



Sveriges lantbruksuniversitet
Swedish University of Agricultural Sciences

Institutionen för energi och teknik

Klimatpåverkan och energianvändning vid tillämpning av bio-CCS och bio-CCU från biogasanläggningar

- *Global warming potential and energy use for Bio-CCS and Bio-CCU from biogas production*

Emelie Wallman

Civilingenjörsprogrammet i energisystem

Examensarbete 2022:02
ISSN 1654-9392
Uppsala 2022

Klimatpåverkan och energianvändning vid tillämpning av bio-CCS och bio-CCU från biogasanläggningar

Global warming potential and energy use for Bio-CCS and Bio-CCU from biogas production

Emelie Wallman

Handledare: Johan Andersson, RISE

Ämnesgranskare: Cecilia Sundberg, institutionen för energi och teknik, SLU

Examinator: Åke Nordberg, institutionen för energi och teknik, SLU

Omfattning: 30 hp

Nivå, fördjupning och ämne: Avancerad nivå, A2E, teknik

Kurstitel: Examensarbete i energisystem

Kurskod: EX0724

Program/utbildning: Civilingenjörsprogrammet i energisystem 300 hp

Kurskoordinerande institution: Institutionen för energi och teknik

Utgivningsort: Uppsala

Utgivningsår: 2022

Serietitel: Examensarbete (Institutionen för energi och teknik, SLU)

Delnummer i serien: 2022:02

ISSN: 1654-9392

Elektronisk publicering: <http://stud.epsilon.slu.se>

Nyckelord: Livscykelanalys, Koldioxid, Biometan, Power to Gas, Biologisk metanisering, Katalytisk metanisering, Elektrolys

Sveriges lantbruksuniversitet

Swedish University of Agricultural Sciences

Fakulteten för naturresurser och jordbruksvetenskap
Institutionen för energi och teknik

Publicering och arkivering

Godkända självständiga arbeten (examensarbeten) vid SLU publiceras elektroniskt. Som student äger du upphovsrätten till ditt arbete och behöver godkänna publiceringen. Om du kryssar i **JA**, så kommer fulltexten (pdf-filen) och metadata bli synliga och sökbara på internet. Om du kryssar i **NEJ**, kommer endast metadata och sammanfattning bli synliga och sökbara. Fulltexten kommer dock i samband med att dokumentet laddas upp arkiveras digitalt.

Om ni är fler än en person som skrivit arbetet så gäller krysset för alla författare, ni behöver alltså vara överens. Läs om SLU:s publiceringsavtal här:

<https://www.slu.se/site/bibliotek/publicera-och-analysera/registrera-och-publicera/avtal-for-publicering/>.

JA, jag/vi ger härmed min/vår tillåtelse till att föreliggande arbete publiceras enligt SLU:s avtal om överlåtelse av rätt att publicera verk.

NEJ, jag/vi ger inte min/vår tillåtelse att publicera fulltexten av föreliggande arbete. Arbetet laddas dock upp för arkivering och metadata och sammanfattning blir synliga och sökbara.

Abstract

To mitigate the human-induced climate change, Sweden has adopted a climate policy framework that states a net-zero emissions of greenhouse gases by the year of 2045 and thereafter negative emissions. To achieve this goal extensive emission mitigation alongside supplementary measures are required. Carbon Capture and Storage (CCS) is a concept that collects carbon dioxide with the purpose to store it permanently. When CCS is applied to streams of carbon dioxide (CO₂) with biogenic origin, it is called bio-CCS. Bio-CCS is an example of such a supplementary measure. Another concept is bio-CCU, Carbon Capture and Utilization. It means that CO₂ with biogenic origin is used in products. One example of bio-CCU is Power to Gas (P2G), where carbon dioxide and hydrogen through methanation produces biomethane, via biological or catalytic processes. By upgrading biogas, amounts of CO₂ are separated which make it easily accessible for bio-CCS and bio-CCU.

This study aims to determine the Global Warming Potential (GWP) and primary energy use for bio-CCS and bio-CCU (P2G) from biogas plants via Life Cycle Assessment (LCA) and compare it to the fossil fuel alternative. This will be in accordance with the LCA methods used in the Renewable Energy Directive (RED) and the International Organization for Standardization (ISO). Moreover, the study examines a total of six different scenarios, including a reference scenario. One scenario with bio-CCS for permanent storage of CO₂ and four scenarios with P2G, either through biological methanation or catalytic methanation. The methanation takes place either at a centralized plant or at the biogas plant where it replaces the traditional upgrade of biogas. The biogas production assumes a 50 GWh/year Swedish co-digestion plant.

Bio-CCS is the alternative with the biggest positive climate impact of the studied scenarios for produced biomethane. LCA shows that by storing CO₂ through bio-CCS in saltwater aquifers, GWP is -39.2 g CO₂eq/MJ biomethane according to ISO and -26.5 g CO₂eq/MJ biomethane according to RED. It is proved that the transportation of CO₂ by ship from Sweden to Norway for permanent storage affects the calculation of greenhouse emissions the most. By utilizing CO₂ through P2G the GWP is between 4.0–6.4 g CO₂eq/MJ biomethane according to ISO and 14.0–14.9 g CO₂eq/MJ according to RED.

Primary energy use for bio-CCS is 0.24 MJ/MJ biomethane according to ISO and 0.28 MJ/MJ biomethane according to RED. Primary energy use for bio-CCU is 1.45–1.57 MJ/MJ according to ISO and 1.57–1.67 according to RED. This can be compared to a reference scenario where CO₂ is released into the atmosphere with the primary energy use is 0.21 MJ/MJ according to ISO and 0.26 MJ/MJ according to RED.

In the scenarios that include bio-CCU, the differences are relatively small and the best solution is dependent on local conditions. Biomethane from bio-CCU leads to greenhouse gas savings of 84–85 % compared to the fossil fuel comparators (94 g CO₂eq/MJ). Therefore bio-CCU meets the criteria for sustainability in RED. The sensitivity analysis shows that the electricity generation source has a large influence on the GWP for bio-CCU. Changing from the Swedish electricity mix to wind power decreases the GWP by 49–51 %. Apart from being used to phase out fossil fuels, biomethane can also be used for energy storage if produced when there is a surplus of electricity, which helps balancing the electric grid.

In conclusion, there is big potential for future bio-CCS and bio-CCU from biogas plants due to the localized source of easily available biogenic CO₂. Bio-CCS and bio-CCU can be seen as important tools to reach the climate goals by reducing greenhouse gas emissions and phasing out fossil fuels.

Keywords: Life Cycle Assessment, Carbon dioxide, Biomethane, Power to Gas, Biological methanation, Catalytic methanation, Electrolyze

Populärvetenskaplig sammanfattning

Klimatförändringar är vår tids största utmaning och att minska utsläppen av växthusgaser är viktigare än någonsin. Mänsklig aktivitet ger upphov till att halten växthusgaser i atmosfären ökar vilket har som följd att jordens medeltemperatur stiger, något som kan få allvarliga konsekvenser för klimatsystemet.

Enligt det klimatpolitiska ramverket ska Sverige uppnå netto-noll utsläpp av växthusgaser senast år 2045, för att därefter uppnå negativa utsläpp. Baserat på dagens teknik och kunskap krävs utöver stora utsläppsminskningar även kompletterande åtgärder för att uppnå målen. Ett exempel på en kompletterande åtgärd är bio-CCS, Carbon Capture and Storage från förnybar energi. Konceptet CCS innebär att koldioxid (CO_2) infångas och lagras permanent. Bio-CCS betyder att CO_2 är av biogent ursprung, det vill säga härstammar från biomassa. Ett annat koncept är bio-CCU, Carbon Capture and Utilization, som innebär att biogen CO_2 används till att producera andra produkter. Ett exempel på bio-CCU är Power to Gas (P2G) där infångad biogen CO_2 och vätgas producerar biometan genom metanisering, en process som antingen kan ske biologiskt eller katalytiskt. Den biometan som produceras kan ersätta fossil metan som fordonsgas. Vid uppgradering av biogas separeras biogen CO_2 som idag släpps ut i atmosfären. Den biogena CO_2 kan tillvaratas och genom enklare modifiering användas till bio-CCS och bio-CCU.

Denna studie syftar till att ur ett livscykelperspektiv beräkna klimatpåverkan och energianvändning för bio-CCS och bio-CCU, i det senare fallet P2G, från biogasanläggningar. I studien jämförs två olika vedertagna metoder för beräkning av livscykelanalys för att iakta eventuella skillnader: dels den internationella standarden (ISO) och dels den metod som EU rekommenderar i EU-lagstiftningen för förnybar energi – förnybartdirektivet (Renewable Energy Directive (RED)).

I studien genomförs livscykelanalyser för sex olika scenarier, där beräkningarna utförs med båda metoderna. De sex scenarierna omfattar också ett referensscenario där CO_2 släpps ut i atmosfären. Studien undersöker ett scenario med bio-CCS för permanent lagring av CO_2 under Nordsjön utanför Norges kust och fyra scenarier med bio-CCU i form av P2G. Biometanproduktionen vid P2G sker antingen genom biologisk metanisering eller katalytisk metanisering. Biogasproduktionen utgår från en genomsnittlig svensk anläggning på 50 GWh/år. För att göra de undersökta scenarierna jämförbara krävs en gemensam nämnare som vid livscykelanalys kallas för funktionell enhet. Den funktionella enheten är baserad på bränslets energiinnehåll och uttrycks i MJ biometan.

Bio-CCS är det alternativ bland de studerade scenarier som ger störst klimatnytta för producerad biometan. I och med den stora mängden permanent lagrad CO_2 vid bio-CCS får biometanen betydligt lägre klimatpåverkan än vid referensscenariot. I studien konstateras att en viktig parameter för den klimatpåverkan som orsakas vid

bio-CCS är utsläpp knutna till fartygstransport av CO₂ från Sverige till plats för lagring under Nordsjön. Klimatpåverkan beräknas till -39,2 g CO₂eq/MJ biometan enligt ISO-standard. Gör inställt beräkningar enligt riktlinjerna i RED fås att klimatpåverkan är -26,5 g CO₂eq/MJ biometan.

För tillämpning av bio-CCU från biogasanläggningar visar resultatet att klimatpåverkan för biometan är mellan 4,0–14,9 g CO₂eq/MJ biometan och skiljer sig beroende på om beräkningar görs enligt ISO-standard eller enligt riktlinjerna i RED. Det kan jämföras med fordonsgasens genomsnittliga klimatpåverkan år 2019 som var 15,8 g CO₂eq/MJ. Den fordonsgas som det refereras till utgörs till största delen biometan. Jämfört med användning av fossila bränslen (94 g CO₂eq/MJ) ger biometan producerad vid P2G en utsläppsreduktion på 84–85%. Det innebär att biometanen därmed uppfyller kraven för att anses som ett hållbart transportbränsle enligt hållbarhetskriterierna i RED.

I studien beräknas energianvändningen för bio-CCS till 0,24 MJ/MJ biometan enligt ISO-standard och 0,28 MJ/MJ biometan enligt riktlinjerna i RED. Det är något högre än vid referensscenariot där CO₂ släpps ut i atmosfären. Energianvändningen ökar betydligt för den biometan som produceras vid tillämpning av bio-CCU. Vid bio-CCU beräknas den till mellan 1,45–1,67 MJ/MJ biometan och skiljer sig beroende på om beräkningar görs enligt ISO-standard eller enligt riktlinjerna i RED.

Vid bio-CCU har elens ursprung stor inverkan på beräknad klimatpåverkan och energianvändning. Genom att använda förnybar el vid processen finns stor potential att minska klimatpåverkan. Studien visar att klimatpåverkan för bio-CCU reduceras med 49–51 % vid byte från svensk elmix till att elen i stället producerats från enbart vindkraft. Om biometan produceras när det finns överskott på el kan den även fungera som energilager och därmed bidra till att upprätthålla balansen på elnätet.

För att nå klimatmålen och begränsa belastningen på klimatsystemet finns inte en entydig väg framåt utan det krävs åtgärder som kompletterar varandra. Bland de studerade scenarierna för bio-CCU är skillnaderna förhållandevis små och det är lokala förutsättningar som kommer avgöra vilken den bästa lösningen är. Sammanfattningsvis finns det stor framtida potential för bio-CCS och bio-CCU från biogasanläggningar med anledning av punktutsläppen med lättillgänglig biogen CO₂. Bio-CCS och bio-CCU bör ses som viktiga delar i arbetet mot att nå klimatmålen genom att reducera utsläppen av växthusgaser och fasa ut fossila bränslen.

Exekutiv sammanfattning

Det finns stor framtida potential för bio-CCS och bio-CCU (Power to Gas (P2G)) från biogasanläggningar med anledning av punktutsläppen med lättillgänglig biogen koldioxid (CO₂). Bio-CCS och bio-CCU bör ses som viktiga delar i arbetet mot att nå klimatmålen genom växthusgasutsläppsreducering och utfasning av fossila bränslen.

Studien visar att bio-CCS är det alternativ som ger störst klimatnytta per MJ biometan. Genomförd känslighetsanalys visar att en viktig parameter för resultatet i livscykelanalysen vid bio-CCS är utsläpp knutna till fartygstransport av flytande CO₂.

Det är en förhållandevis liten skillnad i GWP och primärenergianvändning mellan en centraliserad P2G-anläggning och en anläggning där metaniseringen ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas, samt mellan biologisk respektive katalytisk metanisering. Lokala förutsättningar avgör vilken lösning som är mest lämplig.

Biometan som produceras vid P2G ger utsläppsreduktion på 84–85 % jämfört med fossil referens, och den kan därmed anses som ett hållbart transportbränsle enligt hållbarhetskriterierna i förnybartdirektivet (Renewable Energy Directive (RED)). Känslighetsanalysen visar att den viktigaste parametern för resultatet i livscykelanalysen är elens ursprung. Genom byte från svensk elmix till vindkraft kan GWP för biometan producerad vid P2G reduceras med 49–51 %.

Förord

Examensarbetet motsvarar 30 högskolepoäng och är den avslutande delen i civilingenjörsprogrammet i energisystem vid Uppsala universitet och Sveriges lantbruksuniversitet. Examensarbetet genomfördes under höstterminen 2020 och vårterminen 2021 på uppdrag av Research Institutes of Sweden (RISE).

Jag vill tacka Johan Andersson, Karin Pettersson och Katarina Lorentzon med flera från RISE som under året handlett mig i arbetet. Er kunskap och vägledning har varit mycket värdefull. Jag vill även rikta tack till Torun Hammar för ditt engagemang i uppstarten av arbetet samt ämnesgranskare Cecilia Sundberg.

Avslutningsvis vill jag tacka familj och vänner vars stöd under studietiden lett fram till detta.

Emelie Wallman

Uppsala, 2021

Innehållsförteckning

1. Inledning	1
1.1 Projektet <i>Bio-CCS från biogas</i>	2
1.2 Syfte och frågeställningar	2
1.2.1 Frågeställningar	3
1.3 Avgränsningar	3
1.4 Disposition	3
2. Teoretiskt ramverk	4
2.1 Carbon Capture and Storage	4
2.1.1 Northern Lights	5
2.2 Carbon Capture and Utilization	5
2.3 Biogas	5
2.3.1 Uppgradering och koldioxidavskiljning	6
2.4 Power to Gas	6
2.4.1 Elektrolys	6
2.4.2 Metanisering	7
3. Livscykelanalys	10
3.1 LCA enligt ISO-metoden	10
3.2 Förnybartdirektivet och HBK-metoden	12
4. Tidigare LCA-studier inom området	13
5. Metod	14
5.1 Val av data	15
5.2 Systemdefinition	15
5.2.1 Funktionell enhet	15
5.2.2 Systemgränser	15
5.2.3 Hantering av biprodukter	16
5.2.4 Miljöpåverkanskategorier	16
5.3 Scenariobeskrivning	18
5.3.1 Scenario 1: Referensscenario	19
5.3.2 Scenario 2: Bio-CCS från biogasanläggningen	19

5.3.3 Scenario 3: Bio-CCU – Biologisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning	21
5.3.4 Scenario 4: Bio-CCU – Katalytisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning	21
5.3.5 Scenario 5: Bio-CCU – Biologisk metanisering på biogasanläggningen	24
5.3.6 Scenario 6: Bio-CCU – Katalytisk metanisering på biogasanläggningen	24
5.5 Känslighetsanalys.....	25
6. Datainsamling, antaganden och beräkningar	26
6.1 GWP och primärenergifaktorer	26
6.2 Densitet och molmassa.....	27
6.3 Biogasproduktion	28
6.3.1 LCA för biogasproduktion	28
6.3.2 Biogasflöde.....	29
6.4 Behandling av biogas	29
6.4.1 Rening av biogas	29
6.4.2 Uppgradering av biogas med aaminskrubber.....	29
6.5 Komprimering, förvätskning och lagring av CO ₂	30
6.6 Transport av LCO ₂	31
6.6.1 Lastbilstransport	31
6.6.2 Fartygstransport.....	32
6.7 Mottagningsanläggning, pipeline och slutlager i Norge	33
6.8 P2G.....	34
6.8.1 Metanisering	34
6.8.2 Elektrolys.....	38
7. Resultat	39
7.1 Mass- och energibalanser.....	39
7.1.1 Massbalans	39
7.1.2 Energibalans	39
7.2 Klimatpåverkan	43
7.2.1 Procentuell utsläppsreduktion jämfört med fossil referens	46
7.3 Primärenergianvändning	46
7.4 Känslighetsanalys.....	49
7.4.1 Identifikation av betydande parametrar	49

7.4.2	Transport av LCO ₂ vid bio-CCS	49
7.4.3	Alternativ elmix.....	51
7.4.4	Metanförluster vid biologisk metanisering.....	54
8.	Diskussion.....	55
8.1	Kritisk analys av metoden.....	55
8.2	GWP och primärenergianvändning.....	56
8.2.1	Biogasproduktionens klimatpåverkan	56
8.2.2	Klimatnytta och primärenergianvändning vid implementering av bio-CCS.....	57
8.2.3	Klimatnytta och primärenergianvändning vid implementering av bio-CCU.....	58
8.3	Samhällsbidrag.....	62
9.	Slutsatser.....	63
9.1	Framtida forskning	64
	Referenser	65
	Bilaga A - Massbalanser	73

Tabellförteckning

Tabell 1. Omräkningstabell till koldioxidekvivalenter för olika växthusgaser (Naturvårdsverket, u.d.)	17
Tabell 2. Producerad mängd biometan vid uppgradering av biogas och genom P2G, elektrolyskapacitet samt transportavstånd. Redovisat transportavstånd avser enkel väg	18
Tabell 3. GWP och PEF som använts vid beräkningarna i analysen. PEF är uppdelat på om primärenergien är av fossilt (PEF_{Fossil}) eller förnybart ($PEF_{Förnybar}$) ursprung	27
Tabell 4. Värderna för densitet och molmassa för de komponenter som ingår i processerna.....	28
Tabell 5. Data för antaganden och beräkningar vid uppgradering av biogas medaminskrubber samt elbehov för komprimering av biometan vid processen	30
Tabell 6. Elbehov vid komprimering/förvätskning av CO_2 samt elbehov för pumpning av LCO_2 från lastbil till stationärt lager.....	31
Tabell 7. Data för transport av LCO_2 med lastbil	32
Tabell 8. Data för fartygstransport av LCO_2	33
Tabell 9. Data för beräkningar och antaganden vid biologisk metanisering samt elbehov för komprimering av producerad biometan vid processen.....	36
Tabell 10. Data för beräkningar och antaganden vid katalytisk metanisering samt elbehov för komprimering av producerad biometan vid processen.....	37
Tabell 11. Data för beräkningar och antaganden vid alkalisk elektrolys.....	38

Figurförteckning

Figur 1. Schematisk beskrivning scenario 1. Referensscenario.....	19
Figur 2. Schematisk beskrivning scenario 2. Bio-CCS från biogasanläggningen .	20
Figur 3. Schematisk beskrivning scenario 3. Biologisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning.....	22
Figur 4. Schematisk beskrivning scenario 4. Katalytisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning.....	23
Figur 5. Schematisk beskrivning scenario 5. Biologisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen.....	24
Figur 6. Schematisk beskrivning scenario 6. Katalytisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen.....	25
Figur 7. Massbalans referensscenario och bio-CCS från biogasanläggningar (scenario 1–2). I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån.....	39
Figur 8. Energibalans scenario 3. Biologisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning. I figuren motsvarar energimängden i biogasen 100 % vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån.....	40
Figur 9. Energibalans scenario 4. Katalytisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning. I figuren motsvarar energimängden i biogasen 100 % vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån.....	41
Figur 10. Energibalans scenario 5. Biologisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren motsvarar energimängden i biogasen 100 % vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån.....	42
Figur 11. Energibalans scenario 6. Katalytisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren motsvarar energimängden i biogasen 100 % vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån.....	42
Figur 12. GWP vid systemexpansion enligt ISO-standarden. Figuren visar nettoutsläppen för scenario 1–6.....	44
Figur 13. GWP enligt riktlinjerna i RED. Figuren visar nettoutsläppen för scenario 1–6.....	45
Figur 14. Primärenergianvändning vid systemexpansion enligt ISO-standarden. Figuren visar primärenergianvändningen för scenario 1–6.....	47
Figur 15. Primärenergianvändning enligt riktlinjerna i RED. Figuren visar primärenergianvändningen för scenario 1–6.....	48
Figur 16. Känslighetsanalys: GWP för transport av LCO ₂ vid bio-CCS enligt RED. Figuren visar scenario 2 exklusive permanent lagrad CO ₂	50
Figur 17. Känslighetsanalys: Alternativ elmix vid beräkning av GWP enligt RED för bio-CCU (P2G). Figuren visar scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1).....	52

Figur 18. Känslighetsanalys: Alternativ elmix vid beräkning av primärenergianvändning enligt RED för bio-CCU (P2G). Figuren visar scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1).....	52
Figur 19. Primärenergianvändning för basfallet enligt RED uppdelat på om primärenergien är av fossilt eller förnybart ursprung. Figuren visar scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1).....	53
Figur 20. Känslighetsanalys: Alternativ elmix. Primärenergianvändning enligt RED uppdelat på om primärenergien är av fossilt eller förnybart ursprung. Figuren visar scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1)	54
Figur 21. Massbalans - scenario 3. Biologisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning. I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån	73
Figur 22. Massbalans scenario 4. Katalytisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning. I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån	74
Figur 23. Massbalans scenario 5. Biologisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån.....	74
Figur 24. Massbalans scenario 6. Katalytisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån.....	75

Nomenklatur

AEL	Alkalisk elektrolys
ALCA	Attributional-LCA (bokföringsanalys)
Bio-CCS	Avskiljning och lagring av koldioxid från förnybar energi
Bio-CCU	Avskiljning och tillvaratagande av koldioxid från förnybar energi
Biogas	Gas erhållen vid rötning. Även benämnt som rågas
Biometan	Metan framställd av förnybar råvara/uppgraderad biogas
CH ₄	Metan
CLCA	Consequential-LCA (konsekvensanalys)
CO ₂	Koldioxid
CO ₂ eq	Koldioxidekvivalenter. Anger mängden koldioxidutsläpp som olika växthusgaser motsvarar
CCS	Carbon Capture and Storage (avskiljning och lagring av koldioxid)
CCU	Carbon Capture and Utilization (avskiljning och tillvaratagande av koldioxid)
COP	Conference of the Parties
CSTR	Continuously Stirred Tank Reactor
GWP	Global Warming Potential
H ₂	Vätgas
HBK	Hållbarhetskriterier
HVO	Hydrogenated Vegetable Oil
ISO	International Organization for Standardization
IPCC	Intergovernmental Panel of Climate Change (FN:s klimatpanel)
KOH	Kaliumhydroxid
LBG	Liquefied Biogas (flytande biogas)
LCA	Life Cycle Assessment (livscykelanalys)
LCO ₂	Flytande komprimerad koldioxid
LHV	Lower Heating Value (det lägre värmevärdet)
LNG	Liquefied Natural Gas (flytande naturgas)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (gasol)
M	1 nautisk mil (förkortat M) definieras som 1852 meter (Sjöfartsverket, u.d.)
MGO	Marine Gas Oil

Nm ³	Volymenhet motsvarande 1 m ³ vid atmosfärstryck och 0 °C (Energigas Sverige, 2019)
P2G	Power to Gas
P2M	Power to Methane
PEF	Primärenergifaktor
Primärenergi	Energi i olika energibärare som inte har omvandlas av människan (Energimyndigheten, 2016)
PEM	Polymer Electrolyte Membrane
RED	Renewable Energy Directive (Förnybartdirektivet, Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor)
RED II	Det omarbetade förnybartdirektivet

1. Inledning

Halten växthusgaser i atmosfären ökar till följd av mänsklig aktivitet, bland annat i samband med förbränning av fossila bränslen. Detta bidrar till förstärkt växthuseffekt och ökad global uppvärmning (SMHI, 2020). För att minska riskerna med den globala uppvärmningen måste ökningen av den globala medeltemperaturen begränsas. Enligt Parisavtalet som undertecknades under Förenta nationernas ramkonvention om klimatförändringar (klimatkonventionen) konferens COP21 ska medlemsländerna arbeta för att minska växthusgasutsläppen med målet att den globala medeltemperaturökningen inte överstiger 2 °C (i det mest optimistiska fallet 1,5 °C) jämfört med förindustriell tid. Avtalets syfte är att stärka det globala ansvaret och förmågan att hantera effekterna av klimatförändringarna (United Nations Framework Convention on Climate Change, u.d.). Enligt målet Begränsad klimatpåverkan, ett av Sveriges 16 miljökvalitetsmål, ska halten växthusgaser stabiliseras på en nivå som innebär att de inte blir skadliga för klimatsystemet samt att andra mål för en hållbar utveckling inte äventyras, i enlighet med klimatkonventionen (Naturvårdsverket, 2019).

