som energilagring av förnybar intermitternt el kan erhållas. Den stora utmaningen är kostnaden och det finns behov av fortsatt FoU inom området för att elektrobränsleprocesserna skall kunna bli ett kostnadsekonomiskt alternativ för svenska biogasproducenterna.

Av de undersökta elektrobränsleprocesserna är termokemisk metanisering den mest mogna tekniken (TRL=7-8). Processen är snabb och reaktorena kompakta. Processen är också effektiv och vid kontinuerlig tillförsel av vätgas kan fordonsgaskvalitet erhållas hos produktgasen och konventionell biogasuppgradering slopas. Processen är däremot kostnadsintensiv och relativt komplex i kombination med biogasanläggningar eftersom den kräver uppströms gasrening, sker vid hög temperatur (300-700°C) och tryck (vanligtvis ≤ 20 bar) och har relativt låg tolerans mot svängningar i både gaskvalité ($H_2:CO_2$) och temperatur. Uppstartstiden från kallt tillstånd blir lång och uppströms vätgaslager behövs vid intermitternt drift.

Ex-situ biologisk metanisering är liksom termokemisk metanisering effektiv och kan ersätta konventionell biogasuppgradering om man kan åstadkomma kontinuerlig tillförsel av vätgas. Processen är emellertid långsam och betydligt mer voluminösa reaktorer krävs än för termokemisk metanisering. Vad gäller kostnaderna så ligger idag OPEX för processen 3-4 ggr lägre medan CAPEX ligger på ungefär samma nivå som för termokemisk metanisering i samma skala. Tekniken är mindre mogen (TRL=6-7), och det finns utrymme för kostnadseffektivisering med teknikmognadsaktiviteter innan kommersiell drift kan bli aktuellt vid svenska biogasanläggningar.

In-situ metanisering är fördelaktig om syftet inte är att producera fordonsgas utan istället att öka metanhalten i rågasen och/eller metankapaciteten ur biogasanläggningen från en och samma mängd substrat. Eftersom befintlig röttningsanläggning i detta fall används som reaktor blir CAPEX betydligt lägre än för ovan beskrivna *ex-situ* elektrobränsleprocesser. *In-situ* metanisering kräver dock kontinuerlig vätgastillförsel för att fungera. Dessutom är masstransporten mellan gas och vätska i rötkammaren starkt begränsande vilket innebär vätgasförluster. Det är alltså en viktig förutsättning för denna elektrobränsleprocess att billig vätgas finns att tillgå för att lönsamhet skall kunna uppnås. Idag är investeringskostnaden för elektrolysen dessvärre alltför hög för att vinsten av den ökade metanproduktionen skall kunna väga upp för den.

Vid biologisk gasfermentering produceras flytande bränslen i en biologisk process. För de lokaliseringar som ligger långt ifrån en gasmarknad men där billig vätgas finns att tillgå blir fördelarna uppenbara. Tekniken har ännu inte demonstrerats i kombination med biogas och bedöms därmed som omogen (TRL=2-3). Det pågår dock mycket FoU i labbskala inom teknikområdet samtidigt som det finns drivande utvecklare för kommersialisering av tekniken för större skala i kombination med utnyttjande av andra koldioxid/kolmonoxidkällor. Kunskapen förväntas även kunna överföras till och gynna utvecklingen av gasfermentering för uppgradering av rå biogas.

Sammanfattningsvis kan det konstateras att det finns stora utmaningar för etablering av elektro-bränsleprocesser i kombination med svenska biogasanläggningar, men också starka drivkrafter. Drivkrafterna ligger inte minst i våra olika miljö- och klimatmål samt i det växande behovet av bättre resurseffektivitet och nyttiggörande av avfall och intermittent överskottsel.