Enligt Sveriges klimatpolitiska ramverk ska Sverige senast år 2045 inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp (Regeringskansliet, 2017). Det klimatpolitiska ramverket innebär att Sverige behöver minska utsläppen med 85 % till år 2045 jämfört med nivåerna år 1990. För att nå de målen behöver i stort sett all användning av fossila bränslen upphöra. Att uppnå netto-noll utsläpp till senast år 2045 bedöms svårt med enbart utsläppsminskningar då vissa utsläpp anses nästintill omöjliga att eliminera med dagens teknik och kunskap. För att kunna nå Parisavtalets mål samt de svenska klimatmålen behövs utöver stora utsläppsminskningar även kompletterande åtgärder (SOU 2020:4, 2020). Klimatpolitiska vägvalsutredningen beskriver i sitt betänkande *Vägen till en klimatpositiv framtid* (SOU 2020:4) att satsningar på kompletterande åtgärder parallellt med teknikutveckling och samhällsomställning möjliggör för Sverige att nå målet om netto-noll utsläpp senast år 2045 samtidigt som det läggs en grund för att därefter nå negativa nettoutsläpp.

I IPCC:s (2014) femte utvärderingsrapport redovisas flera scenarier av utsläppsminskningensbanor där negativa utsläppsteknologier har en betydande roll. Den teknik som bedöms mest lovande är Bio-CCS, Carbon Capture and Storage (CCS) från förnybar energi, även kallat BECCS (Bio-energy with CCS) (IPCC, 2014). Bio-CCS är även en av de åtgärder som benämns som en så kallad kompletterande åtgärd i SOU 2020:4. Vid CCS avskiljs koldioxid (CO₂) från andra gaser, komprimeras och transporteras djupt ner i geologiska formationer för att förvaras över överskådlig tid (SGU, 2020).

Bio-CCS innebär att avskild CO₂ är av biogent ursprung, det vill säga härstammar från biomassa. Sverige har stor potential för bio-CCS då de befintliga utsläppen av biogen CO₂ är stora. Vid förbränning av hållbart producerad biomassa kan utsläppen på längre sikt anses CO₂-neutrala då den CO₂ som släpps ut vid förbränning binds upp i ny biomassa och blir en del i det biologiska kretsloppet (Naturvårdsverket, 2021). Det innebär att tillämpning av CCS på biogen CO₂ medför negativa utsläpp. Vid uppgradering av biogas frånskiljs biogen CO₂ som idag släpps ut i atmosfären. Denna CO₂ kan genom enklare modifiering tas om hand för att förädlas och generera en gas som kan användas till bio-CCS (RISE, 2020).

Ett annat koncept är Carbon Capture and Utilization (CCU) som innebär att infångad CO₂ används för att producera produkter, exempelvis bränslen, som i sin tur kan minska användningen av fossil råvara. Ett exempel på CCU är Power to Gas (P2G) där infångad CO₂ och vätgas (H₂) från vattenelektrolys omvandlas till lagringsbar metan (CH₄), en process som antingen kan ske genom biologisk metanisering eller katalytisk metanisering. Genom att implementera CCU-konceptet på en biogasanläggning, så kallad bio-CCU, kan en större mängd biometan produceras vilket kan ersätta fossil CH₄ som fordonsgas.

1.1 Projektet *Bio-CCS från biogas*

Denna studie är en del i projektet *Bio-CCS från biogas* som Research Institutes of Sweden (RISE) driver tillsammans med Malmberg Water, Wärtsilä Puregas Solutions, Nordic Gas Solutions, Gasum och Växjö kommun. I projektet studeras värdekedjan för bio-CCS från biogasanläggningar utifrån hypotesen att CO₂ från biogasanläggningar har goda förutsättningar att vara mer kostnadseffektiv än andra koncept för bio-CCS (RISE, 2020).

Värdekedjan består av dessa tre delar (RISE, 2020):

- 1) Frånskiljning och rening av CO₂ från biogasuppgradering.
- 2) Småskalig förvätskning av CO₂.
- 3) Transport och lagring av flytande CO₂ från biogasanläggning till slutförvaring.

1.2 Syfte och frågeställningar

Syftet med denna studie är att ur ett livscykelperspektiv beräkna klimatpåverkan och energianvändning för tillämpning av bio-CCS och bio-CCU, i det senare fallet P2G, från biogasanläggningar.

1.2.1 Frågeställningar

- Hur stor är klimatpåverkan och primärenergianvändningen vid bio-CCS och bio-CCU (P2G) från biogasanläggningar?
- Vilka parametrar i systemet har stor inverkan på resultatet i livscykelanalysen (LCA)?
- Kan biometan vid implementering av P2G anses som ett hållbart transportbränsle enligt hållbarhetskriterierna i förnybartdirektivet?

1.3 Avgränsningar

Studien utgår från en 50 GWh biogasanläggning belägen i Sverige. LCA för biogasproduktionen är hämtad från en annan studie och modifierad utifrån givna antaganden i denna studie. Systemgränsen går från biogasproduktion till antingen permanent lagring av CO₂ under Nordsjön enligt Northern Lights koncept eller genom P2G för produktion av biometan. Slutanvändning av biometan är inte placerad inom systemgränsen. Uppförande och nedmontering av byggnader och infrastruktur ingår inte i analysen.

1.4 Disposition

Rapporten är indelad i 9 kapitel där studiens bakgrund, syfte och frågeställningar presenteras i kapitel 1. I kapitel 2, det teoretiska ramverket, presenteras information om relevanta tekniker bland annat gällande uppgradering av biogas, metanisering och elektrolys. Kapitel 3 och 4 handlar om livscykelanalys som metod och resultat från andra studier på området. I kapitel 5 presenteras systemgränser, funktionell enhet samt en översiktlig beskrivning av de undersökta scenarierna. Djupare inblick i systemet fås i kapitel 6 där data, beräkningar och antaganden beskrivs. Studiens resultat redovisas i kapitel 7 med efterföljande diskussion i kapitel 8. Studiens slutsatser samt förslag på vidare forskning presenteras i kapitel 9.

2. Teoretiskt ramverk

I detta kapitel presenteras relevanta tekniker och koncept som ligger till grund för studien. Det innefattar utöver beskrivning av koncepten bio-CCS och bio-CCU information om biogasuppgraderingstekniker, metanisering och elektrolys.

2.1 Carbon Capture and Storage

CCS består av tre steg: avskiljning av CO₂ från andra gaser, transport av CO₂ samt slutlagring av CO₂. Ofta är det stora avstånd mellan avskiljningsanläggningen och platsen för permanent lagring, vilket innebär att CO₂ behöver transporteras. För att kunna transportera CO₂ krävs att den omvandlas till i princip flytande tillstånd. Permanent lagring sker i berggrunden och bedöms att under rätt förutsättningar ha minimal risk att läcka ut. Risken för läckage minskar med tiden då en stor del av CO₂ mineraliserats (SGU, 2020).

Genomförbarheten för CCS beror av flera faktorer där tre av dessa är: koncentrationen av CO₂ i rökgaserna, tillgång på restvärme från anläggningens processer samt närhet till befintlig transportinfrastruktur. Sverige har goda förutsättningar för bio-CCS eftersom det finns stora punktutsläpp med biogen CO₂. Den realiserbara potentialen är minst 10 miljoner ton biogen CO₂ per år i ett 2045-perspektiv. Den tekniska potentialen bedöms vara dubbelt så stor. Den tekniska potentialen beror av utsläppströskeln som antas, det vill säga hur stora utsläppen från en anläggning måste vara för att CCS ska vara en aktuell åtgärd (SOU 2020:4, 2020).

Det skulle vara både tidskrävande och kostsamt att ta fram lagringsplatser i Sverige vilket gör CO₂-lagring utanför Sverige till en förutsättning för att bio-CCS på svenska utsläppskällor ska kunna ske i närtid. Fartygstransport av CO₂ bedöms vara det mest realistiska transportalternativet och avskiljningsanläggningarna bör därmed vara placerade längs med kusten eller vid Mälaren eller Vänern (SOU 2020:4, 2020).

För implementering av konceptet bio-CCS kan en rad parametrar skilja sig mellan olika system, exempelvis typen av biomassa, avskiljningssystem för CO₂ samt lagringsalternativ. Dessa parametrar har olika miljömässiga, ekonomiska och sociala effekter och det behövs en helhetsbedömning för att avgöra hållbarheten för bio-CCS (Pour, et al., 2017).

2.1.1 Northern Lights

Northern Lights är en del av den norska regeringens fullskaliga CCS-projekt: Longship. I Longship ingår att fånga in CO₂ från industriella punktkällor i Osloregionen och transportera CO₂ till en mottagningsanläggning på den norska västkusten för vidare transport med pipeline till slutlager under Nordsjön. Northern Lights ansvarar för transport och lagringskomponenterna i projektet. Fas 1 av projektet kommer att vara färdigbyggd under år 2024 och ha en kapacitet upp till 1,5 miljoner ton CO₂ per år (Northern Lights, u.d.).

2.2 Carbon Capture and Utilization

Konceptet CCU innebär att infångad CO₂ kan användas som råvara i processer eller för att bindas i material. Till skillnad från CCS medför det att CO₂ återgår till atmosfären efter en viss tid då konceptet endast ger en temporär lagring av CO₂. Klimatnyttan för CCU beror av vilka produkter som ersätts samt hur långvarig lagringen är. För bränslen innebär det en kortvarig lagring av CO₂ (SOU 2020:4, 2020). Biometan som genereras genom användning av konceptet bio-CCU har en positiv effekt genom att ersätta användning av fossila bränslen (Reiter & Lindorfer, 2015).

2.3 Biogas

I en biogasanläggning produceras biogas genom rötning, det vill säga mikrobiell nedbrytning av organiskt material (substrat) under anaeroba förhållanden (Klackenberg, 2019). Biogasen består i huvudsak av CH₄ och CO₂ men innehåller även kvävgas (N₂), ammoniak (NH₃) och vätesulfid (H₂S). Biogasens sammansättning varierar men halten av CH₄ ligger vanligtvis på mellan 50–70 % och halten av CO₂ på mellan 30–50 % (Götz, et al., 2016). Utöver biogas bildas även en rötrest som kan användas som gödningsmedel inom jordbruket (Energigas Sverige, 2020). I Sverige produceras främst biogas av olika typer av avfall och restprodukter där de huvudsakliga substraten är avloppsslam, gödsel, matavfall samt avfall från livsmedelsindustri och slakterier (Klackenberg, 2019). Substratets sammansättning har stor inverkan på energibalans, växthusgasutsläpp och produktionskostnad (Börjesson, et al., 2016).

Biogas kan användas för produktion av värme, el eller fordonsbränsle (Klackenberg, 2019). I Sverige producerades år 2019 totalt 2 111 GWh biogas där den största andelen kom från avloppsreningsverk och samrötningsanläggningar (Klackenberg, 2020). Vid en samrötningsanläggning produceras biogas genom rötning av flera olika typer av substrat. Majoriteten av de svenska biogas-

anläggningarna är placerade i södra Sverige (Jannasch & Willquist, 2017). År 2019 gick 64 % av den producerade biogasen till uppgradering, 19 % till värme, 11 % till fackling (förbränning av överskottsgas) och resterande andel till bland annat el och industriell användning (Klackenberg, 2020).

2.3.1 Uppgradering och koldioxidavskiljning

För att uppfylla kraven för fordonsbränsle måste biogasen uppgraderas. Enligt rådande standard måste biogasen innehålla minst 97 % CH₄ och halterna av svavelväte och vattenånga måste vara så låga att de inte orsakar problem vid användning (Svensson, 2017). Biogasuppgraderingsanläggningens viktigaste uppgift är att effektivt avlägsna CO₂ från biogasen (Bauer, et al., 2013).

I Sverige finns fyra typer av kommersiella uppgraderingsanläggningar: vattenskrubber, PSA (Pressure Swing Adsorption), kemisk absorption och membranteknik. Den vanligaste tekniken är vattenskrubber (Klackenberg, 2019).

Bauer et al. (2013) anser att den effektivaste tekniken för att separera CO₂ från biogas är med aaminskrubber då den kan ta bort 99,8 % av den CO₂ som finns i biogasen. För övriga tekniker är den procentsatsen något lägre (Bauer, et al., 2013). I och med att restgasen från aaminskrubbern är ren lämpar sig tekniken bra då CO₂ ska tillvaratas (Hoyer, et al., 2016), vilket är fallet vid bio-CCS och bio-CCU. Oftast används en vattenlösning av aminer för att bilda komplex med CO₂-molekylerna. Det innebär att CO₂ kan separeras utan att gasen behöver trycksättas. Däremot har tekniken ett större värmebehov än de övriga uppgraderingsteknikerna (Bauer, et al., 2013).

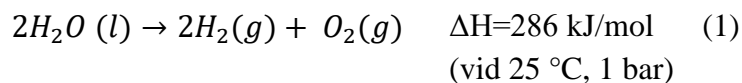
2.4 Power to Gas

Det finns flera koncept inom CCU varav ett är P2G. Vid P2G kan H₂ från vattenelektrolys och infångad CO₂ omvandlas till lagringsbar CH₄, en process som antingen kan ske genom biologisk metanisering eller katalytisk metanisering. Är CO₂ av biogent ursprung kallas konceptet bio-CCU. P2G beskrivs som en lovande teknik för att producera förnybar gas, antingen för produktion av H₂ eller genom vidare bearbetning till biometan, så kallad Power to Methane (P2M) (Lambert, 2018). Den producerade biometanen vid P2M kan användas på samma sätt som naturgas.

2.4.1 Elektrolys

Grunden för vattenelektrolys är att vatten (H₂O) splittras till H₂ och syrgas (O₂) genom att elektricitet tillförs (Buttler & Spliethoff, 2018). Den O₂ som produceras

som biprodukt kan bland annat användas inom sjukvården och i industriprocesser (Kato, et al., 2005). Oftast tillvaratas den ej utan släpps ut i atmosfären (Lardon, et al., 2018). Reaktionsformeln för elektrolysen visas i ekvation 1 (Vo, et al., 2017).



Det finns i huvudsak tre tekniker för elektrolys av H₂O: alkalisk elektrolys (AEL), Polymer Electrolyte Membrane (PEM) och Solid Oxide Electrolysis Cell (SOEC) (Götz, et al., 2016).

I nuläget är AEL den billigaste, mest robusta och mest pålitliga tekniken. Det är den dominerande tekniken för vattenelektrolys och den har varit kommersiell i över ett sekel (Götz, et al., 2016). AEL använder en mindre komplicerad elektrolyt än de övriga nämnda teknikerna. Den vanligaste elektrolyten består av en saltlösning med kaliumhydroxid (KOH) (Benjaminsson, et al., 2013).

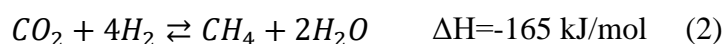
PEM är en relativt ny teknik och enligt Götz et al. (2016) kan PEM inom en snar framtid vara mer lämpad för P2G på grund av större flexibilitet som leder till bättre prestanda vid dynamisk drift. PEM har flera fördelar jämfört med AEL, bland annat kortare starttider, kompaktare modulkonstruktion och högre strömtäthet (Buttler & Spliethoff, 2018).

Elektrolystekniken SOEC är i forskningsstadiet men har hög potential i P2G-applikationer. Detta då tekniken har högre verkningsgrad än både AEL och PEM och även kan erbjuda andra intressanta funktioner (Buttler & Spliethoff, 2018).

2.4.2 Metanisering

Det andra steget i P2G-processen för produktion av biometan är metaniseringen, där H₂ från elektrolysen tillsammans med CO₂ omvandlas till CH₄. Det finns två metoder för metanisering: biologisk metanisering och katalytisk metanisering (Götz, et al., 2016). Genom att tillvarata CO₂ i biogas kan biometanproduktionen på en biogasanläggning öka betydligt. Både biologisk metanisering och katalytisk metanisering kan användas för att uppgradera biogas (Benjaminsson, et al., 2013), och därmed ersätta den traditionella uppgraderingsanläggningen.

Reaktionen för både biologisk metanisering och katalytisk metanisering baseras på Sabatier-reaktionen (ekvation 2) (Vo, et al., 2017). Sabatier-reaktionen har en verkningsgrad på cirka 80 % (Avfall Sverige, 2013). Ekvationen visar att en molekyl CO₂ reagerar med fyra molekyler H₂ för att bilda en molekyl CH₄ och två molekyler H₂O. Reaktionen är exoterm och entalpiändringen (ΔH) redovisas i ekvation 2.



2.4.2.1 Biologisk metanisering

Vid biologisk metanisering utförs CH₄-bildningen av metanogena mikroorganismer som omvandlar CO₂ och H₂ till CH₄. Mikroorganismerna kan ses som biokatalysatorer. Processen sker vid anaeroba förhållanden under antingen mesofila eller termofila temperaturförhållanden (mellan 20°C och 70°C) (Götz, et al., 2016).

H₂ har dålig löslighet i vätska och en av de faktorer som begränsar CH₄-bildningshastigheten vid biologisk metanisering är tillförseln av H₂ till mikroorganismerna. För att förbättra tillförseln av H₂ till mikroorganismerna kan reaktorkoncept med mekanisk omrörning användas, så kallad Continuous Stirred-Tank Reactor (CSTR) (Götz, et al., 2016). Den biologiska metaniseringsprocessen är långsam vilket medför att det krävs stora reaktorvolymmer (Ericsson, 2017). Benjaminsson et al. (2013) beskriver att det finns utvecklingspotential för andra reaktorsutformningar som innebär att mekanisk omrörning inte behövs, exempelvis genom att ha vertikala reaktorer.

Fördelarna med biologisk metanisering är att processen har en högre tolerans mot föroreningar samt har en högre driftflexibilitet i jämförelse med den katalytiska processen (Ericsson, 2017; Götz, et al., 2016). Biologisk metanisering är mindre mogen än katalytisk metanisering och idag finns ett antal pilot- och demonstrationsanläggningar i Europa som använder sig av tekniken (Bailera, et al., 2017). Enligt Götz et al. (2016) är biologisk metanisering endast aktuellt vid mindre anläggningar med anledning av den stora reaktorvolym som krävs samt få möjligheter att använda spillvärmen.

Det finns i huvudsak två olika varianter av biologisk metanisering: in-situ biologisk metanisering och ex-situ biologisk metanisering (Götz, et al., 2016). Vid in-situ biologisk metanisering matas H₂ in direkt till biogasröttningsprocessen vilket möjliggör ökning av CH₄-halten i biogasen utan att det behöver investeras i en separat reaktor (Ericsson, 2017). En begränsning är svårigheten att uppnå total omvandling av CO₂ till CH₄ eftersom processen inte kan anpassas till optimala förhållanden för metaniseringen (Götz, et al., 2016). Vid ex-situ biologisk metanisering, där metaniseringen sker i en separat reaktor, kan reaktordesignen anpassas efter mikroorganismernas krav. Detta möjliggör en högre CH₄-koncentration i produktgasen (Ericsson, 2017).

2.4.2.2 Katalytisk metanisering

Vid katalytisk metanisering används en katalysator för att påskynda de kemiska reaktionerna (Benjaminsson, et al., 2013). Flera olika metaller kan användas som katalysatorer varav nickel (Ni) ofta anses som det bästa alternativet med anledning av den relativt höga aktiviteten och det låga råvarupriset (Götz, et al., 2016).

Den katalytiska processen sker vid höga temperaturer (200–550 °C) och förhöjt tryck (1–100 bar) (Götz, et al., 2016). Det möjliggör en produktion av

högkoncentrerad CH₄. För att förhindra termokemisk begränsning och uppnå hög omvandlingseffektivitet måste temperaturen hållas relativt konstant (Ericsson, 2017; Götz, et al, 2016). Reaktionen sker i två steg varav det första steget kräver aktiveringsenergi (Jannasch & Willquist, 2017). När reaktionen är i gång förser den sig själv med nödvändig värme och möjliggör återvinning av användbar värme (Mohseni, et al., 2017).

Katalytisk metanisering är en effektivare process än biologisk metanisering eftersom spillvärmens kan utnyttjas. Det behövs inte heller någon omrörare som vid CSTR-reaktorn (Götz, et al., 2016). Andra fördelar med katalytisk metanisering är att reaktionen sker snabbt och att det därmed inte krävs lika stor reaktorvolym som vid biologisk metanisering, vilket gör tekniken lämplig för storskaliga applikationer (Ericsson, 2017). Till skillnad från vid biologisk metanisering krävs det vid katalytisk metanisering en ren inkommande gas då den är känslig för föroreningar som exempelvis H₂S (Götz, et al., 2016). Biogas från biogasanläggningar uppfyller därmed inte kraven på renhet och måste renas innan den matas in i metaniseringsreaktorn (McDonagh, et al., 2018). Enligt Jannasch & Willquist (2017) är det att föredra att mata in H₂ och avskild CO₂ eftersom ett fluktuerande H₂:CO₂ förhållande kan uppstå då rågas matas in, vilket kan påverka funktionen hos ingående komponenter och således påverka omvandlingseffektiviteten.

Deaktivering av katalysatorn genom kolbildning är ett dokumenterat problem vid katalytisk metanisering (Dannesboe, et al., 2020). Tryck och temperatur har stor inverkan på bildandet av kol som fast biprodukt. För att undvika kolbildning bör metaniseringsreaktorn arbeta vid förhöjt tryck och en temperatur som inte överskrider starttemperaturen för kolbildning. Källan till kol beskrivs av reaktionen i ekvation 3 (Jürgensen, et al., 2015).



Vid atmosfärstryck startar kolbildningen vid 365 °C och vid ökat tryck förskjuts starttemperaturen för kolbildning till högre temperatur. För hög omvandling av CO₂ rekommenderas att köra processen vid cirka 10 bar där toptemperaturen i reaktorbadet inte bör överstiga 500 °C (Jürgensen, et al., 2015).

Det finns olika reaktortyper för katalytisk metanisering där den vanligaste reaktorutformningen är fastbäddsreaktor, antingen adiabatisk fastbäddsreaktor eller isotherm fastbäddsreaktor. Fördelen med en fastbäddsreaktor är att den går lätt att kyla. Med adiabatisk process avses att inget värmeutbyte sker med omgivningen. Det leder till högre koncentration av reaktantgaser och hög temperatur i reaktorn. Den isoterma reaktorn kyls kontinuerligt för att hålla temperaturen konstant. I och med att temperaturen inte är lika hög som i adiabatiska reaktorer kan inte lika högvärdig ånga tas tillvara. Dock gör den effektiva kylningen den isoterma reaktorn

gynnsam för Sabatier-reaktionen, vilket gör att det räcker med en reaktor för bildandet av CH₄ (Benjaminsson, et al., 2013). Mer att läsa om olika reaktorutformningar finns i rapport av Benjaminsson et al. (2013).

3. Livscykelanalys

En LCA definieras som en process där miljöpåverkan och resursutnyttjande för en produkt (vara eller tjänst) bedöms under hela livscykeln, från utvinning till avfallshantering. Det innefattar att sammanställa och utvärdera in- och utflöden för ett produktsystem (Rydh, et al., 2002).

Det finns i huvudsak två olika metoder för att göra LCA-beräkningar för bränslen: LCA enligt den internationella standarden (ISO) eller enligt beräkningsmetod i förnybartdirektivet¹, även kallat RED (Renewable Energy Directive), som används vid rapportering enligt hållbarhetslagen (Energigas Sverige, 2020). Energigas Sverige (2020) anser att beräkningar för bränslen ur ett LCA-perspektiv bör ske utifrån ett brett systemperspektiv. ISO-metoden rekommenderas därför eftersom beräkningsmetoden ger en bättre helhetsbild av klimatpåverkan. Val av metod har stor inverkan för biogasens redovisade klimatpåverkan med anledning av att en del av klimatnyttan inte blir synlig vid LCA-beräkning enligt RED (Energigas Sverige, 2020).

För att jämföra olika system krävs en gemensam nämnare som i en LCA kallas för funktionell enhet. Den funktionella enheten är ett mått på systemets prestanda och funktion (Rydh, et al., 2002). För bränslen med identisk kemisk struktur och sammansättning rekommenderas att den funktionella enheten grundas på energiinnehåll, det effektiva/lägre värmevärdet (LHV), eftersom bränslets värde baseras på just detta (Müller, et al., 2020).

3.1 LCA enligt ISO-metoden

LCA-metoden är standardiserad av den internationella standardiseringsorganisationen i ISO 14040 och 14044 (Müller, et al., 2020). Enligt ISO-standarderna bör allokering (fördelning) undvikas och systemexpansion tillämpas där det är

¹ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor

möjligt. Systemexpansion innebär att systemgränserna utvidgas för att ta hänsyn till effekterna av biprodukterna. Där det inte går att undvika allokering bör in- och utflöden delas mellan dess produkter/funktioner baserat på fysiska samband (Rydh, et al., 2002).

Enligt ISO 14040/44 ska en LCA innehålla följande fyra faser (ISO 14040, 2006):

- Definition av mål och omfattning
- Inventeringsanalys (*Life Cycle Inventory Analysis*, LCI)
- Miljöpåverkansbedömning (*Life Cycle Impact Assessment*, LCIA)
- Tolkning av resultaten

I den första fasen av en LCA definieras mål och omfattning av studien. Det innefattar bland annat val av funktionell enhet och systemgränser. Systemgränser sätts för att tydliggöra vilka processer som ska inkluderas i en LCA och vilka in- och utflöden som ska tas i beaktande. I inventeringsfasen ingår datainsamling och beräkningar för att kvantifiera relevanta in- och utflöden. Miljöpåverkansbedömningen innefattar att bedöma vilka inventeringsdata som är viktiga ur miljösynpunkt genom olika värderingsmetoder, detta för att resultatet ska bli lättare att tolka och kommunicera. Bedömningen omfattar bland annat klassificering av datakategorier i olika miljöpåverkanskategorier (Rydh, et al., 2002). Den sista fasen innefattar att tolka resultatet, utvärdera begränsningar och datakvalitet samt dra slutsatser och rekommendationer från analysen (ISO 14040, 2006). Det fyra faserna är ömsesidigt beroende av varandra vilket gör LCA till en iterativ metod (Müller, et al., 2020).

En av svårigheterna med LCA som behandlas i litteraturen är att det i många fall saknas jämförbara LCI-data för analysen samt att en liten ändring i data kan ge stort utslag för resultatet. För att hantera osäkerheter/verifiera resultaten från en LCA används känslighetsanalyser. I en känslighetsanalys kan effekterna på studiens resultat från bland annat metodval och valda data uppskattas. Genom att variera en parameter i taget kan en bedömning göras för vilka parametrar som har en signifikant inverkan på slutresultatet (Rydh, et al., 2002).

Det finns två typer av LCA: bokföringsanalys (*Attributional-LCA*, ALCA) och konsekvensanalys (*Consequential-LCA*, CLCA). En ALCA ger vanligtvis information om direkt miljöpåverkan från en existerande produkt under nuvarande förutsättningar. Den typen av LCA lämpar sig då syftet är att få ökad förståelse för utsläpp som är associerade med en produkts livscykel. En CLCA ger information om konsekvenserna av förändringar i produktionskedjan, exempelvis hur utsläppsnivåerna ändras till följd av ett beslut. Den typen av LCA passar därmed bra för att jämföra utsläpp från olika processer och exempelvis identifiera möjligheter att minska utsläppen genom att använda ny teknik. Den huvudsakliga skillnaden

mellan LCA-typerna är systemgränserna då en CLCA tar hänsyn både till direkta och indirekta effekter till följd av en förändring (Brander, et al., 2009).

3.2 Förnybartdirektivet och HBK-metoden

Enligt lagen (2010:598) om hållbarhet för biodrivmedel och flytande bränslen ska det kunna styrkas att ett antal hållbarhetskriterier (HBK) är uppfyllda för hela produktionskedjan för att bränslen ska anses hållbara. Dessa kriterier finns fastslagna i RED för att främja produktion av hållbar förnybar energi. Ett exempel på biodrivmedel är biometan för transportändamål. Hållbarhetskriterierna syftar till att minska växthusgasutsläppen samt att produktionen av förnybara bränslen inte innebär förstörelse av områden med höga biologiska värden (Energimyndigheten, 2020).

Enligt RED ska utsläppen fördelas mellan bränslet och samprodukter baserat på deras energiinnehåll (energiallokering). Energiinnehållet för produkterna baseras på det lägre värmevärdet (detta gäller ej för el). I och med att värme inte har något lägre värmevärde kan inga utsläpp fördelas till den värme som alstras vid processen (Energimyndigheten, 2020).

LCA enligt RED, HBK-metoden, som beräkningsmetod skiljer sig en del från LCA enligt ISO-standarden. HBK-metoden har snävare systemgränser än ISO-metoden och det är endast direkta utsläpp som tas hänsyn till. Fördelen med HBK-metoden är att den baseras på inrapporterade mängder och utsläppsberäkningar. Det medför att värdena är jämförbara mellan olika drivmedel. HBK-metoden är dessutom den metod som idag används alltmer av myndigheter och i olika styrmedel (Energigas Sverige, 2020).

För biodrivmedel eller flytande biobränslen som produceras i anläggningar som tagits i drift efter den 5 oktober år 2015 behöver det ske en minskning av växthusgasutsläpp på minst 60 %, jämfört med de utsläpp som användning av fossila bränslen skulle gett upphov till, för att de ska anses hållbara enligt hållbarhetskriterierna i RED. För äldre anläggningar gäller att växthusgasutsläppen reduceras med minst 50 % (Energimyndigheten, 2020). För biometan avser det komprimerad biometan i förhållande till motsvarande fossilt drivmedel där det fossila referensvärdet är 94 g CO₂eq/MJ (Europaparlamentets och rådets direktiv, 2009/28). I RED II (det omarbetade förnybartdirektivet) höjs kraven på växthusgasutsläppsreduktion för biodrivmedel och flytande biobränslen. För biodrivmedel gäller att utsläppsreduktionen måste vara minst 65 %, om det producerats vid en anläggning som tagits i drift efter januari år 2021 (The European Commission's science and knowledge service, 2019). I RED II benämns bränslen producerade från biogen CO₂ som gasformiga bränslen från icke-biologiskt

ursprung (Rusmanis, et al., 2019). För transportbränslen av icke-biologiskt ursprung måste det, för produktion vid anläggningar som tas i drift efter januari år 2021, ske en utsläppsreduktion på minst 70 % för att de ska anses som hållbara transportbränslen (The European Commission's science and knowledge service, 2019).

4. Tidigare LCA-studier inom området

Det finns ett begränsat antal studier som bedömer potentialen för P2G för produktion av biometan ur ett livscykelperspektiv (Zhang, et al., 2017). De senaste åren har flertal studier publicerats med inriktning på produktion av H₂, det vill säga Power to Hydrogen som är ett viktigt delsteg i P2M, med fokus på användning av förnybar energi. Däremot finns enbart ett fåtal miljöstudier ur ett livscykelperspektiv för produktion av CH₄ genom P2M (Castellani, et al., 2018).

En av de studier som undersöker Power to Hydrogen är Koj et al. (2017). I studien redovisas att det dominerande bidraget till klimatpåverkan vid alkalisk elektrolys sker under driftfasen, där elproduktionen nästan uteslutande avgör resultatet. Det medför att GWP direkt återspeglar omfattningen av fossil elproduktion i elmixen (Koj, et al., 2017).

Vad gäller aspekterna som har betydelse för klimatpåverkan finns flera studier som påvisar att el med låg klimatpåverkan är en förutsättning för att uppnå en hållbar produktion av biometan från CO₂ (Collet, et al., 2017). En studie av Reiter & Lindorfer (2015) visar att den ekologiska prestandan för CH₄-produktion genom P2G är starkt beroende av elproduktionskällan. Används förnybart producerad el, så som sol- eller vindkraft, finns stor potential att minska GWP och primärenergianvändningen. Används däremot i huvudsak fossilt producerad el leder det till högre miljöpåverkan för CH₄-produktionen än för motsvarande fossil referensprocess, det vill säga jämfört med naturgas innefattande utvinning, konditionering och transport av naturgas. I och med att tillvaratagen CO₂ släpps ut igen när biometanen används har källan till CO₂ en betydande inverkan på den övergripande ekologiska prestandan (Reiter & Lindorfer, 2015).

En LCA på BioCat II-anläggningen i Danmark belyser att elektrolysen har störst inverkan på GWP för producerad biometan. Vid anläggningen sker P2G med alkalisk elektrolys och biologisk metanisering. I basscenariot kommer elen från dansk elmix, som domineras av fossila energibärare, och vid byte till att elen

produceras från enbart vindkraft blir GWP 25 % lägre. Vid basscenariot är GWP 0,86 kg CO₂eq/kg biometan och primärenergiekonsumtionen 289,6 MJ/kg biometan (Electrochaea, 2017). Omräknat till funktionell enhet baserat på energiinnehåll i biometan fås att GWP är 0,017 kg CO₂eq/MJ biometan och primärenergiekonsumtionen 5,79 MJ/MJ biometan. Electrochaea (2017) studerar flera olika scenarion där biometanets GWP jämförs med fossil referens (49,9 MJ/kg) varpå utsläppsreduktionen beräknas till mellan 59–75 %.

Harrius & Larsson (2020) kartlägger i sin studie olika alternativ inom CCS och CCU för att tillvarata CO₂ från Tekniska verkens biogasanläggning i Linköping. I studien undersöks olika lösningsförslag inom konceptet CCU där CO₂-härdad betong vid multikriterieanalys anses som den lösningen som har högst potential. Studien visar att klimatpåverkan för bio-CCS från biogasanläggningen vid lagring av CO₂ i saltvattenakviferer är -0,42 kg CO₂eq/Nm³ fordonsgas (med begreppet fordonsgas menas biometan med CH₄-halt på 97 %). Räknas det om till funktionell enhet baserat på energiinnehåll i biometan fås att GWP är -11,7 g CO₂eq/MJ biometan. Fordonsgasens klimatpåverkan vid referensfallet då CO₂ släpps ut i atmosfären är 0,38 kg CO₂eq/Nm³ fordonsgas, vilket vid omräknande av funktionell enhet är 10,6 g CO₂eq/MJ biometan. Känslighetsanalysen visar att val av beräkningssätt och antaganden har inverkan på resultatet (Harrius & Larsson, 2020). Den slutsats som Harrius & Larsson (2020) kommer fram till är att det finns möjlighet för svenska biogasproducenter att minska sin klimatpåverkan genom att implementera koncepten på biogasanläggningar.

5. Metod

I det här kapitlet presenteras metoden för genomförandet av studien. Metoden utgörs av LCA, både genom systemexpansion enligt ISO-standarderna och enligt riktlinjerna i RED. Detta för att kunna belysa skillnaderna mellan de två beräkningsmetoderna. Kapitlet innehåller bland annat val av funktionell enhet, systemgränser och miljöpåverkanskategorier samt genomgång av undersökta scenarier.

5.1 Val av data

Data har samlats in från vetenskapliga artiklar och rapporter samt dialog med aktörer inom branschen. Utgångspunkten var att finna aktuella data, helst ej äldre än tio år. Rydh et al. (2002) beskriver att hög datakvalitet bör eftersträvas för de parametrar som har en signifikant påverkan på resultatet, något som varit en utgångspunkt i studien.

Genomförd LCA utgick från ett tidsperspektiv på ett år och att det varit kontinuerlig drift. Ingen hänsyn har tagits till underhåll och byte av eventuella delar i systemet under dess livslängd.

5.2 Systemdefinition

5.2.1 Funktionell enhet

Den funktionella enheten är MJ biometan baserat på LHV. Valet av funktionell enhet stöds av resonemang från Müller et al. (2015) och grundas på energiinnehållet i biometan. LHV för CH₄ är 50,0 MJ per kg (Reiter & Lindorfer, 2015).

Notera att till den totala mängden producerad biometan räknas både biometan producerad vid uppgradering av biogas och biometan producerad vid P2G. Det innebär att total mängd producerad biometan kommer att skilja vid scenarierna som presenteras i avsnitt 5.3.

5.2.2 Systemgränser

Valet av systemgränser har baserats på vilka delar som ansetts relevanta för studiens avsedda tillämpning, i enlighet med Rydh et al. (2002). Systemgränsen går från produktion av biogas vid en samrötningsanläggning till antingen permanent lagring av CO₂ genom konceptet bio-CCS eller till biometan producerad genom metanisering av CO₂ och H₂ genom konceptet bio-CCU i form av P2G. LCA för biogasproduktionen är inte beräknad i denna studie utan värden är hämtade från en studie av Börjesson et al. (2016) och modifierade utifrån givna antaganden i analysen.

Enligt Rydh et al. (2002) bör den ekologiska relevansen vägas in i miljöpåverkan för material av mindre mängd men med potentiell miljöpåverkan, något som varit en utgångspunkt vid LCA-beräkning enligt ISO-standarden. Enligt Energimyndighetens vägledning till hållbarhetskriterierna och därmed LCA-beräkning enligt RED behöver utsläpp från produkter och processer som har liten eller ingen påverkan på bränslets totala växthusgasutsläpp inte räknas med. Principen är att om en insatsvara är mindre än 0,005 g/MJ bränsle eller 0,2 kJ/MJ bränsle kan

växthusgasbidraget från insatsvaran uteslutas från beräkningarna (Energimyndigheten, 2020). Den riktlinjen har även följts vid beräkning enligt ISO-standarden när eftersökta data inte funnits.

Uppförande och nedmontering av byggnader och infrastruktur har inte ingått i analysen då bidraget från dessa under dess livstid antas utgöra en förhållandevis liten andel av systemets miljöpåverkan. Den geografiska systemgränsen i studien har utgått från att produktionen av biogas och biometan sker i Sverige och att en del av CCS-kedjan sker i Norge, baserat på Northern Lights koncept (Equinor, 2019).

5.2.3 Hantering av biprodukter

Begreppet systemexpansion innebär att det analyserade systemet får tillgodoräkna sig att ett angränsande system nyttjar biprodukter som exempelvis värme och således undviker annan värmeproduktion (Rydh, et al., 2002).

Vid LCA-beräkning av biogasproduktionen enligt ISO-standarden utförs systemexpansion på rötresten som bildas vid processen. Det medför undviken produktion av mineralgödselämnen samt undviken dieselanvändning i samband med den. Vid LCA-beräkning enligt ISO-standarden tillämpas därutöver även systemexpansion på biprodukterna O₂ och värme.

Vid LCA-beräkningarna enligt RED och HBK-metoden har samtliga utsläpp allokerats huvudprodukten biometan. Detta med anledning av att O₂ och värme inte har något värmevärde.

5.2.4 Miljöpåverkanskategorier

I studien valdes två miljöpåverkanskategorier att studeras: klimatpåverkan och primärenergianvändning.

5.2.4.1 Klimatpåverkan

Klimatpåverkan uttrycks genom Global Warming Potential (GWP) och de växthusgasutsläpp som ingår i bedömningen är CO₂, CH₄ och lustgas (N₂O). Tidshorisonten för GWP-rapportering som används är 100 år (GWP₁₀₀). Klimatpåverkan uttryckt som GWP redovisas i gram koldioxidekvivalenter (g CO₂eq).

Utsläppen av de olika växthusgaserna multipliceras med en GWP-faktor för att göra dessa jämförbara med varandra. GWP-faktorn är olika för växthusgaserna och motsvarar det totala bidraget till den globala uppvärmningen från respektive gas. Dessa värden redovisas i tabell 1 och överensstämmer med angivna värden i RED (Europaparlamentets och rådets direktiv, 2009/28).

Tabell 1. Omräkningstabell till koldioxidekvivalenter för olika växthusgaser (Naturvårdsverket, u.d.)

Växthusgas	GWP-faktor
CO ₂	1
CH ₄	25
N ₂ O	298

5.2.4.2 Primärenergianvändning

Primärenergi är mängden energi som finns i olika energibärare som inte har omvandlats av människan (Energimyndigheten, 2016). Några exempel på primärenergi är råolja och vindens rörelseenergi (Höök, 2020). För att analysera system som innefattar flera olika energibärare är det nödvändigt att ange dessa i samma enhet, vilket kan göras genom att uttrycka dessa i primärenergi (Lantz, et al., 2009). Ju högre förlusterna är desto större blir primärenergianvändningen. För att beskriva primärenergiåtgången används en primärenergifaktor (PEF). PEF definieras som den totala mängden tillförd primärenergi dividerat med nyttiggjord energi (Gode, et al., 2011), vilket beskrivs i ekvation 4.

$$PEF = \frac{\text{Total mängd tillförd primärenergi}}{\text{Total mängd leverad energi}} \quad (4)$$

PEF förändras över tid och varierar till följd av förändringar i produktions- och konsumtionsmönster (Hitchin, 2018). För energihushållning bör det prioriteras att minska användningen av energi med hög primärenergifaktor. Dock är inte alla primärenergikällor lika begränsade. Det bör därmed även göras en bedömning av vilka åtgärder som leder till minskad användning av primärenergikällor som är ändliga (Energimyndigheten, 2016), som exempelvis fossila bränslen. För att synliggöra resultatet för en sådan bedömning bör primärenergianvändningen delas upp baserat på om den är av fossilt eller förnybart ursprung. Den fossila primärenergifaktorn (PEF_{Fossil}) plus den förnybara primärenergifaktorn ($PEF_{\text{Förnybar}}$) ger tillsammans den totala PEF, vilket beskrivs i ekvation 5. I ekvationen är $PEF_{\text{Förnybar}}$ lika med ett (Tamašauskas, et al., 2019).

$$PEF = PEF_{\text{Fossil}} + PEF_{\text{Förnybar}} \quad (5)$$

Att den totala PEF skulle vara helt fossilfri är i nuläget ovanligt. Transformerings av förnybar energi konsumerar primärenergi av fossilt ursprung. Det betyder att den levererade energin innehåller både primärenergi av fossilt och förnybart ursprung (Hitchin, 2018).

5.3 Scenariobeskrivning

Det finns olika tekniker som kan användas i koncepten bio-CCS och bio-CCU, dessa finns beskrivna mer ingående i kapitel 2. Teknikerna som studerades i denna studie har valts utifrån resultat från tidigare forskning och rapporter samt tillgänglig data baserat på relevans för implementering i Sverige i närtid och för kontinuerlig drift.

Biogasproduktionen utgår från en svensk samrötningsanläggning på 50 GWh/år. Uppgradering av biogas sker med en aaminskrubber då de låga CH₄-förlusterna och den förhållandevis rena CO₂-strömmen gör den lämplig då processen ska kombineras med CO₂-användning. Elektrolys av H₂O sker genom AEL eftersom det är den mest robusta och mest pålitliga tekniken. Enligt Reiter & Lindorfer (2015) är de LCA-relevanta in- och utflödena för AEL och PEM dessutom giltiga för båda teknikerna. Antaganden i denna studie har gjorts i linje med att det är giltigt vilket gör resultatet tillämpligt för båda teknikerna.

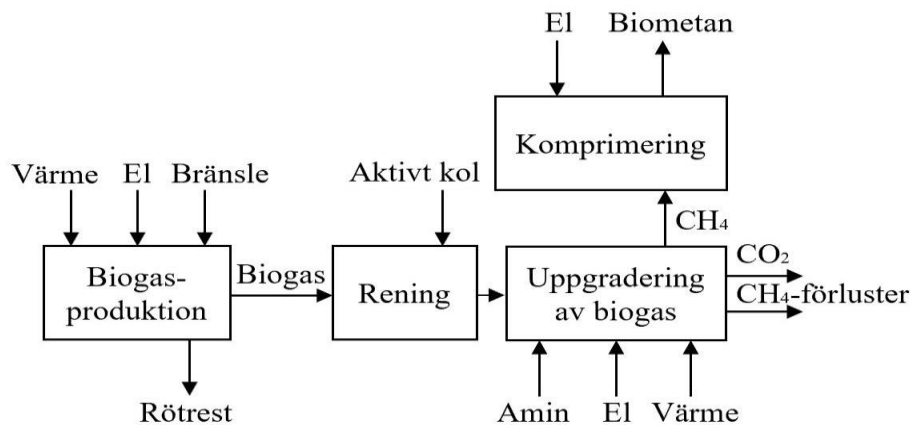
Totalt har sex olika scenarier inklusive ett referensscenario undersökts för implementering av bio-CCS och bio-CCU från biogasanläggningar. Det innefattar ett scenario med bio-CCS för permanent lagring av CO₂ under Nordsjön utanför Norges kust och fyra scenarion med P2G, antingen genom biologisk metanisering eller katalytisk metanisering. Metaniseringen sker endera på en centraliserad anläggning eller på biogasanläggningen där den ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas. Dessa scenarion finns mer beskrivna i avsnitt 5.3.1–5.3.6. I figur 1–6 redovisas relevanta in- och utflöden till systemet och dessa finns mer ingående beskrivna under respektive avsnitt i kapitel 6. I tabell 2 presenteras producerad mängd biometan vid uppgradering av biogas och genom P2G, elektrolyskapacitet samt transportavstånd för respektive scenario.