REFERENSER

1. Energimyndigheten. (2016) *Energipolitiska mål för vindkraft*.
2. Miljö- och energidepartementet (2013) *Fossilfrihet på väg (FFF-utredningen)*
3. Energikommisionen. (2016). *Ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna*. Tillgänglig: <http://www.regeringen.se/contentassets/b88f0d28eb0e48e39eb4411de2aabe76/energioverenskommelse-20160610.pdf>.
4. Energimyndigheten. (2015) *Energiläget*. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/statistik/>.
5. Re:Source. (2017) <http://www.resource-sip.se>. citerad 2017-01-30.
6. Energimyndigheten.(2016) *Drivmedel och biobränslen år 2015*.
7. Yngvesson J, Persson E, Fransson M, Olsson M, Henriksson G and Björkmalm J. (2013) *Energi- och kostnadseffektiv biogasproduktion från avfall - kartläggning och jämförande av nyckeltal*. Waste Refinery, WR:54.
8. Carbon Recycling International, CRI (2016). *Products, Renewable Methanol*. Tillgänglig: <http://carbonrecycling.is/vulcanol/>.
9. Deutsche Energie-Agentur, DENA (2016). *Pilotprojekte*. Tillgänglig: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/>.
10. Byman K. (2015) *Locational study- Power-to-gas*. Energiforsk, Rapport 2015:120.
11. Mohseni F. (2017) *Power-to-Gas Gotland*. Energiforsk. Rapport under arbete, förväntad publicering maj 2017.
12. Jannasch A-K, Molinder, R, Marklund, M & Hermansson, S. (2016) *Analysis of P2G / P2L systems in Piteå/Norrbotten for combined production of liquid and gaseous biofuels, Report No 2016:10, f3 The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels*.
13. Wikipedia. (2016) *Technology Readiness Level, TRL*. Tillgänglig: https://en.wikipedia.org/wiki/Technology_readiness_level
14. Grond, L. et al (2015). *Integration of Power-to-Gas and biogas supply chain*. DNV GL Report No. GCS.15.R24614
15. Thrän, D et al. (2014). *Biomethane – status and factors affecting market development and trade*. IEA BioEnergy.
16. Biogasportalen. (2016); *Svenska anläggningar*. Tillgänglig: <http://www.biogasportalen.se/BiogasISverigeOchVarlden/Anlaggningskarta#lan=undefined>
17. Swedish Standards Institute. SIS. 155438:2015, Motorbränslen - Metanrik gas som bränsle till snabbgående förbränningsmotorer - Krav och provningsmetoder
18. Hoyer K, Hulteberg, C, Svensson, M, Jernberg, J, Nørregård, Ø. (2016) *Biogas Upgrading - Technical Review*. Energiforsk Report 2016:275.
19. Brynolf S, Taljegård, M, Grahn, M, Hansson J. (2016). *Electrofuels for the transport sector: a review of production costs*. Renewable & Sustainable Energy Review, submitted for publication.
20. Götz M, Lefebvre, J, , Mörs F, Mcdaniel Koch A, Graf F, Bajohr S, Reimert R and Kolb T. (2016) *Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review*. Renewable Energy. 85: p. 1371-1390.