Tabell 2. Producerad mängd biometan vid uppgradering av biogas och genom P2G, elektrolyskapacitet samt transportavstånd. Redovisat transportavstånd avser enkel väg

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5	Scenario 6
Uppgradering (GWh)	50	50	50	50		
Metanisering (GWh)			28	31	78	81
Elektrolys (MW)			6,2	6,8	6,2	6,8
Total biometan- produktion (GWh)	50	50	78	81	78	81
Transportavstånd						
- Lastbil (km)		100	100	100		
- Fartyg (M)		350				

5.3.1 Scenario 1: Referensscenario

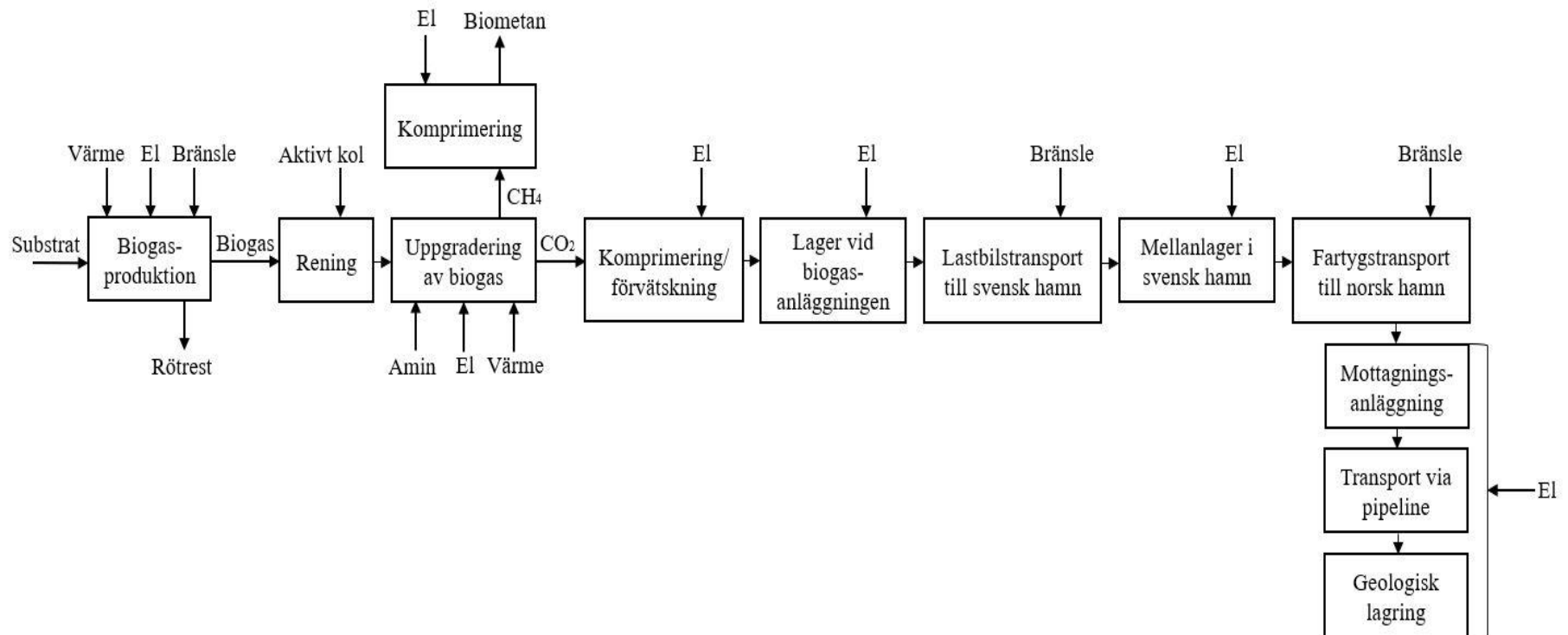
Produktion av biogas sker i en samrötningsanläggning. Med hjälp av aktivt kol renas biogasen för att avlägsna föroreningar. Biogas uppgraderas med aminoskrubber och CO_2 avlägsnas för att släppas ut i atmosfären. CO_2 -flödet innehåller även en viss mängd CH_4 som släpps ut som förluster. Producerad biometan torkas och komprimeras till fordonsgaskvalitet. Figur 1 visar en systemöversikt av scenario 1 som utgör referensscenariot i studien.



Figur 1. Schematisk beskrivning scenario 1. Referensscenario

5.3.2 Scenario 2: Bio-CCS från biogasanläggningen

Biogas produceras och behandlas enligt beskrivning i scenario 1. I stället för att CO_2 släpps ut i atmosfären, som vid referensscenariot, tillvaratas den. CO_2 komprimeras/förvätskas för att lagras på biogasanläggningen. Den komprimerade flytande koldioxiden (LCO_2) transporteras med lastbil till ett mellanlager i en svensk hamn. LCO_2 transporteras med fartyg till norsk hamn där den pumpas in i tankar för mellanlagring vid en mottagningsanläggning. Från mottagningsanläggningen transporteras CO_2 via pipeline till slutlager under Nordsjön. Figur 2 visar en systemöversikt av scenario 2.



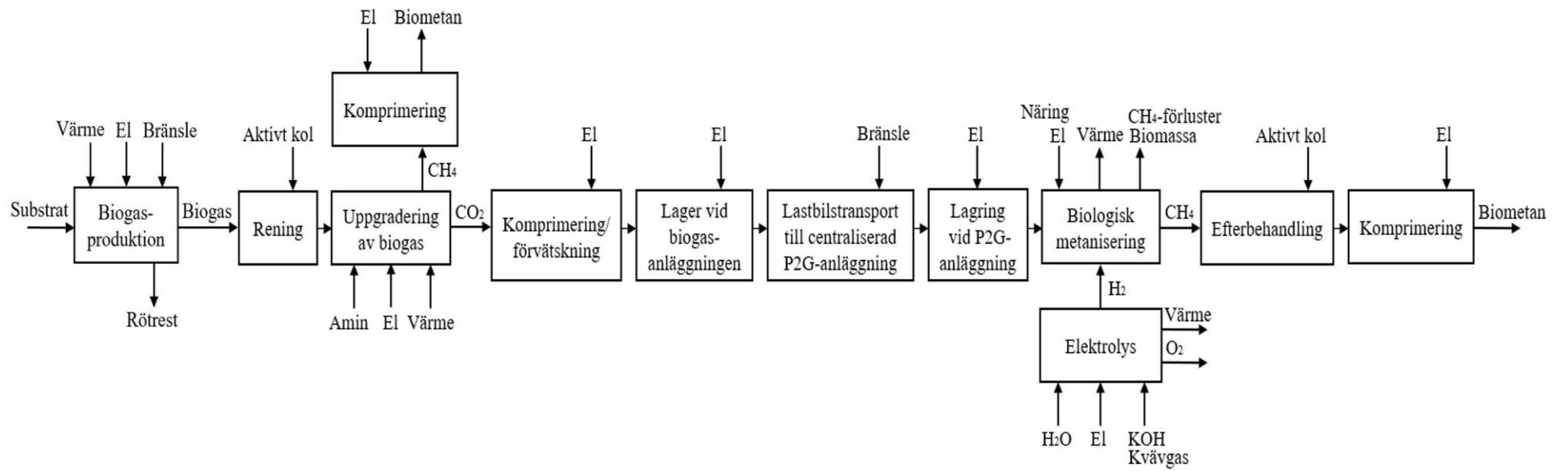
Figur 2. Schematisk beskrivning scenario 2. Bio-CCS från biogasanläggningen

5.3.3 Scenario 3: Bio-CCU – Biologisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning

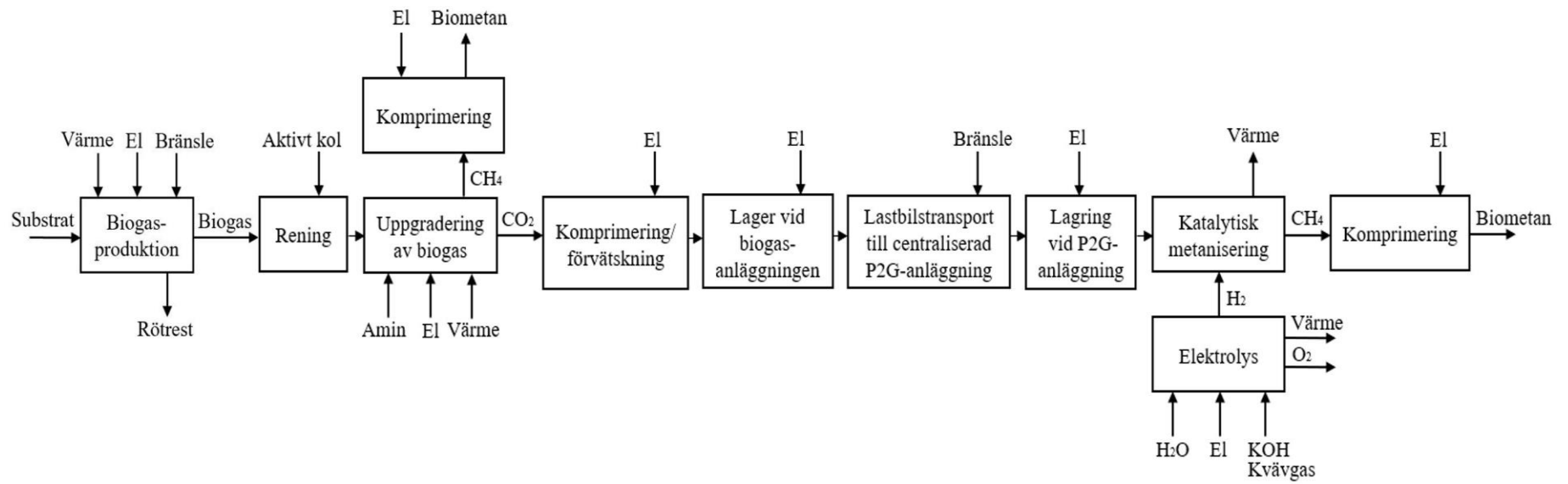
Biogas produceras och behandlas enligt beskrivning i scenario 1. I stället för att CO₂ släpps ut i atmosfären, som vid referensscenariot, tillvaratas den. CO₂ komprimeras/förvätskas för att lagras på biogasanläggningen. LCO₂ transporteras med lastbil från biogasanläggningen till ett lager vid en centraliserad P2G-anläggning. H₂ produceras genom alkalisk elektrolys och tillförs till metaniseringsreaktorn för produktion av biometan. Metaniseringen sker genom ex-situ biologisk metanisering. Den producerade biometanen efterbehandlas, torkas och komprimeras till fordonskvalitet. Figur 3 visar en systemöversikt av scenario 3.

5.3.4 Scenario 4: Bio-CCU – Katalytisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning

Detta scenario har samma grundförutsättningar som scenario 3 men i stället för P2G genom biologisk metanisering sker processen med katalytisk metanisering. Den producerade biometanen torkas och komprimeras till fordonskvalitet. Figur 4 visar en systemöversikt av scenario 4.



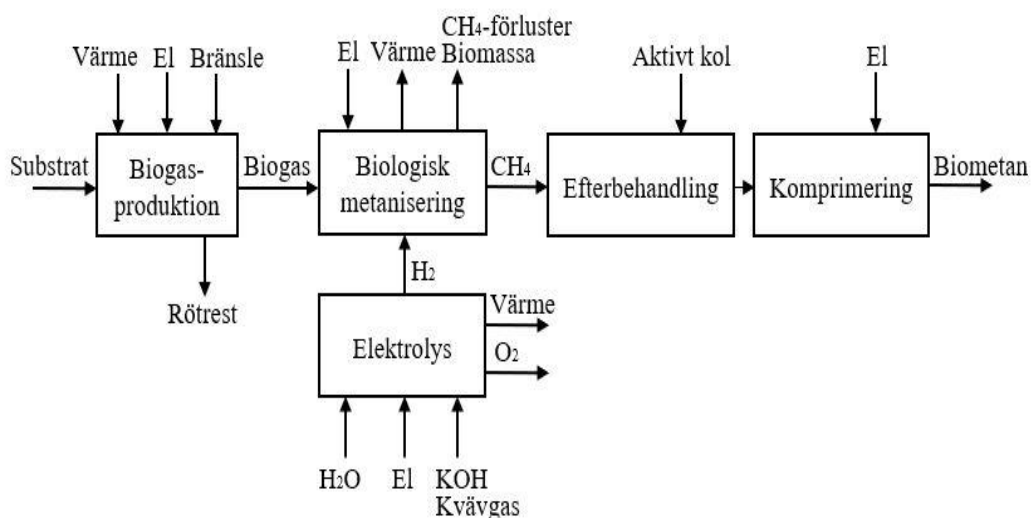
Figur 3. Schematisk beskrivning scenario 3. Biologisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning



Figur 4. Schematisk beskrivning scenario 4. Katalytisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning

5.3.5 Scenario 5: Bio-CCU – Biologisk metanisering på biogasanläggningen

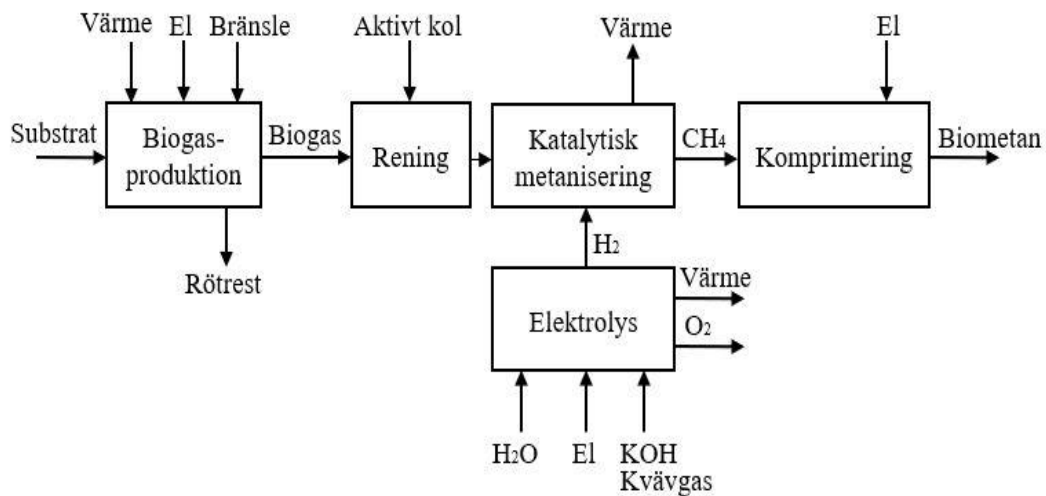
Produktion av biogas sker i en samrötningsanläggning. Vid detta scenario används inte aminskrubber för uppgradering av biogas utan den traditionella uppgraderingsprocessen har ersatts av ex-situ biologisk metanisering på biogasanläggningen. H₂ produceras genom alkalisk elektrolys och tillförs till metaniseringsreaktorn för produktion av biometan. Den producerade biometanen efterbehandlas, torkas och komprimeras till fordonskvalitet. Figur 5 visar en systemöversikt av scenario 5.



Figur 5. Schematisk beskrivning scenario 5. Biologisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen

5.3.6 Scenario 6: Bio-CCU – Katalytisk metanisering på biogasanläggningen

Detta scenario har samma grundförutsättningar som scenario 5 men i stället för P2G genom biologisk metanisering sker processen med katalytisk metanisering. Katalytisk metanisering har högre krav på ren inkommande gas vilket gör att biogasen behöver renas innan den matas in i metaniseringsreaktorn. Den producerade biometanen torkas och komprimeras till fordonskvalitet. Figur 6 visar en systemöversikt av scenario 6.



Figur 6. Schematisk beskrivning scenario 6. Katalytisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen

5.5 Känslighetsanalys

Studiens resultat beror på en rad antaganden vilket motiverade genomförandet av en känslighetsanalys. I basfallet gjordes bland annat antaganden gällande elmix, transportsträckor och transportbränslen. I känslighetsanalysen ansågs det intressant att undersöka hur dessa parametrar påverkar resultatet. Ytterligare en parameter som identifierades ha stor inverkan på resultatet var CH_4 -förlusterna vid biologisk metanisering, vilket också undersöktes i känslighetsanalysen.

Känslighetsanalysen genomfördes genom att ändra en parameter i taget.

6. Datainsamling, antaganden och beräkningar

I detta kapitel presenteras data, beräkningar och antaganden.

6.1 GWP och primärenergifaktorer

I tabell 3 redovisas GWP och PEF som använts vid studien. Värden från Miljöfaktaboken av Gode et al. (2011) avser GWP för produktion & distribution plus användning. Tabellen innehåller värden för elproduktion, värmeproduktion, transportbränslen samt övriga insatsvaror. Transportbränslena för lastbilstransport utgörs av diesel och hydrogenated vegetable oil (HVO). GWP och primärenergieanvändning för HVO beror av energibärare, vilken antas vara used cooking oil. Transportbränslena för fartygstransport utgörs av flytande naturgas (LNG) och marine gas oil (MGO).

I basfallet har GWP för svensk elmix i enlighet med RED använts för all elkonsumention som sker i Sverige.

För vindkraft, pelletspanna, flispanna och HVO har rapporterad PEF i Miljöfaktaboken använts, vilken antas utgöra PEF_{Fossil} . Den förnybara delen av primärenergifaktorn, $PEF_{\text{Förnybar}}$, är lika med ett i enlighet med resonemang i avsnitt 5.2.4.2.

Det finns tydliga säsongsvariationer i fjärrvärmens miljöpåverkan. GWP och primärenergieanvändning för fjärrvärme beror även på den lokala bränslemixen. Vid miljövärdering av generell fjärrvärmeanvändning utan koppling till enskilt fjärrvärmenät är svenskt fjärrvärmemedel relevant (Gode, et al., 2011). Med anledning av att den fossila andelen i fjärrvärmemixen minskat de senaste åren har inte redovisat värde för GWP och primärenergie från Miljöfaktaboken (Gode, et al., 2011) använts, då de bedöms vara utdaterade. Miljövärden för fjärrvärmemixen kommer från Khodayari (2021) vid Energiföretagen som uppger att primärenergifaktorn är 0,14. Varav andelen fossil tillförd energi i fjärrvärmeproduktionen är 3,6 %. En hög andel av bränslemixen i den svenska fjärrvärmeproduktionen har sitt ursprung i avfall (Rydegren, 2020), varpå energi från avfall räknas som noll i primärenergie (Hitchin, 2018). Det förklarar den låga primärenergifaktorn för fjärrvärme.

Tabell 3. GWP och PEF som använts vid beräkningarna i analysen. PEF är uppdelat på om primärenergien är av fossilt (PEF_{Fossil}) eller förnybart ($PEF_{Förnybar}$) ursprung

	GWP	PEF_{Fossil}	$PEF_{Förnybar}$	Referens
El				
Svensk elmix	13 g CO ₂ eq/MJ	1,79	0,2	(Energimyndigheten, 2020) (ADAPT Consulting, 2013)
Norsk elmix	16,4 g CO ₂ eq/kWh	0,6	0,94	(Equinor, 2019) (ADAPT Consulting, 2013)
Vindkraft	3,7 g CO ₂ eq/MJ	0,05	1	(Gode, et al., 2011)
Värme				
Fjärrvärme	59,2 g CO ₂ eq/kWh	0,005	0,135	(Khodayari, 2021) (Gode, et al., 2011)
Flispanna ¹	2,6 g CO ₂ eq/MJ	0,06	1	(Gode, et al., 2011)
Pelletspanna	5,2 g CO ₂ eq/MJ	0,11	1	(Gode, et al., 2011)
Transportbränsle (lastbil)				
Diesel	76,5 g CO ₂ eq/MJ	1,1	0	(Energimyndigheten, 2020) (Gode, et al., 2011)
HVO	12,0 g CO ₂ eq/MJ	0,143	1	(Fransson, et al., 2020)
Transportbränsle (fartyg)				
LNG	71 g CO ₂ eq/MJ	1,1	0	(Gode, et al., 2011)
MGO	84 g CO ₂ eq/MJ	1,16	0	(Gode, et al., 2011)
Insatsvaror				
Capure ²	2700 g CO ₂ eq/kg			(Klackenberg, 2021)
Aktivt kol ³	1190 g CO ₂ eq/kg			(Klackenberg, 2021)
Avjoniserat vatten ⁴	1,5 g CO ₂ eq/kg			(Loriaux, et al., 2016)
H ₂ O	121 g CO ₂ eq/m ³			(Klackenberg, 2021)
Kvävgas	103 g CO ₂ eq/Nm ³			(Klackenberg, 2021)
KOH	2050 g CO ₂ eq/kg			(Loriaux, et al., 2016)

¹ Avser skogsflis som energibärare.

² Capure är den amin som ofta används i aminskrubbern på svenska biogasuppgraderingsanläggningar (Andersson, 2021).

³ Aktivt kol av biologiskt ursprung.

⁴ Avjoniserat vatten från omvänd osmos.

6.2 Densitet och molmassa

I tabell 4 redovisas värden för densitet och molmassa för de ingående komponenterna som använts vid beräkningarna i studien. Värdena för densitet i första kolumnen avser icke trycksatt gas vid 300 K.

Tabell 4. Värden för densitet och molmassa för de komponenter som ingår i processerna

Referens		
Densitet gas	kg/m ³	(Nordling & Österman, 2006)
- CO ₂	1,98	
- H ₂	0,0899	
- CH ₄	0,72	
- O ₂	1,429	
- N ₂	1,250	
Densitet vätska		
- H ₂ O	998 kg/m ³	(Nordling & Österman, 2006)
- LCO ₂ ¹	1,1 ton/m ³	(Andersson, 2021)
Molmassa	g/mol	(Nordling & Österman, 2006)
- H	1	
- C	12	
- O	16	

¹ Densitet vid 13 bar (g) och vid det tryckets jämviktstemperatur.

6.3 Biogasproduktion

Samtliga scenarion har utgått från en biogasanläggning med en produktion på 50 GWh biogas per år.

6.3.1 LCA för biogasproduktion

LCA för biogasproduktionen är hämtad från en studie av Börjesson et al. (2016) och modifierad utifrån systemgränser och antaganden i denna studie. Börjesson et al. (2016) undersöker samrötningsanläggningar i storlekarna 30 GWh och 100 GWh. Varpå den studien har antagit att substratsammansättningen består av matavfall, gödsel, industriavfall och slaktavfall baserat på genomsnittlig blandning i svenska storskaliga samrötningsanläggningar år 2014. Då utgångspunkten i den här studien var en genomsnittlig svensk storskalig samrötningsanläggning anses studien av Börjesson et al. (2016) vara en lämplig referens för studiens avsedda tillämpning. LCA-data som hämtats från studien av Börjesson et al. (2016) utgör rapporterade värden för en anläggning på 30 GWh. Det som skiljer anläggningen på 30 GWh och 100 GWh åt är antagen transportsträcka för råvara och rötrest, då den för en anläggning på 100 GWh är längre.

I studien av Börjesson et al. (2016) är den direkta energitillförseln 0,118 MJ/MJ biogas vid systemexpansion enligt ISO-standarden och 0,165 MJ/MJ biogas med systemgränser enligt RED. Det inkluderar förbehandling och transporter samt processenergi i form av el och värme. Växthusgasutsläppen vid biogasproduktionen är -5,1 g CO₂eq/MJ biogas enligt ISO och 7,6 g CO₂eq/MJ biogas enligt RED. Vid LCA enligt ISO har systemexpansion utförts på rötresten som bildas vid processen,

vilken medför undviken produktion av mineralgödselämnen samt undviken dieselanvändning.

Processvärme från flispanna till biogasrötningen antas i denna studie kunna ersättas med spillvärme från övriga processer inom systemgränsen. Med anledning av det antagandet subtraherades processvärmens bidrag till GWP och primärenergi-användning från biogasproduktionens totala GWP och primärenergianvändning. Värmeconsumtion vid biogasproduktionen ger enligt Börjesson et al. (2016) upphov till utsläpp på 1,1 g CO₂eq/MJ biogas och primärenergianvändning på 0,08 MJ/MJ biogas.

Antagna förutsättningar:

- En anläggning på 30 GWh har lika lång transportsträcka för råvara och rötrest som en anläggning på 50 GWh.
- Värmebehovet för biogasproduktionen täcks av spillvärme från övriga processer inom systemgränsen.

6.3.2 Biogasflöde

Biogasen antas bestå av 60 % CH₄ och 40 % CO₂. Med utgångspunkt att det är kontinuerlig drift och att biogasen innehåller 60 % CH₄ beräknades flödet av biogas för 50 GWh-anläggningen till 951 Nm³/h, vilket samtliga scenarion har utgått ifrån.

6.4 Behandling av biogas

6.4.1 Rening av biogas

Mängden föroreningar i biogas varierar beroende på substratkälla (Broman, 2020). En av dessa föroreningar är H₂S vilken oftast avlägsnas före aminskrubbern genom att använda aktivt kol (Bauer, et al., 2013). Mängden aktivt kol beräknades utifrån data från Wärtsilä (2019) till 0,18 g/Nm³ biogas. Det aktiva kolet som används är SOLCARB KS3 (Dannesboe, et al., 2020). Baserat på uppgifter från leverantörer antas aktivt kol vara av biogent ursprung framställt av kokosnötskal (Damström, 2021).

6.4.2 Uppgradering av biogas med aminskrubber

Aminen i aminskrubbern utgörs av Capure då det är den amin som oftast används i Sverige (Andersson, 2021). Data för aminskrubbern för beräkningar och analys finns presenterad i tabell 5. Utifrån antagandet att 40 % av biogasen utgörs av CO₂ samt att den producerade biometanen från aminskrubbern innehåller 2 % CO₂ beräknades CO₂-flödet från aminskrubbern till 363 Nm³/h. Vid referensscenariot

(scenario 1) släpps den mängden CO₂ ut i atmosfären, vid övriga scenarion (scenario 2–6) tillvaratas den.

CH₄-förlusterna motsvarar 0,1 % av mängd ingående CH₄ i biogasen, vilket ger förluster på 0,41 kg CH₄/h. I referensscenariot släpps den mängden ut i atmosfären medan den vid övriga scenarion hamnar i restgasen, det vill säga i CO₂-strömmen som tillvaratas. För att beräkna klimatpåverkan för CH₄-förlusterna har omräkningsfaktor för CH₄ till CO₂eq i tabell 1 använts.

Den producerade biometanen komprimeras till 200 bar (Laurell, 2021). Elbehovet för komprimeringen finns redovisad i tabell 5.

Antagna förutsättningar:

- Pelletsförbränning används som värmekälla till aminprocessen.
- CO₂-flödet från biogasanläggningen betraktas som avfallsprodukt utan miljöbörda (Collet, et al., 2017).
- Spillvärmens från uppgraderingen används vid biogasproduktionen.

Tabell 5. Data för antaganden och beräkningar vid uppgradering av biogas med aaminskrubber samt elbehov för komprimering av biometan vid processen

Uppgradering		Referens
CH ₄ -förluster	0,1 %	(Börjesson, et al., 2016)
Elbehov	0,11 kWh/Nm ³ biogas	(Wärtsilä, 2019)
Värmebehov	0,57 kWh/Nm ³ biogas	(Wärtsilä, 2019)
Capure	0,00002 kg/Nm ³ biogas	(Wärtsilä, 2019)
Vatten ¹	0,00004 m ³ /Nm ³ biogas	(Wärtsilä, 2019)
Drifttemperatur	120–160 °C	(Collet, et al., 2017)
Värmeåtervinning ²	80 %	(Bauer, et al., 2013)
CH ₄ utgångstryck	4 bar (g)	(Wärtsilä, 2019)
CO ₂ -halt restgas	99,9 %	(Tamm, 2021)
Komprimering biometan		
Elbehov ³	0,17 kWh/Nm ³ biometan	(Bauer, et al., 2013)

¹ Med intern återanvändning av restvatten.

² Av de förlusterna som sker motsvarar 80 % användbar spillvärme. Värmen kan återanvändas vid en temperatur på ca 65 °C i andra delar av anläggningen, exempelvis substratförvärmning och uppvärmning av röt-kammaren (Bauer, et al., 2013).

³ Elbehov avläst från figur 33 i Bauer et al. (2013) för komprimering från 5 bar(a) till 201 bar(a). Elbehovet är beroende av utgångstrycket.

6.5 Komprimering, förvätskning och lagring av CO₂

Efterbehandling av CO₂ innefattar komprimering och torkning av restgasen samt efterföljande förvätskning. Elbehovet för dessa steg finns redovisade i tabell 6.

Övrig kringutrustning som exempelvis styrsystem inkluderas inte då de anses försumbara i sammanhanget. Det förutsätts att restgasen är så pass ren att ingen återcirkulering är nödvändig (Tamm, 2021). I det redovisade elbehovet i tabell 6 inkluderas även elbehovet för pumpning till lagret vid biogasanläggningen.

Elbehovet för pump från lastbil till stationärt lager gäller både för det stationära lagret beläget vid den centraliserade P2G-anläggningen och mellanlagret i svensk hamn. Elbehovet för pumpningen finns redovisad i tabell 6.

Tabell 6. Elbehov vid komprimering/förvätskning av CO₂ samt elbehov för pumpning av LCO₂ från lastbil till stationärt lager

Komprimering/förvätskning av CO ₂		Referens
Starttryck	0 bar	(Tamm, 2021)
Produktionstryck	13 bar (g)	(Tamm, 2021)
Elbehov	0,13 kWh/kg LCO ₂	(Tamm, 2021)
Pump från lastbil till stationärt lager		
Elbehov	0,05 kWh/m ³ LCO ₂	(Andersson, 2021)

6.6 Transport av LCO₂

De valda transportlösningarna i det studerade systemet är lastbilstransport inom Sverige samt fartygstransport till Norge.

6.6.1 Lastbilstransport

I en studie av Berg (2021), som också är en del i projektet *Bio-CCS från biogas*, redovisas att stationära lager och lastbilstransport med specialbyggda 30 fot containrar är det lämpligaste alternativet ur ett systemperspektiv. Vald transportlösning i denna studie baseras på det resultatet. Data för lastbilstransport finns redovisad i tabell 7 tillsammans med beräknad bränsleförbrukning. För mer information om landbaserad transport av LCO₂, se Berg (2021).

Lastbilstransport sker i scenario 2 mellan stationärt lager på biogasanläggningen och svensk hamn. För scenario 3–4 sker lastbilstransport mellan stationärt lager vid biogasanläggningen och lager vid centraliserad P2G-anläggning.

Antagna förutsättningar:

- Transportbränslet utgörs av diesel.
- Transportsträckan antas vara 100 km enkel väg.

Tabell 7. Data för transport av LCO₂ med lastbil

Lastbilstransport		Referens
Fordon totalvikt	63 ton	(Berg, 2021)
Mängd LCO ₂ per transport	34 ton	(Berg, 2021)
Bränsleförbrukning		(Berg, 2021)
- full last	0,38 l/km	
- tom last	0,35 l/km	
Värmevärde transportbränsle		(Jonson & Pettersson, 2020)
- Diesel MK1	35,2 MJ/l	
- HVO	34,3 MJ/l	

6.6.2 Fartygstransport

Befintlig fartygstransport av CO₂ inom dryckes- och livsmedelsindustrin rör förhållandevis små volymer vilket gör den mindre lämplig vid det här ändamålet. Dagens fartyg för CO₂-transport rymmer omkring 1000 m³. Andelen växthusgasutsläpp av den transporterade mängden CO₂ beror av fartygets fraktkapacitet. Vid mindre fraktkapaciteter, med kapacitet för omkring 1000 m³, kommer CO₂-utsläppen utgöra en större andel av transporterad mängd CO₂ (Element Energy, 2018). Vid studien av Element Energy (2018) görs bedömningen att fartygsstorlekar över 10 000 ton CO₂ inte är praktiskt genomförbart baserat på dagens teknik. Northern Lights koncept utgår från fartyg med en fraktkapacitet på 7 500 m³ CO₂ uppdelat på två tankar som rymmer 3 750 m³ CO₂ vardera (Equinor, 2019). Driftförhållandena från Equinor (2019) för fartygstransporten finns redovisade i tabell 8.

Sverre Overå, projektledare vid Northern Lights, uppger under ett webinarium att utsläppen från fartygstransport motsvarar 1–2 % av fraktad CO₂ (Global CCS Institute, 2019). Element Energy (2018) visar att för ett fartyg som färdas 600 km med LNG som transportbränsle med fraktkapacitet på 8 000 ton CO₂ är utsläppen 2 % av transporterad mängd CO₂. För fartyg med fraktkapacitet på 10 000 ton CO₂ som färdas den distansen är utsläppen 1 % av transporterad mängd CO₂ (Element Energy, 2018).

Den lösning som föreslås av Equinor (2019) är nybyggnation av tankfartyg där fartygskonstruktionen baseras på befintliga konstruktioner inom livsmedelsindustrin och LPG (gasol) transport. Vid de fartygen utgörs transportbränslet av en LNG/batterihybridlösning. Batteridrift antas ske de 30 första minuterna vid utsegling och 30 sista minuterna vid insegling till kaj. Onshore power finns tillgänglig när fartyget ligger till kaj för lastning och lossning, bland annat för laddning av batteri (Økland, 2017).

European Commission (2020) redovisar att utsläppen för marin transport är 0,030 kg CO₂eq/tonkm, detta inklusive tom returtransport. Mängden ton motsvarar

den mängden LCO₂ som transporteras under ett år. Det marina transportbränslet i rapporten har ett värmevärde på 42,8 MJ/kg (European Commission, 2020), och antas utgöras av MGO baserat på redovisat värmevärde för MGO av Gode et al. (2011) i tabell 8. Utifrån värdena för GWP för MGO och LNG i tabell 3 beräknades att fartygsdrift med LNG har 15% lägre utsläpp per MJ bränsle. Det innebär att drift med LNG som transportbränsle har utsläpp på 0,0254 kg CO₂eq/tonkm.

Fartygstransport av LCO₂ sker från svensk hamn till mottagningsanläggningen Naturgasparken i Øygarden nordväst om Bergen i Norge (Equinor, 2019). Distansen från Göteborg till Bergen motsvarar 350 nautiska mil (Sea-Distances, 2021). Hastigheten i Göteborgs hamnområde är max 8 knop (Sjöfartsverket, 2020). Det innebär att fartyget vid maxknop färdas en distans på maximalt 7,4 km med batteridrift i respektive hamn, det motsvarar totalt en sträcka på 29,6 km per rutt.

Antagna förutsättningar:

- Bränslet utgörs av en LNG/batterihybridlösning.
- Utsläppen vid fartygsdrift med LNG är 0,0254 kg CO₂eq/tonkm.
- Onshore power utgörs av norsk elmix.

Tabell 8. Data för fartygstransport av LCO₂

Fartygstransport		Referens
Driftförhållande lagringstankar		(Equinor, 2019)
- Tryck	15 bar (g)	
- Temperatur	-26 °C	
Värmevärde transportbränsle		
- MGO ¹	43 MJ/kg	(Gode, et al., 2011)
- LNG ²	49 MJ/kg	(Energimyndigheten, 2019)

¹ Marin gasolja med 0,1 % svavelhalt.

² 13,70 MWh/ton omräknat till enheten MJ/kg.

6.7 Mottagningsanläggning, pipeline och slutlager i Norge

Från mottagningsanläggningen Øygarden transporteras LCO₂ via pipeline till injektionsbrunn i saltvattenakviferen Aurora i Johansenformationen väster om Norge (Equinor, 2019). Under fas 1 beräknas driften av Northern Lights landanläggning och permanent lagring av CO₂ generera utsläpp på ungefär 720 ton växthusgas per år, där total lagringskapacitet är på 1,5 miljoner ton per år (Equinor, 2019). Det motsvarar 0,048 % av permanent lagrad CO₂ per år och är det värdet som antagits vid beräkningarna i denna studie.

Av utsläppen som sker orsakas 666 ton per år av elförbrukning vid landanläggningen baserad på emissionsfaktor 16,4 g CO₂/kWh för norsk elproduktion år 2017. Kemisk injektion och drift av systemen medför att utsläppen från Oseberg A (offshore basplattform) skulle öka med 40–45 ton per år. Utsläpp från anläggningen från bland annat kopplingar och ventiler är på mindre än 8 ton CO₂ per år (Equinor, 2019).

Antagen förutsättning:

- 93 % av utsläppen som sker orsakas av elförbrukning. PEF för norsk elmix finns redovisad i tabell 3.

6.8 P2G

Processen för P2G avser steady-state-drift vilket bland annat innebär att ingående ånga för att driftsätta systemet inte inkluderats i beräkningarna.

6.8.1 Metanisering

Beräkningarna för metaniseringen har utgått från ekvation 2 och data för densitet och molmassa i tabell 4.

Antagna förutsättningar:

- Den producerade biometanen innehåller 97 % CH₄.
- Den producerade biometanen komprimeras till 200 bar (g) (Laurell, 2021), elbehov för detta finns redovisade i tabell 9 respektive 10.
- Torkning av produktgasen sker med genererad torr gas inom systemet.

6.8.1.1 Biologisk metanisering

Vid biologisk metanisering utnyttjas 6,4 % av tillsatt CO₂ för mikrobernas cellväxt (Lecker, et al., 2017). Denna mängd CO₂ subtraherades från den totala mängden CO₂ och en ny tillgänglig mängd erhöles. Utifrån den nya tillgängliga mängden CO₂ beräknades mängden H₂ som krävs för att uppfylla det stökiometriska förhållandet i metaniseringsreaktorn enligt ekvation 2. H₂-flödet som krävs beräknades till 1318 Nm³/h vilket innebär att det under ett år behöver produceras 1038 ton H₂. Data för beräkningar och antaganden i samband med biologisk metanisering samt elbehov för komprimering av biometan producerad vid processen finns redovisade i tabell 9.

Reaktionshastigheten påverkas av temperaturen i reaktorn och studier har visat att reaktionshastigheten fördubblades vid termofil reaktortemperatur jämfört med mesofil reaktortemperatur (Lecker, et al., 2017). Med anledning av det har termofil temperaturprofil antagits vid studien.

Baserat på mass- och energibalans enligt Lardon et al. (2018) beräknades elförbrukningen för kringutrustning för den centraliserade anläggningen till en mängd motsvarande 5 % av det utgående energiflödet av biometan och spillvärme. För biologisk metanisering på biogasanläggningen är motsvarande andel 3 % (Lardon, et al., 2018).

Tillräckligt mycket värme produceras under den exoterma processen att ingen extern värmeförsörjning behövs (Bekkering, et al., 2019). För biologisk metanisering på en centraliserad P2G-anläggning krävs extern näringstillförsel för att hålla koncentrationen konstant och undvika förlust av näringsämnen (Rusmanis, et al., 2019). Näringstillförseln antas utgöras av avtatt rötrest från närliggande biogasanläggning eller vattenreningsverk. Rötresten kan återföras som biogödsel utan försämrad kvalitet (Andersson, 2021).

Produktgasen från processen genomgår efterbehandling för avlägsnande av föroreningar och H₂O (Lardon, et al., 2018).

Antagna förutsättningar:

- 80 % verkningsgrad.
- CSTR-reaktor, vilket medför att det krävs el för omrörning.
- Biologisk metanisering sker vid atmosfärstryck, då det beskrivs att processen vanligtvis drivs under det förhållandet (Jannasch & Willquist, 2017).
- 2 % av energin i H₂ uppskattas upptas av mikrobernas omvandling av CO₂ till biomassa (Benjaminsson, et al., 2013).
- Producerad biometan från den centraliserade P2G-anläggningen (scenario 3) behöver rensas efter metaniseringen vilket sker med aktivt kol. Lika stor mängd aktivt kol behövs för reningen som då biogasen rensas innan uppgradering, se avsnitt 6.4.1.
- Lika stor mängd aktivt kol behövs för rening av biometan från biologisk metanisering på biogasanläggningen (scenario 5) som då biogasen rensas innan uppgradering, se avsnitt 6.4.1.
- Avsättningsmöjligheterna för spillvärme anses begränsade med anledning av värmens låga temperatur (Götz, et al., 2016), och nyttjas därmed inte.
- Inga CH₄-förluster sker vid processen.

Tabell 9. Data för beräkningar och antaganden vid biologisk metanisering samt elbehov för komprimering av producerad biometan vid processen

Biologisk metanisering		Referens
Arbetsstryck	1–10 bar	(Götz, et al., 2016)
El till omrörning	1 kWh/m ³ CH ₄	(Jannasch & Willquist, 2017)
Reaktortemperatur		
Termofil	55–65°C	(Rusmanis, et al., 2019)
CO ₂ till biomassa	6,4 %	(Lecker, et al., 2017)
Komprimering CH ₄		
Elbehov ¹	0,245 kWh/Nm ³ biometan	(Bauer, et al., 2013)

¹ Elbehov avläst från figur 33 i Bauer et al. (2013) för komprimering från 1 bar(a) till 201 bar(a). Elbehovet är beroende av utgångstrycket.

6.8.1.2 Katalytisk metanisering

Det högsta innehållet av CH₄ erhålls vid det stökiometriska förhållandet 4:1 (H₂:CO₂) där full kemisk jämvikt uppnås. Studier har visat att vid drift i ett substökiometriskt förhållande finns risk för kolbildning, vilket är av extra relevans vid direkt metanisering av biogas (Dannesboe, et al., 2020). Vid direkt metanisering av biogas, scenario 6, kommer den CH₄ som finns i biogasen påverka jämviktsreaktionen och begränsa omvandlingen av CO₂ (Dannesboe, et al., 2019). En studie av Jürgensen et al. (2015) visar att vid tryck över 8 bar finns enbart en liten påverkan av CH₄-halten i biogasen på omvandlingen av CO₂.

Data för beräkningar och antaganden i samband med katalytisk metanisering samt elbehov för komprimering av biometan producerad vid processen finns redovisade i tabell 10. H₂-flödet som krävs för att uppfylla det stökiometriska förhållandet i metaniseringsreaktorn enligt ekvation 2 beräknades till 1451 Nm³/h vilket innebär att det under ett år behöver produceras 1143 ton H₂.

Fastbäddsteknologi med Ni-katalysator har visat sig vara en pålitlig teknik för katalytisk metanisering. Katalysatorn är dock känslig för svavelförgiftning (Dannesboe, et al., 2019). Vid direkt metanisering av biogas krävs rening av biogasen innan den matas in i metaniseringsreaktorn. Denna rening sker genom aktivt kol, se avsnitt 6.4.1.

Effektiv kylning av reaktorn krävs för att undvika katalysatordeaktivering (Dannesboe, et al., 2020). Då spillvärmens är vid en hög temperaturnivå behövs enbart en cirkulationspump vars elförbrukning antas vara försumbar i sammanhanget (Tamm, 2021).

Antagna förutsättningar:

- 80 % verkningsgrad (Zhang, et al., 2017).
- Katalytisk metanisering vid den centraliserade P2G-anläggningen drivs under optimala processförhållanden och antas därmed inte bilda kol som fast biprodukt.
- Katalytisk metanisering genom direkt metanisering av biogas sker vid ett tryck högre än 8 bar(g) och CH₄-halten i biogasen antas således ha en försumbar inverkan på CO₂-omvandlingen och därmed inte bilda kol som fast biprodukt.
- Inga CH₄-förluster sker vid processen.
- P2G-anläggningen antas vara placerad i anslutning till aktörer som är i behov av värme. Spillvärmén säljs som fjärrvärme där det antas att det finns avsättningsmöjligheter för fjärrvärme under hela året.
- Redovisad efterfråga på Ni-katalysator i tabell 10 har enligt Energimyndighetens vägledning till hållbarhetskriterierna, se avsnitt 5.2.2, en liten påverkan på bränslets totala växthusgasutsläpp, och kan därmed uteslutas. Detta antagande har gjorts även vid beräkning enligt ISO-standarderna.

Tabell 10. Data för beräkningar och antaganden vid katalytisk metanisering samt elbehov för komprimering av producerad biometan vid processen

		Referens
Katalytisk metanisering		
Genomsnittligt behov av Ni-baserad katalysator	9,3 mg/Nm ³ CH ₄	(Zhang, et al., 2017)
Energiverkningsgrad	70–85 %	(Jannasch & Willquist, 2017)
Reaktortemperatur	250–550 °C	(Götz, et al., 2016)
Värmeåtervinning ¹	80 %	(Mohseni, et al., 2017)
Komprimering CH₄		
Scenario 4		
Elbehov ²	0,145 kWh/Nm ³ biometan	(Bauer, et al., 2013)
Scenario 6		
Elbehov ³	0,245 kWh/Nm ³ biometan	(Bauer, et al., 2013)

¹ Av de förlusterna som sker motsvarar 80 % användbar spillvärme.

² Elbehov avläst från figur 33 i Bauer et al. (2013) för komprimering från 9 bar(a) till 201 bar(a) för biometan producerad vid den centraliserade P2G-anläggningen. Elbehovet är beroende av utgångstrycket.

³ Elbehov avläst från figur 33 i Bauer et al. (2013) för komprimering från 1 bar(a) till 201 bar(a) för biometan producerad då katalytisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas. Elbehovet är beroende av utgångstrycket.

6.8.2 Elektrolys

Mängden avjoniserat H₂O som behövs för processen beräknades till 9,0 kg H₂O/kg H₂ utifrån reaktionsformeln i ekvation 1 samt molmassa i tabell 4. På liknande sätt beräknades mängden producerad O₂ till 8,0 kg O₂/kg H₂. Mängden H₂ i kg finns redovisad i avsnitt 6.8.1.1 och 6.8.1.2. Data för beräkningar och antaganden i samband med elektrolysen finns redovisade i tabell 11.

Spillvärmen från elektrolysen håller relativt låg temperatur. Den lågvärdiga värmen kan vara intressant för biogasanläggnings rötningsprocess (Mohseni, et al., 2017). Det är aktuellt för de scenarion där P2G ersätter den traditionella uppgraderingsanläggningen där avsättningsmöjligheter finns vid platsen för elektrolysen. För elektrolysen vid den centraliserade P2G-anläggningen gjordes bedömningen att det inte finns avsättningsmöjligheter för spillvärme vid platsen med anledning av spillvärmens låga temperatur.

Biprodukten O₂ kan användas i närområdet för att undvika transport, något som skulle medföra O₂-konditionering då O₂ ofta transporteras i flytande form (Götz, et al., 2016). Nyttjande av biprodukten antas vid systemexpansion enligt ISO ersätta annan O₂-produktion. Den produktionen sker genom kryogen luftseparation, vilken är den teknik som används vid storskalig produktion av O₂. Energiförbehovet för produktionstekniken är 0,5 kWh/Nm³ O₂ (Kato, et al., 2005).

Antagna förutsättningar:

- Elektrolyten består av 25 % KOH (Koj, et al., 2017).
- 65 % verkningsgrad (Avfall Sverige, 2013).
- Vid scenario 5–6 används spillvärmen vid biogasproduktionen.
- H₂O som bildas vid katalytisk metanisering används för elektrolysen vilket innebär att enbart 50 % av vattenbehovet för elektrolysen måste avjoniseras (Jürgensen, et al., 2015). Detta gäller för scenario 4 och 6.

Tabell 11. Data för beräkningar och antaganden vid alkalisk elektrolys

		Referens
Verkningsgrad	63–71 %	(Buttler & Spliethoff, 2018)
Temperatur	40–90 °C	(Götz, et al., 2016)
Värmeåtervinning ¹	60 %	(Mohseni, et al., 2017)
AEL drift		
Avjoniserat vatten ²	9,0 kg/kg H ₂	
KOH	1,9 g/kg H ₂	(Koj, et al., 2017)
Kvävgas ³	0,29 g/kg H ₂	(Koj, et al., 2017)

¹ Av de förlusterna som sker motsvarar 60 % användbar spillvärme.

² Avjoniserat vatten från omvänd osmos (Reiter & Lindorfer, 2015).

³ Används för rengöringsändamål (Koj, et al., 2017).