21. Persson T, Murphy J, Jannasch A, Ahern E, Liebetrau J, Trommler M and Toyama J. (2014) *A perspective on the potential role of biogas in smart energy grids*. IEA BioEnergy, Task 37.
22. Wang Y, Kowal J, Leuthold M, and Sauer D U. (2012) *Storage System of Renewable Energy Generated Hydrogen for Chemical Industry*. World Hydrogen Energy Conference 2012. Energy Procedia 29 (2012), pp 657-667.
23. Karlsson T. (2015). Processkontroll GT, *Personlig kommunikation*.
24. Grond L, Schulze P, Holstein J. (2013) *Systems analyses Power to Gas: A technology review*. DNV KEMA Energy & Sustainability.
25. Poels EK, Van Beek WP, Den Hoed W and Visser C. (1995) *Deactivation of fixed-bed nickel hydrogenation catalysts by sulfur*. Fuel, Vol 74, Issue 12, pp 1800-1805.
26. Güssing Renewable Energy GmbH (2016) Güssing Renewable Energy, allmän information om anläggningen och projekt kopplade till anläggningen. Tillgänglig från: <http://www.gussingrenewable.com/>.
27. Göteborg Energi (2016). Gobigas, allmän information om anläggningen. Tillgänglig från: <http://gobigas.goteborgenergi.se/>.
28. Deutsche Energie-Agentur, DENA (2017). *Audi e-gas Projekt*. Tillgänglig från: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/audi-e-gas-projekt/>.
29. Helmeth (2016). Helmeth, allmän information om projektet. Tillgänglig: <http://www.helmeth.eu/>.
30. Hansen J B. (2016) *Demonstrationsanlæg på Forskningscenter Foulum: El-opgradering af biogas startet med succes*. I Gasenergi, nr 5, november 2016, pp. 20-21.
31. Liew F, Martin ME, Tappel RC, Heijstra BD, Mihalcea C and Köpke M (2016) *Gas Fermentation—A Flexible Platform for Commercial Scale Production of Low-Carbon-Fuels and Chemicals from Waste and Renewable Feedstocks*. Front. Microbiol. 7:694. doi: 10.3389/fmicb.2016.00694
32. Nair P, LanzaTech (2016). *Personlig kommunikation*.
33. Klueckers J, MicrobEnergy (2016). *Personlig kommunikation*.
34. Benjaminsson G, Benjaminsson J, Boogh Rudberg R. (2013) *El till Gas - System, ekonomi och teknik. (Power to Gas - A technical review)*. SGC Rapport 2013:284.
35. Grond L, Schulze P, Holstein J. (2013) *Systems analyses Power to Gas: A technology review*. DNV KEMA Energy & Sustainability.
36. Rachbauer L, Voitl G, Bochmann G and Fuchs W. (2016) *Biological biogas upgrading capacity of a hydrogenotrophic community in a trickle-bed reactor*. Applied Energy, Vol. 180: pp. 483-490.
37. Angenent LT, Richter H, Buckel W, Spirito CM, Steinbusch KJ, Plugge CM, Strik DP, Grootcholten TI, Buisman CJ and Hamelers HV. (2016) *Chain Elongation with Reactor Microbiomes: Open-Culture Biotechnology To Produce Biochemicals*. Environmental Science & Technology, Vol. 50 (6), pp. 2796-2810.
38. Willquist K, Nkemka VN, Svensson H, Pawar S, Ljunggren M, Karlsson H, Murto M, Hultberg C, Van Niel EWJ and Liden G. (2012) *Design of a novel biohythane process with high H₂ and CH₄ production rates*. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 37 (23), pp. 17749-17762.
39. Schildhauer TJ (2016). *Synergies in the production of renewable methane*. Presentation at Regatec, 10-11 May 2016, Malmö, Sweden.