7. Resultat

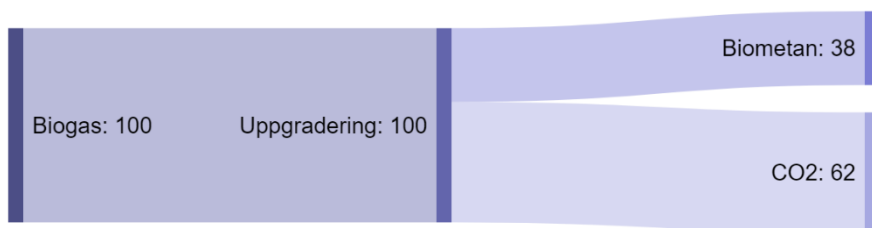
I detta kapitel redovisas resultatet från studien. Det innefattar mass- och energibalanser, beräknad GWP och primärenergianvändning samt resultatet från genomförd känslighetsanalys.

7.1 Mass- och energibalanser

I det här avsnittet redovisas mass- och energibalanser för de studerade scenarierna. De värden som visas i figurerna motsvarar ett värde i procent baserat på de beräknade värdena i studien. Alla procentsatser är redovisade i närmaste heltal vilket innebär att de flöden som är mindre än 1 % inte redovisas i figurerna.

7.1.1 Massbalans

Figur 7 visar massbalansen för referensscenariot och för bio-CCS från biogasanläggningar, det vill säga scenario 1–2. I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår från. I figuren kan utläsas att 38 % av biogasen blir biometan vid uppgradering och att 62 % av massan utgörs av avskild CO₂ som i referensfallet släpps ut i atmosfären. Vid bio-CCS fraktas den mängden CO₂ till Norge för slutlagring enligt Northern Lights koncept. I figuren syns att det viktmissigt vid uppgradering avskiljs en betydande mängd CO₂ som kan nyttjas både i konceptet bio-CCS och bio-CCU. Massbalanser för scenario 3–6 finns redovisade i bilaga A.

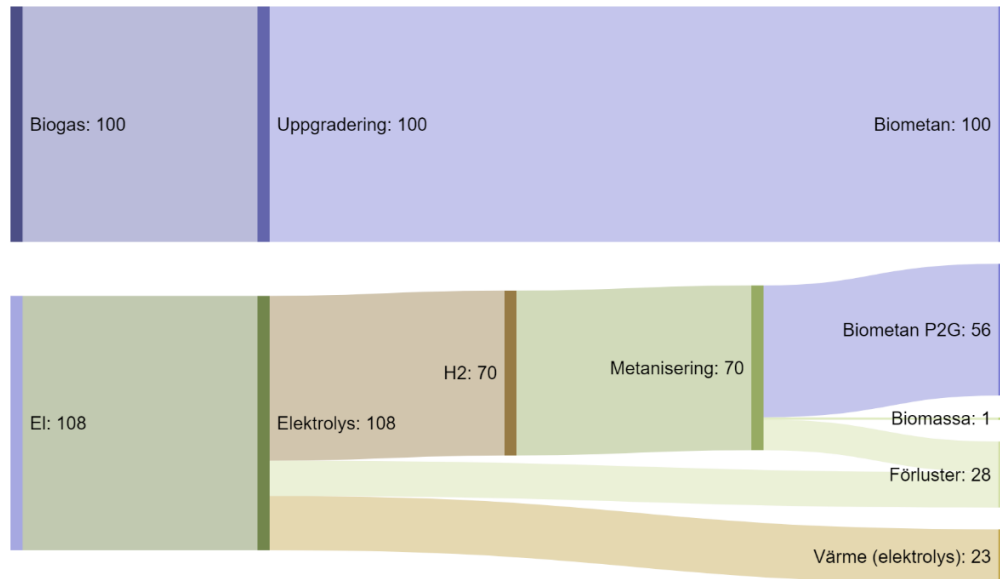


Figur 7. Massbalans referensscenario och bio-CCS från biogasanläggningar (scenario 1–2). I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån

7.1.2 Energibalans

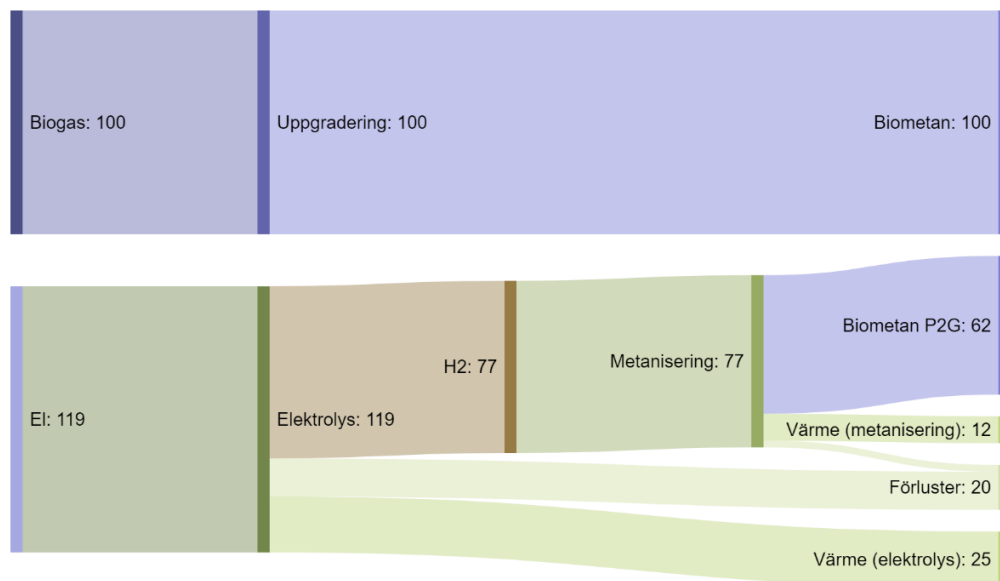
Figur 8–11 visar energibalanserna för scenario 3–6. I figurerna motsvarar energimängden i biogasen 100 % vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån.

Figur 8 visar energibalansen för scenario 3 där biologisk metanisering sker på en centraliserad P2G-anläggning. I figuren kan utläsas att 52 % av den ingående energin vid elektrolysen hamnar i producerad biometan, vilket motsvarar totalverkningsgraden för P2G. Från elektrolysen redovisas spillvärmen som förluster respektive användbar värme. Spillvärmen som bildas vid biologisk metanisering redovisas som förluster då den ej nyttjas, se avsnitt 6.8.1.1. Summeras samtliga förluster, exklusive mängden användbar värme från elektrolysen, motsvarar dessa 27 % av den ingående energin i systemet.



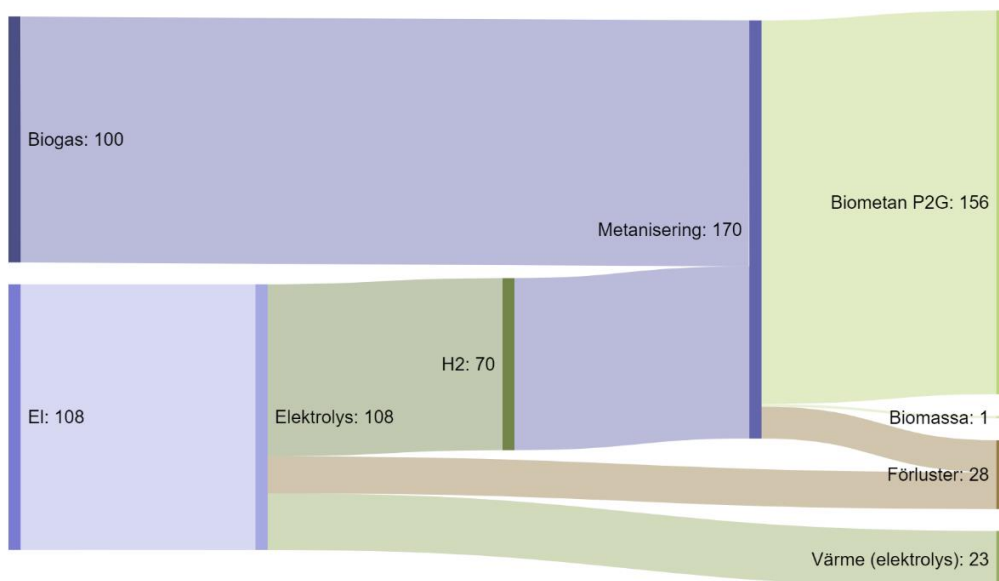
Figur 8. Energibalans scenario 3. Biologisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning. I figuren motsvarar energimängden i biogasen 100 % vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån

Figur 9 visar energibalansen för scenario 4 där katalytisk metanisering sker på en centraliserad P2G-anläggning. I figuren kan utläsas att 52 % av den ingående energin vid elektrolysen hamnar i producerad biometan, vilket motsvarar totalverkningsgraden för P2G. Från elektrolysen redovisas spillvärmen som förluster respektive användbar värme och från metaniseringen antas all värme kunna nyttjas. 31 % av den ingående energin i systemet blir till användbar värme vid P2G. Systemets totala förluster motsvarar 17 % av den ingående energin, detta exklusive den värme som kan nyttjas.



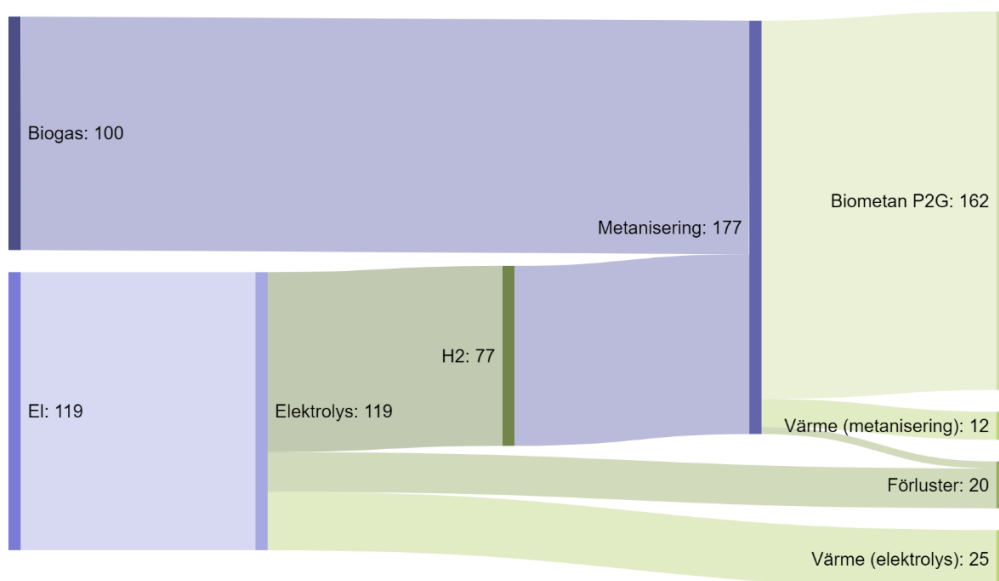
Figur 9. Energibalans scenario 4. Katalytisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning. I figuren motsvarar energimängden i biogasen 100 % vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån

Figur 10 visar energibalansen för scenario 5 där biologisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren kan utläsas att 75 % av den ingående energin hamnar i producerad biometan. Spillvärmen som bildas vid biologisk metanisering redovisas som förluster då den ej nyttjas, se avsnitt 6.8.1.1. Från elektrolysen redovisas spillvärmen som förluster respektive användbar värme. Summeras samtliga förluster, exklusive mängden användbar värme från elektrolysen, motsvarar dessa 14 % av den ingående energin i systemet.



Figur 10. Energibalans scenario 5. Biologisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren motsvarar energimängden i biogasen 100 % vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån

Figur 11 visar energibalansen för scenario 6 där katalytisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren kan utläsas att 74 % av den ingående energin hamnar i producerad biometan. Från elektrolysen redovisas spillvärmens som förlust respektive användbar värme och från metaniseringen antas all värme kunna nyttjas. 17 % av den ingående energin i systemet blir till användbar värme. Systemets totala förluster motsvarar 9 % av den ingående energin, detta exklusive den värme som kan nyttjas.



Figur 11. Energibalans scenario 6. Katalytisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren motsvarar energimängden i biogasen 100 % vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån

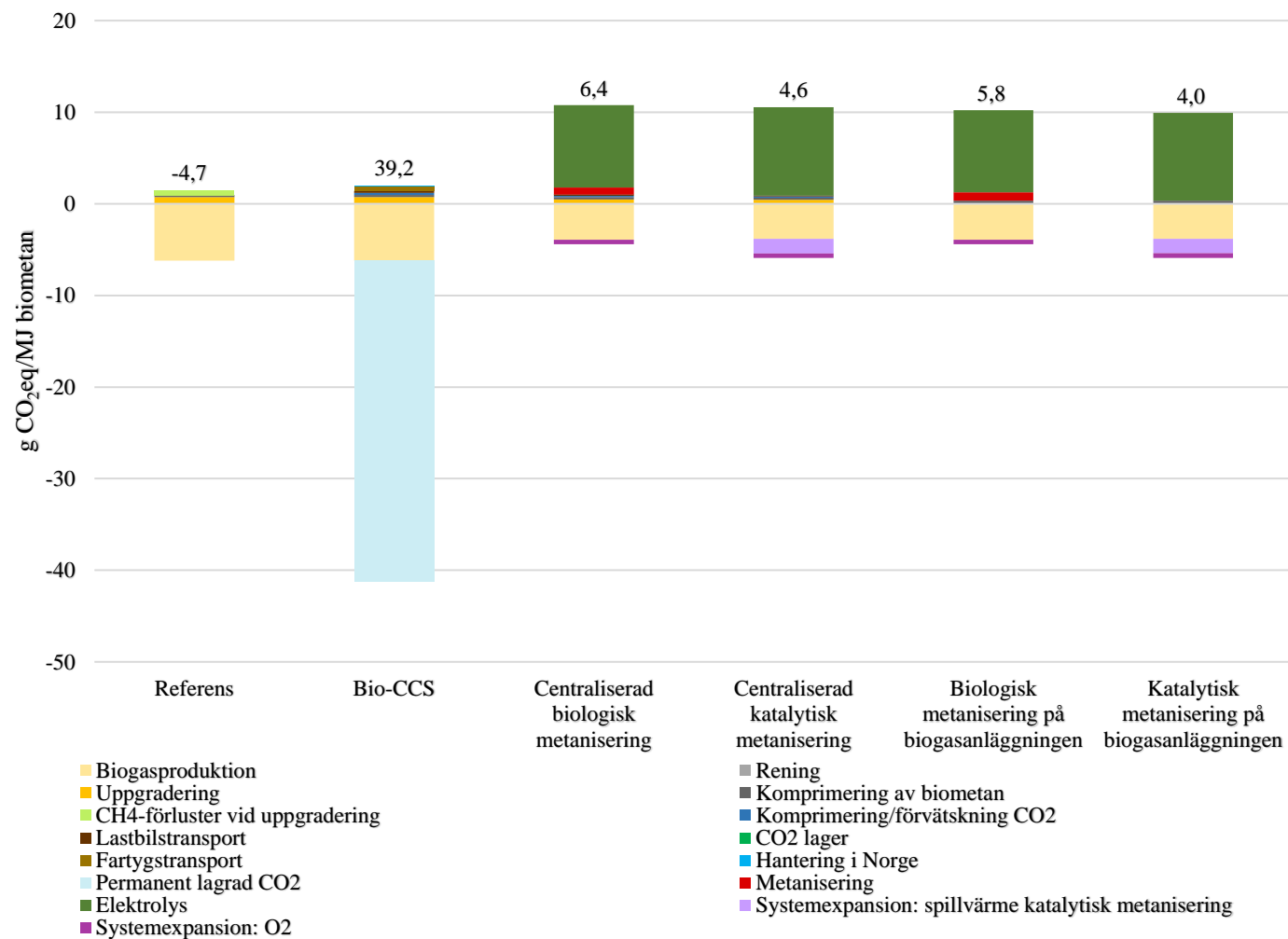
7.2 Klimatpåverkan

Figur 12 visar GWP för samtliga scenarion med systemexpansion enligt ISO-standarderna uppdelat på respektive process. Vid referensscenariot är GWP -4,7 g CO₂eq/MJ biometan och vid bio-CCS från biogasanläggningar är GWP -39,2 g CO₂eq/MJ biometan. Det innebär att både referensscenariot (scenario 1) och scenario 2 producerar biometan som är klimatpositiv, det vill säga binder mer CO₂ än vad som släpps ut. Att GWP för biometan vid referensscenariot är klimatpositiv grundar sig i utförd systemexpansion vid LCA för biogasproduktionen. GWP för biometan från P2G, scenario 3–6, är mellan 4,0–6,4 g CO₂eq/MJ biometan.

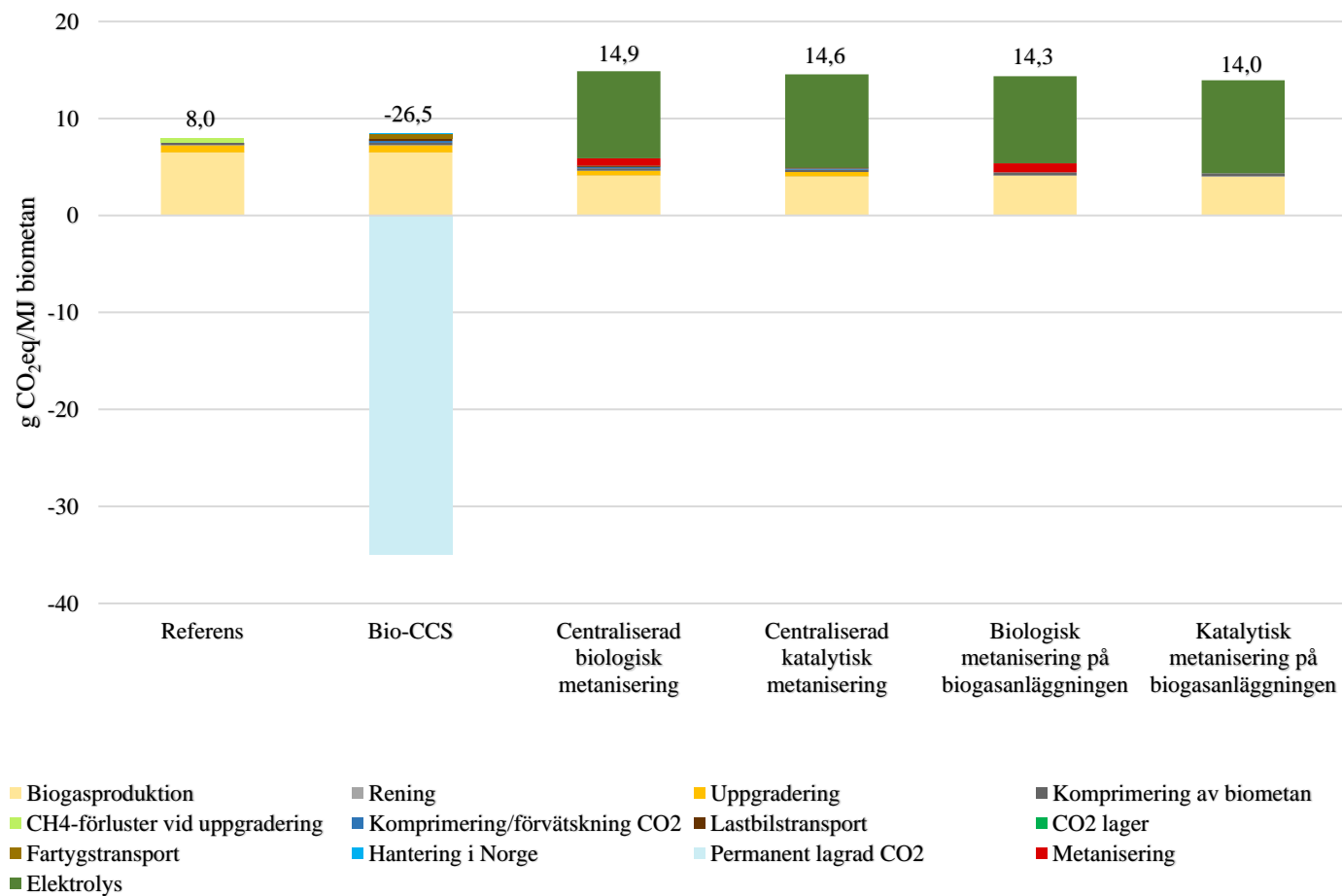
Figur 13 visar GWP för samtliga scenarion enligt riktlinjerna i RED uppdelat på respektive process. Vid referensscenariot är GWP 8,0 g CO₂eq/MJ biometan och vid bio-CCS från biogasanläggningar är GWP -26,5 g CO₂eq/MJ biometan. Det innebär scenario 2 producerar biometan som är klimatpositiv. Bortses från mängden permanent lagrad CO₂ fås att biometan vid bio-CCS har GWP på 8,5 g CO₂eq/MJ biometan. Det är bara marginellt högre än för den biometan som produceras vid referensscenariot, vilket innebär att de utsläppen som sker fram till lagring av CO₂ är förhållandevis små i sammanhanget. GWP för biometan från P2G, scenario 3–6, är mellan 14,0–14,9 g CO₂eq/MJ biometan.

Analysen visar på större klimatnytta för biometan då beräkning utförs genom systemexpansion enligt ISO-standarderna än då beräkning sker enligt riktlinjerna i RED. Sett till resultatet utifrån båda beräkningsmetoderna ger implementering av bio-CCS från biogasanläggningar lägst klimatpåverkan för producerad biometan. Vid implementering av bio-CCU (P2G) från biogasanläggningar är scenario 6, katalytisk metanisering på biogasanläggningen, det scenario som ger lägst klimatavtryck för producerad biometan. Högst klimatavtryck för producerad biometan förekommer vid scenario 3, biologisk metanisering på en centraliserad P2G-anläggning.

Vid bio-CCU står elektrolysen för det största bidraget till GWP både vid beräkning genom systemexpansion enligt ISO-standarderna och enligt riktlinjerna i RED.



Figur 12. GWP vid systemexpansion enligt ISO-standard. Figuren visar nettoutsläppen för scenario 1–6



Figur 13. GWP enligt riktlinjerna i RED. Figuren visar nettoutsläppen för scenario 1–6

7.2.1 Procentuell utsläppsreduktion jämfört med fossil referens

Jämfört med användning av fossila bränslen ger biometan vid referensscenariot en utsläppsreduktion på 92 %, baserat på LCA-beräkningar enligt RED. Biometan vid bio-CCS ger utsläppsreduktion på 128 %. Biometan producerad vid scenario 3–6 ger utsläppsreduktion på 84–85 %. Det fossila referensvärdet är 94 g CO₂eq/MJ (Europaparlamentets och rådets direktiv, 2009/28). Då samtliga procentsatser för utsläppsreduktion för producerad biometan vid bio-CCU från biogasanläggningar är högre än 70 % kan det anses som ett hållbart transportbränsle enligt hållbarhetskriterierna i RED.

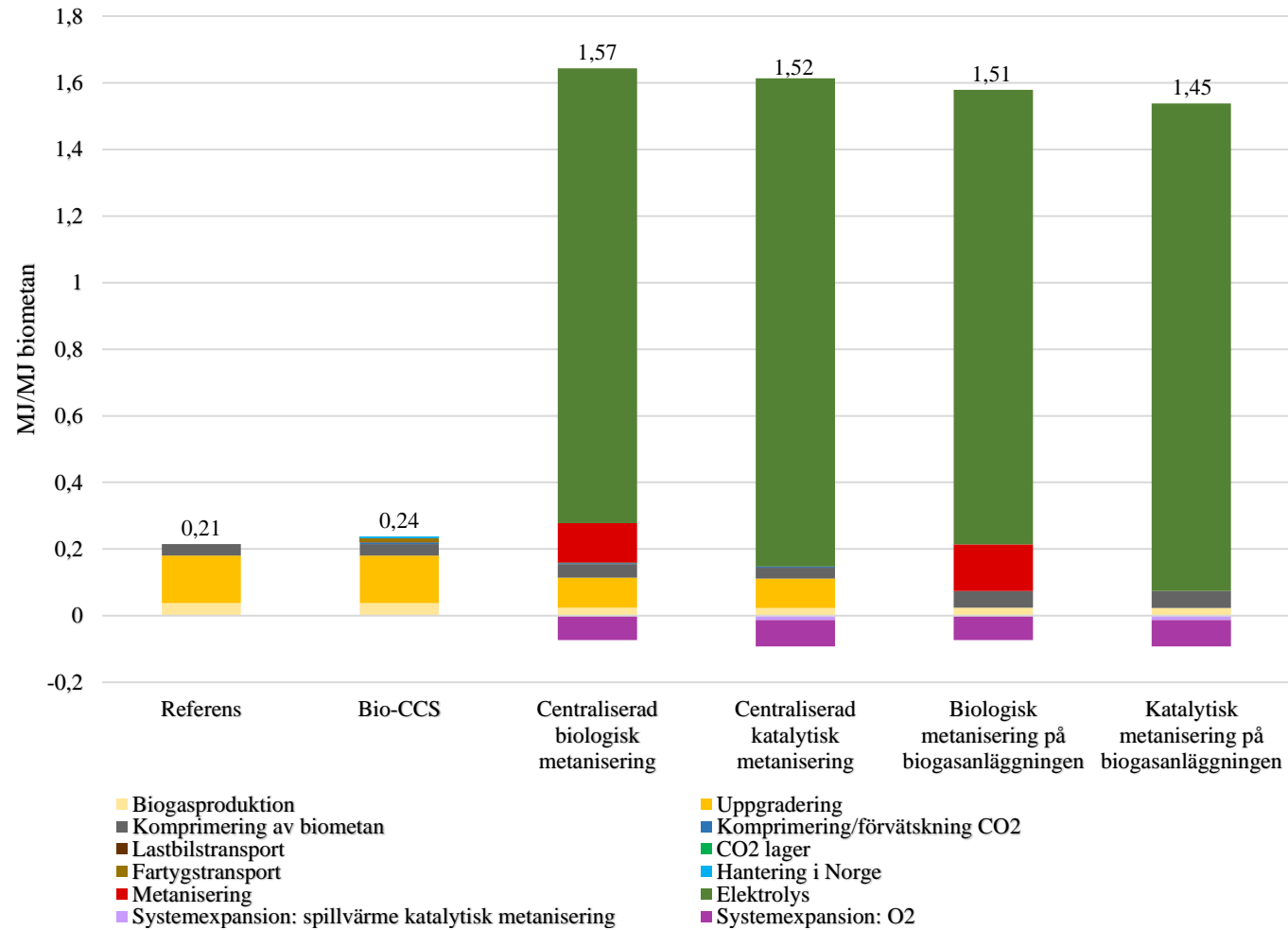
7.3 Primärenergianvändning

Figur 14 visar den totala primärenergianvändningen för samtliga scenarion med systemexpansion enligt ISO-standarderna uppdelat på respektive process. Vid referensscenariot är primärenergianvändningen 0,21 MJ/MJ biometan och vid bio-CCS från biogasanläggningar är den 0,24 MJ/MJ biometan. Det innebär att bio-CCS medför en något högre primärenergianvändning än vid referensscenariot. Vid bio-CCU från biogasanläggningar är primärenergianvändningen mellan 1,45–1,57 MJ/MJ biometan.

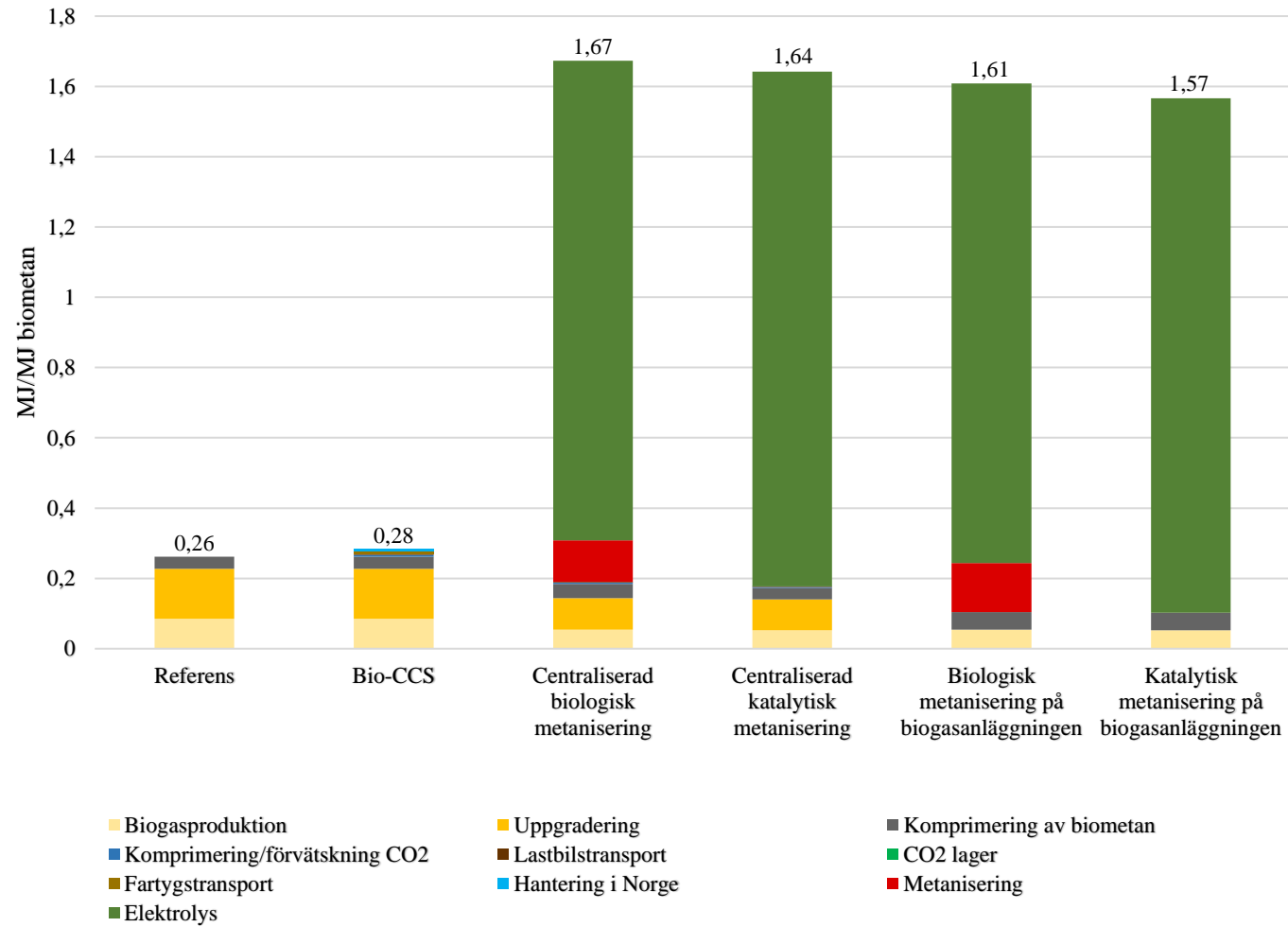
Figur 15 visar den totala primärenergianvändningen för samtliga scenarion enligt riktlinjerna i RED uppdelat på respektive process. Vid referensscenariot är primärenergianvändningen 0,26 MJ/MJ biometan och vid bio-CCS från biogasanläggningar är den 0,28 MJ/MJ biometan. Det innebär att bio-CCS medför en något högre primärenergianvändning än vid referensscenariot. Vid bio-CCU från biogasanläggningar är primärenergianvändningen mellan 1,57–1,67 MJ/MJ biometan.

Vid implementering av bio-CCU (P2G) från biogasanläggningar är scenario 6, katalytisk metanisering på biogasanläggningen, det scenario som har lägst primärenergianvändning. Högst primärenergianvändning förekommer vid scenario 3, biologisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning.

Vid bio-CCU står elektrolysen för det största bidraget till primärenergianvändningen både vid beräkning med systemexpansion enligt ISO-standarderna och enligt riktlinjerna i RED.



Figur 14. Primärenergianvändning vid systemexpansion enligt ISO-standard. Figuren visar primärenergianvändningen för scenario 1–6



Figur 15. Primärenergianvändning enligt riktlinjerna i RED. Figuren visar primärenergianvändningen för scenario 1–6

7.4 Känslighetsanalys

I det här avsnittet redovisas utvalda parametrar för genomförande av känslighetsanalys och dess inverkan på resultatet. I känslighetsanalysen utgör beräknad GWP och primärenergianvändning enligt riktlinjerna i RED basfallet.

7.4.1 Identifikation av betydande parametrar

Vid beräkningarna för implementering av bio-CCS från biogasanläggningar gjordes antaganden knutna till fartygstransporten. Resultatet i figur 12–13 visar att fartygstransport av LCO₂ vid scenario 2 står för en betydande andel av de utsläpp som orsakas vid bio-CCS, vilket gör det till en intressant parameter att studera i en känslighetsanalys. Därutöver gjordes även flertalet antaganden kopplade till landbaserad transport av LCO₂ varpå dessa är intressanta att undersöka vid känslighetsanalysen.

Vid implementering av bio-CCU från biogasanläggningar står elektrolysen för det största bidraget till systemets GWP och primärenergianvändning, vilket åskådliggörs i figur 12–15. Det ligger i linje med resultat från tidigare forskning som pekar ut elens ursprung som en parameter med stor effekt på dess klimatpåverkan, vilket gör val av elmix till en motiverad parameter att undersöka vid en känslighetsanalys. Ytterligare en intressant parameter att undersöka i en känslighetsanalys är CH₄-förlusterna vid biologisk metanisering, då det i litteraturen saknas entydighet om hur stor andel de utgör.

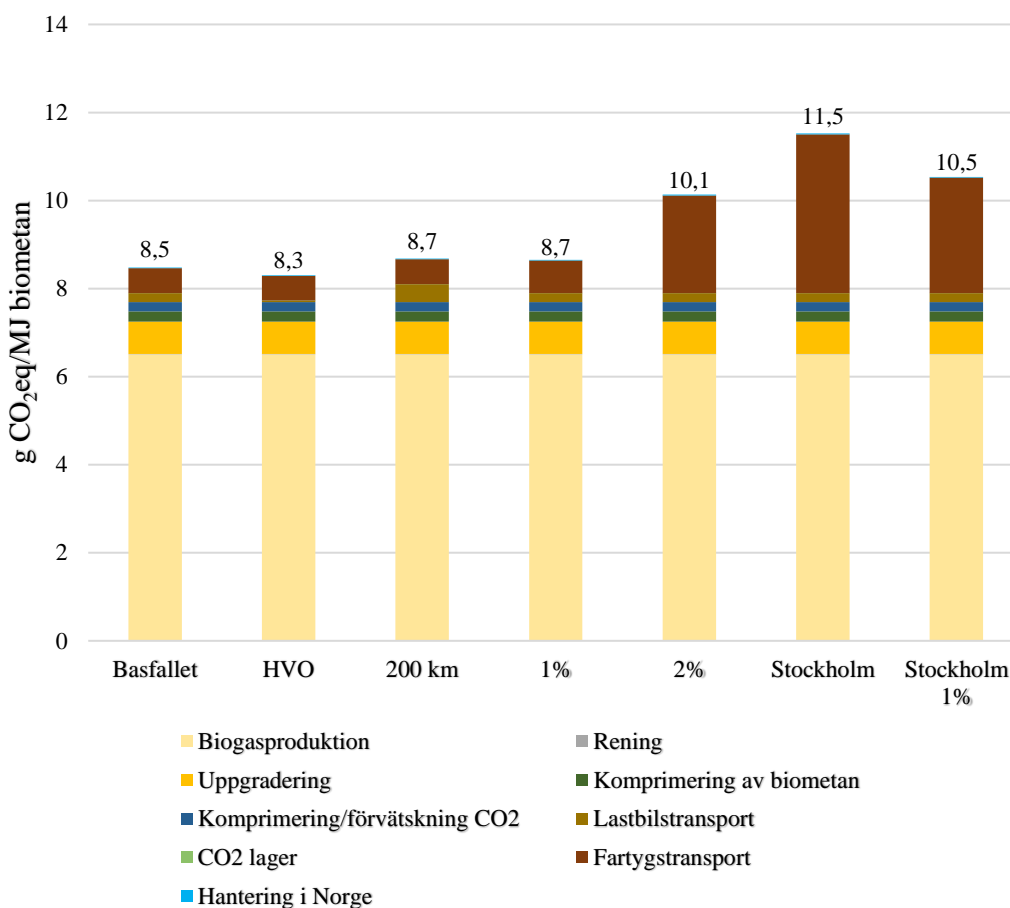
7.4.2 Transport av LCO₂ vid bio-CCS

Flera antaganden gjordes i samband med beräkningarna av transport, både kopplat till landbaserad och havsbaserad transport. En känslighetsanalys utfördes för att undersöka hur dessa parametrar påverkar resultatet. Följande delar knutna till transport av LCO₂ vid bio-CCS undersöktes:

- I basfallet sker lastbilstransporten med diesel MK1 som bränsle. I känslighetsanalysen undersöks hur resultatet påverkas av att transportbränslet utgörs av HVO.
- I basfallet är sträckan för lastbilstransport 100 km enkel väg. I känslighetsanalysen undersöks hur resultatet påverkas av att transportsträckan är 200 km enkel väg.
- I basfallet utgår fartygstransporten från Göteborgs hamn. I känslighetsanalysen undersöks hur resultatet påverkas av att transporten sker från Stockholm, en distans på 879 nautiska mil (Sea-Distances, 2021).
- I basfallet antas fartygstransporten ge upphov till utsläpp på 0,0254 kg CO₂eq/tonkm. I känslighetsanalysen undersöks hur resultatet påverkas av att utsläppen motsvarar 1–2 % av transporterad mängd CO₂, det vill säga

genererar utsläpp på som lägst 0,017 kg CO₂/tonkm och som högst 0,033 kg CO₂/tonkm.

Figur 16 visar resultatet från känslighetsanalysen för bio-CCS vid beräkning av GWP enligt RED. För att tydligare åskådliggöra resultatet har permanent lagrad CO₂ exkluderats från figuren. Figuren innehåller följande fall: bio-CCS basfall, bio-CCS där HVO utgör bränslet för lastbilstransport, bio-CCS där sträckan för lastbilstransport är 200 km enkel väg, bio-CCS där utsläppen motsvarar 1% av transporterad mängd CO₂, bio-CCS där utsläppen motsvarar 2 % av transporterad mängd, bio-CCS med Stockholm som svensk hamn och slutligen bio-CCS med Stockholm som svensk hamn och där utsläppen motsvarar 1 % av transporterad mängd CO₂.



Figur 16. Känslighetsanalys: GWP för transport av LCO₂ vid bio-CCS enligt RED. Figuren visar scenario 2 exklusive permanent lagrad CO₂

Det syns tydligt i figur 16 att GWP beror av hur stor andel av transporterad mängd CO₂ som utsläppen utgör vid fartygstransporten, vilket hänger samman med fartygets fraktkapacitet. Val av svensk hamn, Göteborg eller Stockholm, har inverkan på systemets klimatpåverkan. Även transportbränsle för landbaserad

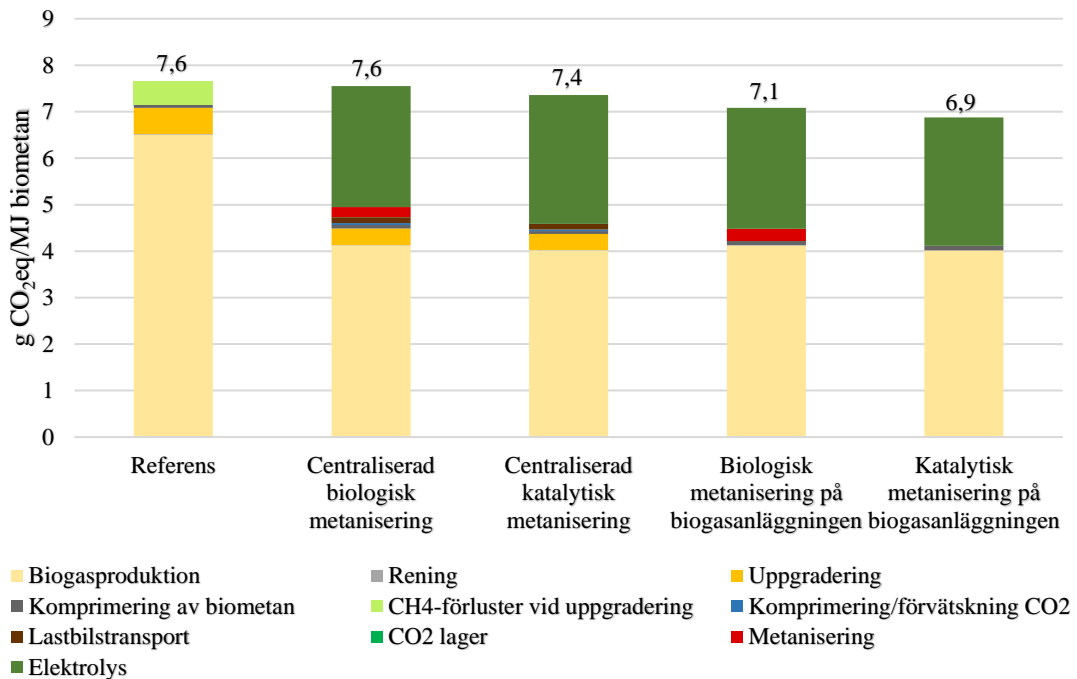
transport samt transportavstånd har inverkan på resultatet, om än mindre påverkan än parametrar knutna till fartygstransporten.

7.4.3 Alternativ elmix

Då elektrolysen identifierades stå för det största bidraget till systemets GWP och primärenergianvändning vid bio-CCU (P2G), undersöktes byte av elmix i en känslighetsanalys. I basfallet antas svensk elmix stå för all elkonsumtion som äger rum i Sverige. Det gäller även för övrig elkonsumtion som inte rör elektrolysen. I känslighetsanalysen granskades hur resultatet påverkas av att ändra från svensk elmix till att elen i stället produceras med enbart vindkraft. Använt värde för GWP och PEF för vindkraft finns i tabell 3.

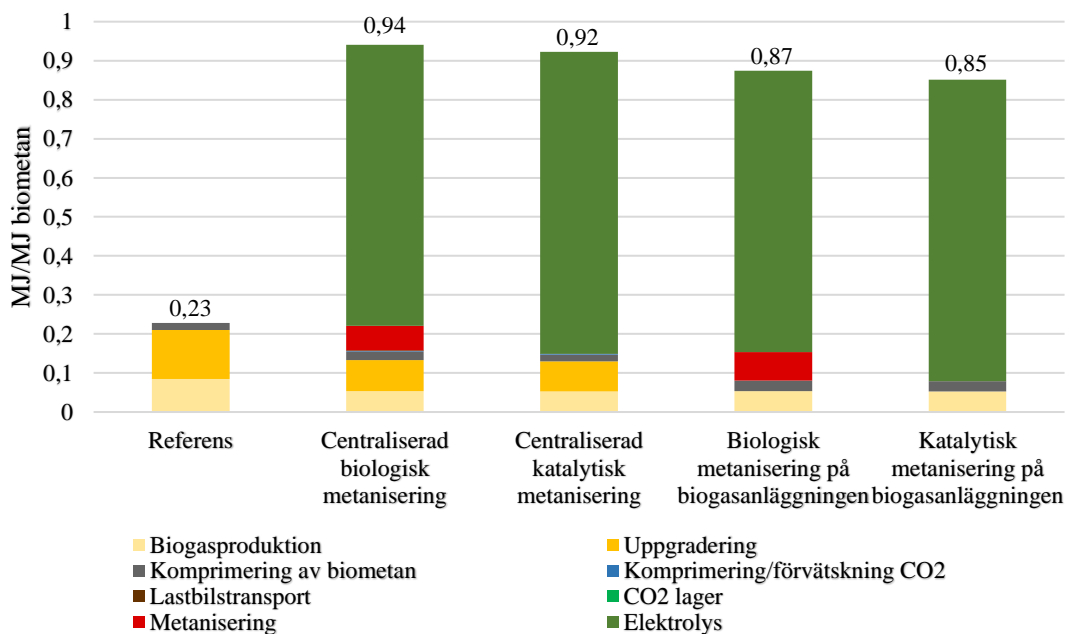
Figur 17 visar GWP enligt RED vid byte av elmix för scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1). Jämförs resultatet i figur 13 med figur 17 syns det att val av elmix har stor påverkan på biometanets klimatavtryck vid de scenarion som innefattar P2G. Resultatet visar att klimatpåverkan för biometan vid scenario 3–6 minskar från mellan 14,0–14,9 g CO₂eq/MJ biometan till mellan 6,9–7,6 g CO₂eq/MJ biometan. Det innebär att GWP för producerad biometan är lika eller något lägre än för den biometan som produceras vid referensscenariot. Vid jämförelse med det fossila referensvärdet på 94 g CO₂eq/MJ (Europaparlamentets och rådets direktiv, 2009/28) fås att utsläppsreduktionen för den biometan som produceras vid scenario 3–6 är 92–93%. Det resultatet kan jämföras med utsläppsreduktionen vid basfallet då den för dessa scenarion ligger på 84–85 %.

Genom att byta från svensk elmix till vindkraftsproducerad el reduceras GWP för scenario 3–6 med 49–51 %. För referensscenariot reduceras GWP med enbart 5 %. Den största procentuella minskningen av GWP sker vid scenario 6, katalytisk metanisering på biogasanläggningen.



Figur 17. Känslighetsanalys: Alternativ elmix vid beräkning av GWP enligt RED för bio-CCU (P2G). Figuren visar scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1)

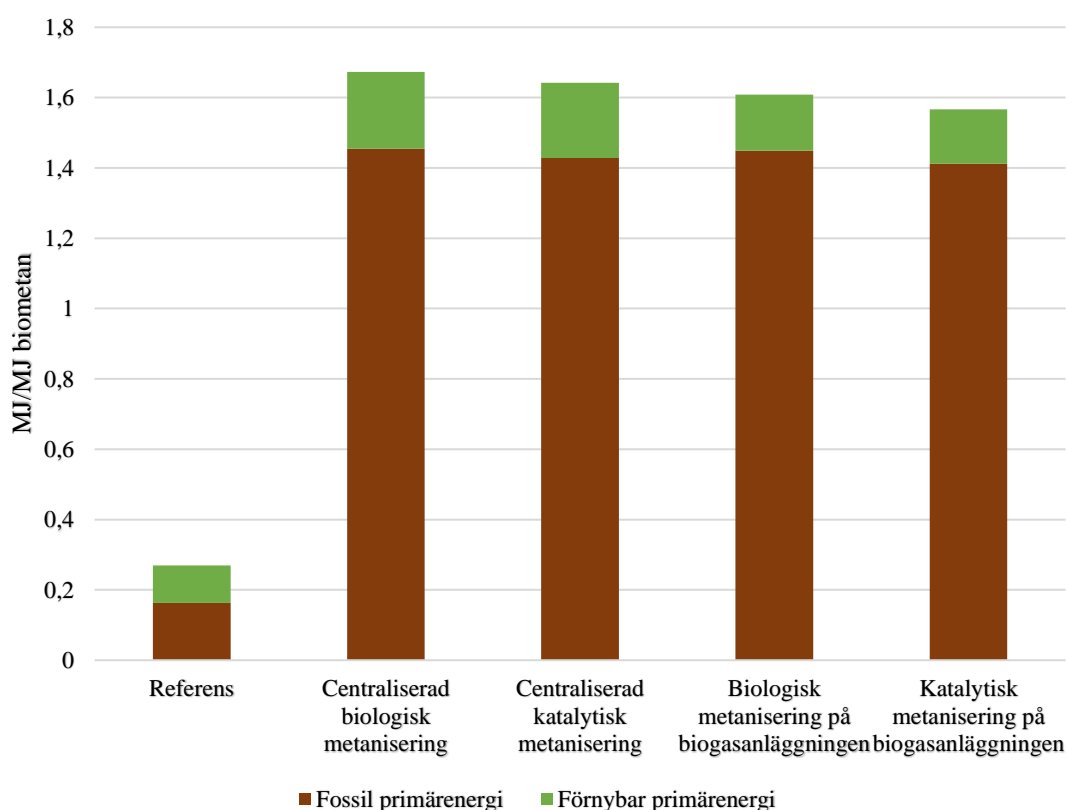
Figur 18 visar resultatet från känslighetsanalysen vid byte av elproduktionskälla för primärenergianvändningen enligt RED för scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1). Resultatet visar att primärenergianvändningen minskar från mellan 1,57–1,67 MJ/MJ biometan till mellan 0,85–0,94 MJ/MJ biometan genom att byta från svensk elmix till att elproduktionen sker med enbart vindkraft.