40. BioCat-projektet (2016). Allmän information om projektet. Tillgänglig från: <http://biocat-project.com/>.
41. Rudmose C. (2016) *Avedøreprojektet- et forsøg med Power to Gas*. I Gasenergi, nr 5, november 2016, pp 18-19.
42. Forstmeier M. , Electrochaea (2016). *Personlig kommunikation*
43. Deutsche Energie-Agentur, DENA (2016) *Power to Gas Biogasbooster*. Tillgänglig: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/power-to-gas-biogasbooster/>.
44. Steelanol (2016) *Ethanol production successfully tested on live steel waste gas stream of ArcelorMittal Gent*. Steelanol News 13 January 2016. Tillgänglig: <http://www.steelanol.eu/en/news/ethanol-production-in-gent-successfully-tested-on-real-steel-waste-gas-stream>.
45. Oakley SD, Coombes JA, Simpson SD, Heijstra BD, Schultz MA and Molloy S (2011). *Improved fermentation of waste gases*. WO 2011139163 A1, Google Patents.
46. Munasinghe PC and Khanal SK. (2010) *Biomass-derived syngas fermentation into biofuels: Opportunities and challenges*. Bioresource Technology, Vol. 101 (13), pp. 5013-5022.
47. Molitor B, Richter H, Martin ME, Jensen RO, Juminaga A, Mihalcea C and Angenent LT. (2016) *Carbon recovery by fermentation of CO-rich off gases – Turning steel mills into biorefineries*. Bioresource Technology, Vol. 215, pp. 386-396.
48. Kantzow C, Mayer A and Weuster-Botz D. (2015) *Continuous gas fermentation by Acetobacterium woodii in a submerged membrane reactor with full cell retention*. Journal of Biotechnology, Vol. 212, pp. 11-18.
49. Hu P, Chakraborty S, Kumar A, Woolston B, Liu H, Emerson D and Stephanopoulos G. (2016) *Integrated bioprocess for conversion of gaseous substrates to liquids*. Proceedings of the National Academy of Sciences. 113, pp. 3773-3778.
50. Jourdin L, Grieger T, Monetti J, Flexer V, Freguia S, Lu Y, Chen J, Romano M, Wallace GG and Keller J. (2015) *High Acetic Acid Production Rate Obtained by Microbial Electrosynthesis from Carbon Dioxide*. Environmental Science & Technology, Vol. 49, pp. 13566-13574.
51. Simpson SD, Koepke, M, Smart, KF, Tran, LP, Sechrist, P. (2014) *System and method for controlling metabolite production in a microbial fermentation*. Patent US 20140273115 A1, Lanzatech New Zealand Limited.
52. Hawkins AS, McTernan PM, Lian H, Kelly RM and Adams MWW (2013). *Biological conversion of carbon dioxide and hydrogen into liquid fuels and industrial chemicals*. Current Opinion in Biotechnology, Vol. 24(3), pp. 376-384.
53. Köpke M, Held C, Hujer S, Liesegang H, Wiezer A, Wollherr A, Ehrenreich A, Liebl W, Gottschalk G and Dürre P. (2010) *Clostridium ljungdahlii represents a microbial production platform based on syngas*. Proceedings of the National Academy of Sciences. 107(29), pp. 13087-13092.
54. Purec L, Krasna AI and Rittenberg D (1962) *The Inhibition of Hydrogenase by Carbon Monoxide and the Reversal of this Inhibition by Light*. Biochemistry, Vol 1(2), pp. 270-275.
55. Nevin KP, Hensley SA, Franks AE, Summers ZM, Ou J, Woodard TL, Snoeyenbos-West OL and Lovley DR (2011) *Electrosynthesis of Organic Compounds from Carbon Dioxide Is Catalyzed by a Diversity of Acetogenic Microorganisms*. Applied and Environmental Microbiology. Vol. 77(9), pp. 2882-2886.

56. Sakimoto KK, Wong AB and Yang P (2016) *Self-photosensitization of non-photosynthetic bacteria for solar-to-chemical production*. Science. 351(6268), pp. 74-77.
57. Fei Q, Guarnieri MT, Tao L, Laurens LML, Dowe N and Pienkos PT (2014). *Bioconversion of natural gas to liquid fuel: Opportunities and challenges*. Biotechnology Advances Vol. 32(3), pp. 596-614.
58. Silverman J. (2016) *BIO-GTL platform for the conversion of natural gas to fuels and chemicals*. In AIChE 2016 Spring Meeting, April 10-14 Houston, Texas.
59. Agler MT, Spirito CM, Usack JG, Werner JJ and Angenent LT (2014) *Development of a highly specific and productive process for n-caproic acid production: applying lessons from methanogenic microbiomes*. Water science and technology : a journal of the International Association on Water Pollution Research, Vol. 69(1), pp. 62-68.
60. Fornell R, Willquist K, Alriksson B and Kalmendal R. (2016) *Flexibility in ethanol based lignocellulose biorefineries: A knowledge synthesis*. f3 The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels, Sweden.
61. Mallon J, Lanzatech (2016). *Personlig kommunikation*
62. Swedegas (2016). *Framtidens infrastruktur*. Tillgänglig: https://www.swedegas.se/smarta_energisystem/Infrastruktur/Karta
63. Eriksson P, Innovatum (2016). *Personlig kommunikation*.
64. Svenska Kraftnät (2015). *Nätutvecklingsplan 2016-2025. En tioårsplan för det svenska samhället*. Rapport september 2015.