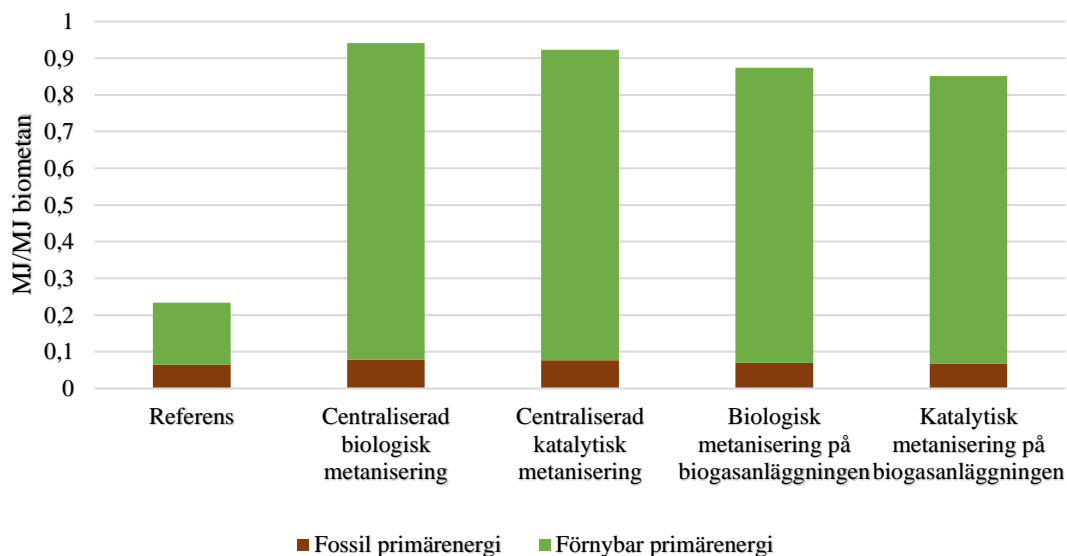
Figur 18. Känslighetsanalys: Alternativ elmix vid beräkning av primärenergianvändning enligt RED för bio-CCU (P2G). Figuren visar scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1)

7.4.3.1 Primärenergi av fossilt eller förnybart ursprung

Utöver att undersöka hur den totala primärenergianvändningen för respektive process påverkas vid byte av elmix är det även intressant att studera förhållandet mellan primärenergi av fossilt ursprung respektive primärenergi av förnybart ursprung. I känslighetsanalysen undersöktes därför hur det förhållandet påverkades av byte från svensk elmix till att elproduktionen sker med enbart vindkraft. Figur 19–20 visar primärenergianvändningen för scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1) uppdelat på om primärenergin är av fossilt eller förnybart ursprung. I figur 19 visas primärenergianvändningen för basfallet och i figur 20 visas primärenergianvändningen vid byte av elmix.



Figur 19. Primärenergianvändning för basfallet enligt RED uppdelat på om primärenergin är av fossilt eller förnybart ursprung. Figuren visar scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1)



Figur 20. Känslighetsanalys: Alternativ elmix. Primärenergianvändning enligt RED uppdelat på om primärenergien är av fossilt eller förnybart ursprung. Figuren visar scenario 3–6 samt referensscenariot (scenario 1)

Jämförs resultatet i figur 19 med figur 20 syns utöver att primärenergianvändningen minskat även att förhållandet mellan andelen primärenergi av fossilt och förnybart ursprung skiftat. Då elproduktionskällan utgörs av vindkraft är den största delen av primärenergien av förnybart ursprung. Den primärenergien som är av fossilt ursprung står då endast för en liten andel av den totala primärenergianvändningen. Det resultat skiljer sig från vid basfallet, figur 19, då den största delen av primärenergien är av fossilt ursprung.

7.4.4 Metanförluster vid biologisk metanisering

I basfallet är antagandet att det inte sker några CH₄-förluster vid biologisk metanisering, det vill säga vid scenario 3 och 5. Däremot är det troligt att det kommer att ske CH₄-förluster vid den biologiska processen. Det är däremot ovisst hur stor andel av producerad biometan de utgör då det saknas entydigt redovisade data på detta i litteraturen. I känslighetsanalysen undersöktes hur resultatet påverkas av att CH₄-förlusterna utgör 0,2 vol%.

GWP enligt RED för scenario 3, biologisk metanisering på en centraliserad P2G-anläggning, ökar från 14,9 g CO₂eq/MJ biometan till 15,3 g CO₂eq/MJ biometan. För scenario 5, biologisk metanisering på biogasanläggningen, ökar GWP enligt RED från 14,3 g CO₂eq/MJ biometan till 15,4 g CO₂eq/MJ biometan. Det innebär att andelen CH₄-förluster har en betydande inverkan på resultatet.

8. Diskussion

I detta kapitel förs inledningsvis en diskussion kring LCA som metod och en kritisk granskning av den. Vidare diskuteras resultaten från studien med avseende på GWP och primärenergianvändning samt resultaten från känslighetsanalysen.

8.1 Kritisk analys av metoden

Beräkningsmetod och antaganden har inverkan på studiens resultat. Som syns i figur 12–13 respektive 14–15 påverkar vald metod för LCA, systemexpansion enligt ISO-standarden eller enligt riktlinjerna i RED, de studerade scenariernas beräknade GWP och primärenergianvändning. Görs beräkning genom system-expansion enligt ISO-standarden blir biometanets klimatfördelar mer framträdande än vid beräkning enligt RED. Det ligger i linje med vad Energigas Sverige (2020) beskriver beträffande att HBK-metoden inte synliggör biogasens klimatnytta för omgivande system.

Metoder som används för att lösa komplexa problem baseras på en modell med en rad förenklingar av verkligheten (Rydh, et al., 2002). Även om LCA är en standardiserad metod skiljer sig praxis i metodiska val när LCA ska tillämpas på konceptet CCU. Vid CCU agerar CO₂ dubbla roller som både avfall och råvara. Det råder i nuläget brist på konsekvent grund för metodiken vilket kan leda till skilda resultat, som i sin tur kan leda till begränsat värde för stöd i beslutsprocesser (Müller, et al., 2020). I denna studie har biogen CO₂ klassats som avfall varpå klassificeringen av CO₂ påverkar redovisad nytta med bio-CCU. Ett hinder som Harrius & Larsson (2020) identifierar för implementeringen av konceptet är att CO₂ klassas som avfall och att intresset för bio-CCU skulle kunna öka om CO₂ skulle ses som en produkt av värde.

I litteraturen finns dokumenterat att det förekommer många olika metoder för beräkning av PEF. Det innebär att PEF-värden för samma typ av energi kan skilja sig mycket (Tamašauskas, et al., 2019). Beräkningsmetoder av PEF och primär-energi skiljer sig exempelvis mellan olika organisationer och länder, dock är vissa skillnader oundvikliga med anledning av lokala förhållanden (Hitchin, 2018). Dokumenterat PEF för vindkraft beror av antalet verk och vindturbinernas kapacitet (Tamašauskas, et al., 2019), vilket kommer att påverka vilka slutsatser som kan dras från resultatet vid känslighetsanalysen i denna studie. Användande av årsgenomsnittlig PEF kan leda till vilseledande signaler för prioriteringar för ökad energieffektivitet (Hitchin, 2018), något som leder till en begränsning i underlag

för prioriteringar och jämförbarhet mellan beräknad primärenergianvändning vid olika studier.

En av de svårigheter som nämns i litteraturen beträffande LCA-metodiken är att den datainsamling som krävs vid genomförandet av en LCA tar lång tid och är resurskrävande (Rydh, et al., 2002). Detta är något som har varit ett faktum även i denna studie då det tagit lång tid att få fram önskade data, vilket har lett till att en rad antaganden och begränsningar av studiens omfattning varit nödvändiga. Då studien innefattade flera scenarier har det eftersökts data för en rad olika parametrar varav flertalet av dessa skulle vara intressanta att undersöka närmare i en känslighetsanalys. Med anledning av studiens tidsbegränsning fanns inte möjlighet att undersöka alla dessa. Detta gäller bland annat parametrar kopplade till elektrolysen som exempelvis val av elektrolysör och verkningsgrad.

För att kunna göra en bra LCA krävs att den data som används vid beräkningarna är aktuell och trovärdig. Majoriteten data har hämtats från Miljöfaktaboken av Gode et al. (2010), vilken baseras på LCA-studier som är mer än 10 år gamla. Således uppfylls inte kravet på aktuella data. I och med att koncepten bio-CCS och bio-CCU är relativt oprövade finns enbart ett fåtal tidigare studier på området, vilket bidrog svårigheterna att få fram det eftersökta underlaget. Genomförd känslighetsanalys visade bland annat att andelen CH₄-förluster vid biologisk metanisering har inverkan på resultatet, vilket försumrades i basfallet till följd av stor spridning i publicerade data. Ytterligare en del i det studerade systemet som påverkats av brist på data rör Ni-katalysatorns klimatpåverkan vid katalytisk metanisering. Vid det fallet valdes katalysatorns bidrag till systemets GWP att uteslutas med stöd av riktlinjerna i Energimyndighetens vägledning (2020). Det antagandet gjordes även vid beräkning enligt ISO-standarden, men med anledning av metodens bredare angreppssätt borde katalysatorns klimatpåverkan ingått i analysen.

En annan svårighet som finns med metoden är att sätta systemgränser och avgöra vilka processer och delar som är relevanta att ta hänsyn till i analysen. För bio-CCS och bio-CCU påverkar valda systemgränser redovisad klimatnytta bland annat till följd av tidsaspekten vid lagring av CO₂. För bio-CCS lagras CO₂ permanent, vilket medför negativa utsläpp. Det till skillnad från vid bio-CCU där CO₂ endast lagras tillfälligt, vilket kan ses som en fördröjning av utsläppen.

8.2 GWP och primärenergianvändning

8.2.1 Biogasproduktionens klimatpåverkan

Som nämnts tidigare hämtades LCA för biogasproduktionen från en annan studie och modifierades utifrån givna antagen och systemgränser i denna studie. Studeras

resultatet i figur 12–13 ses att biogasproduktionen utgör en förhållandevis stor del av det studerade systemets GWP. Vid byte av elmix, figur 17, utgör biogasproduktionen en ännu större andel av systemets GWP. Det innebär att ett annat antaget värde för biogasproduktionens GWP skulle kunna påverka resultatet nämnvärt, något som inte undersökts vidare i studien.

En parameter som starkt påverkar biogasproduktionens GWP är substratsammansättningen. Tidigare studier har visat att utsläppsreduktionen för biogas från avfall ligger på runt 90–98 %. För biogas från grödor och spannmål är utsläppsreduktionen något lägre, där ligger den på runt 70–80 % (Energigas Sverige, 2020). Vid denna studie beräknades utsläppsreduktionen vid basfallet till 92 % vilket är inom givet intervall för biometan från avfall.

Enligt studien är växthusgasutsläppen för producerad biometan vid referensscenariot $-4,7 \text{ g CO}_2\text{eq/MJ}$ då beräkningar utgörs genom systemexpansion enligt ISO-standarden. Det innebär att biometanen är klimatpositiv. Detta värde kan jämföras med tidigare forskning för att avgöra beräkningarnas rimlighet. Enligt Energigas Sverige (2020) är växthusgasutsläppen för biometan från gödsel $-20 \text{ g CO}_2\text{eq/MJ}$. Växthusgasutsläppen för svensk genomsnittlig biometan ligger däremot på $0,6 \text{ g CO}_2\text{eq/MJ}$ (Energigas Sverige, 2020). Beräknad GWP enligt ISO-standarden för biometan vid referensscenariot anses därmed vara i rimlig storleksordning baserat på vald substratsammansättning.

8.2.2 Klimatnytta och primärenergianvändning vid implementering av bio-CCS

Enligt SOU 2020:4 kommer det vara svårt att eliminera vissa utsläpp med dagens teknik och kunskap. För att Sverige ska nå netto-noll utsläpp till senast år 2045 bedömer många att det krävs negativa utsläpp för att kompensera för de utsläpp som inte går att få bukt med. Det gör bio-CCS till ett viktigt koncept för att nå klimatmålen. Det ligger i linje med IPCC:s femte utvärderingsrapport (2014) som redovisar att negativa utsläppsteknologier, i många scenarion, har en betydande roll för framtida banor för utsläppsminskning.

Sammantaget då både GWP och primärenergianvändningen vägs in i resultatet är bio-CCS det koncept som ger störst klimatnytta för producerad biometan bland de undersökta scenarierna i studien. Den stora klimatnyttan uppnås tack vare att slutlagringen av CO_2 överstiger växthusgasutsläppen som orsakas i andra delar av systemet, till exempel vid transport av LCO_2 . Dock gör dessa utsläpp att klimatnyttan reduceras något. Det innebär att om enbart mängden faktiska växthusgasutsläpp studeras, och inte mängden permanent lagrad CO_2 , ger bio-CCS från biogasanläggningar marginellt högre GWP för producerad biometan än vid referensscenariot. Detta visar på att utsläppen som orsakas fram till lagringen av CO_2 är förhållandevis små i sammanhanget. Som det beskrivs i SOU 2020:4

påverkar närhet till befintlig transportinfrastruktur genomförbarheten för bio-CCS. Resultatet från studien visar att det finns potential att minska klimatpåverkan för bio-CCS från biogasanläggningar i samband med transport av LCO₂. Framför allt har fartygstransportens klimatpåverkan en stor inverkan på systemets totala GWP, vilket beror av fartygets storlek och vilken svensk hamn transporten utgår ifrån. Känslighetsanalysen visade att det finns klimatfördelar med att ha fartyg med en fraktkapacitet på 10 000 ton i stället för runt 8 000 ton. För vidare slutsatser från resultatet krävs högre upplösning av data för utsläppsandelen kopplade till olika lastvolymmer.

8.2.3 Klimatnytta och primärenergianvändning vid implementering av bio-CCU

Att halten växthusgaser ökar i atmosfären har en direkt korrelation till förbränning av fossila bränslen. Som nämns i kapitel 1 behöver användningen av fossila bränslen i princip upphöra för att Sverige ska ha möjlighet att nå målet om netto-noll utsläpp till senast år 2045. Bio-CCU kan ses som en del i omställningen genom att ersätta fossil CH₄ med biometan producerad vid P2G.

Klimatnyttan för implementering av P2G är viktig att diskutera ur ett bredare perspektiv. I scenarierna som innefattar P2G produceras biometan med högre GWP än vid referensscenariot. Dock produceras det en större total mängd biometan vid scenario 3–6 vilket innebär en större mängd bränsle kan ersätta fossil CH₄ som fordonsgas. Det medför en viktig klimatnytta som inte synliggörs i analysen bland annat med anledning av vald funktionell enhet. Klimatnyttan för bio-CCU skulle exempelvis bli mer framträdande om MJ rågas använts som funktionell enhet.

Samtliga scenarion för implementering av bio-CCU från biogasanläggningar producerar biometan som ger utsläppsminskning högre än 70 % jämfört med användande av fossila drivmedel. Biometanen kan därmed anses som ett hållbart transportbränsle enligt hållbarhetskriterierna i RED (se definition av hållbart transportbränsle i avsnitt 3.2). En ytterligare fördel som implementering av bio-CCU ger är att den CH₄ som hamnar i restgasen/CO₂-strömmen, som vid referensscenariot släpps ut i atmosfären, tillvaratas. Det ger både extra fordonsgas från processen samt medför undvikna utsläpp av CH₄ från uppgraderingen av biogas.

I SOU 2020:4 beskrivs det att klimatnyttan för CCU beror av vilka produkter som ersätts samt hur långvarig lagringen är. Vid implementering av bio-CCU från biogasanläggningar i form av P2G binds CO₂ endast tillfälligt i produkten. Det innebär en kortvarig lagring eftersom CO₂ släpps ut igen vid förbränning av biometan. Men i och med att nyttjad CO₂ är av biogent ursprung kan det ses som en del i det biologiska kretsloppet. Det kan kopplas samman med det Reiter & Lindorfer (2015) beskriver kring att CO₂-källan har en betydande inverkan på den

övergripande ekologiska hållbarheten, vilket styrker vikten av att CO₂ är av biogent ursprung. Det finns även andra former av bio-CCU där klimatnyttan är mer framträdande, exempelvis CO₂-härdad betong (Harrius & Larsson, 2020). Andra former av bio-CCU undersöktes däremot inte i denna studie då det inte omfattades av studiens syfte.

I studien beräknas GWP för biometan vid referensscenariot enligt riktlinjerna i RED till 8,0 g CO₂eq/MJ biometan. Det värdet kan jämföras med klimatpåverkan för årsgenomsnittlig fordonsgas år 2019 som var 15,8 g CO₂eq/MJ (Energimyndigheten, 2020). Vid den jämförelsen ses att beräknad GWP för biometan vid referensscenariot är nämnvärt lägre. Vid det rapporterade värdet från Energimyndigheten (2020) innehåller fordonsgasen både naturgas och biogas, varav andelen förnybart år 2019 i fordonsgasen uppgick till 95 %. En annan viktig jämförelse är mellan genomsnittlig fordonsgas och biometan producerad vid P2G. Även där kan ses att GWP för biometanen vid samtliga scenarion är lägre än för genomsnittlig fordonsgas år 2019.

Klimatpåverkan för biometan behöver sättas i relation till GWP för andra förnybara fordonsbränslen för att avgöra nyttan för den producerade biometanen vid P2G. Den beräknade klimatpåverkan för biometan vid scenario 3–6 på mellan 14,0–14,9 g CO₂eq/MJ biometan kan bland annat jämföras med klimatpåverkan för HVO100 på 13,2 g CO₂eq/MJ (Energimyndigheten, 2020). Vid jämförelsen med HVO100 kan det konstateras att GWP för biometan producerad vid samtliga fyra undersökta scenarion är högre. Genomförd känslighetsanalys visar att avgörande för potentialen vid framtida implementering av bio-CCU i form av P2G är bidraget till GWP och primärenergianvändning från elektrolysen, vilket till stor del beror av elens ursprung.

Electrochaea (2017) visar att GWP för basscenariot vid BioCat II-anläggningen är 17,2 g CO₂eq/MJ biometan. Det kan sammankopplas med beräknad GWP för de scenarion i denna studie som innefattar biologisk metanisering, vilket för scenario 3 är 14,9 g CO₂eq/MJ biometan och för scenario 5 är 14,3 g CO₂eq/MJ biometan. Vid båda studierna konstateras att elektrolysen vid P2G har stor inverkan på systemets totala GWP, vars bidrag påverkas av ländernas elmix. Enligt Energinet (2020) som äger och driver dansk energiinfrastruktur var GWP för dansk elmix som lägst år 2019 då den låg på 135 g CO₂eq/kWh. Det kan jämföras med värdet för svensk elmix på 45 g CO₂eq/kWh (Energimyndigheten, 2020), som är betydligt lägre. Andra skillnader som bidrar till skilda resultat mellan studierna har sin grund i utförda beräkningar och vilka delar som inkluderats i analyserna. Bland annat inkluderar Electrochaea (2017) konstruktionsmaterial, vilket inte görs i denna studie. Däremot uppges det utgöra en liten del av systemets totala GWP. En annan skillnad är antalet drifttimmar, det vill säga kontinuerlig drift gentemot 3000 h som vid BioCat II. I studien av BioCat II-anläggningen ses att stand-by el har ett relativt

stort bidrag till systemets GWP, vilket även kan antas utgöra en av grunderna till det skilda resultatet i beräknad primärenergianvändning mellan studierna. Detta bekräftar att skillnader i utförande av analyser ger upphov till skiftande resultat och svårigheter i jämförbarhet.

8.2.3.1 Förnybar el i det framtida energisystemet

Energins ursprung är avgörande för att bedöma miljöpåverkan och systemets ekologiska hållbarhet för bio-CCU. Som synliggjorts i känslighetsanalysen ger samtliga scenarion innefattande P2G högre GWP och primärenergianvändning då svensk elmix används jämfört med då elen producerats från enbart vindkraft. GWP för scenario 3–6 blir vid den analysen lika med eller till och med lägre än för den biometan som produceras vid referensscenariot.

Jämförs GWP för biometan producerad vid scenario 3–6 med tidigare nämnt värde för HVO100 ses att växthusgasutsläppen för fordonsbränslet vid byte av elproduktionskälla blir lägre än för HVO100. Detta bekräftar att förnybar elproduktion är avgörande för att kunna maximera biometanets nytta och konkurrenskraft på fordonsbränslemarknaden. Med anledning av att svensk elmix består av en hög andel förnybar energi skulle skillnaden i växthusgasutsläpp vara ännu större om exempelvis mixen bestod av högre andel fossil kraft. Detta ligger i linje med resultat från tidigare forskning som visat att elproduktionskällan är avgörande för att kunna uppnå hållbar produktion av biometan genom P2G, se bland annat studie av Collet et al. (2017) och Reiter & Lindorfer (2015).

Andelen intermittent kraft ökar i energisystemet vilket medför utmaningar avseende oförutsägbarhet och lagringsmöjligheter. P2G kan fungera som en möjlig lösning för att upprätthålla balansen på elnätet med en ökad andel intermittent kraft, såsom sol- och vindkraft (Götz, et al., 2016). Det genom att agera energilager och producera biometan då det finns överskott på el. Då kan antas att överskottselen är producerad av bland annat vindkraft, med både låg klimatpåverkan och PEF. P2G kan således komma att spela en viktig roll i det framtida energisystemet (Lambert, 2018). Att produktionsanläggningen enbart används vid effekttoppar på elnätet anses däremot inte rimligt i dagsläget. Det med anledning av att det i praktiken skulle innebära att anläggningen skulle användas för sällan.

Som beskrivs i avsnitt 5.2.4.2 anser Energimyndigheten (2016) att en bedömning bör göras för vilka åtgärder som leder till minskad användning av primärenergi av fossilt ursprung. I basfallet, figur 19, utgörs primärenergianvändningen till största delen av primärenergi av fossilt ursprung. Den höga andelen fossil primärenergi beror bland annat på att Sveriges elmix består av hög andel kärnkraft (SCB, 2021), som räknas som primärenergi av fossilt ursprung (Hitchin, 2018). Vid byte från svensk elmix till vindkraft i känslighetsanalysen ses ett tydligt skifte till att den största andelen utgörs av primärenergi av förnybart ursprung. Andelen primärenergi

av fossilt ursprung som kvarstår kommer främst av dieselanvändningen vid transporter.

Utifrån ett livscykelperspektiv kan även miljöpåverkan från utbyggnaden av förnybar energi beaktas. Höök (2020) nämner under ett seminarium att förnybar energi och förnybara kraftverk inte nödvändigtvis är samma sak. Vid ökat nyttjande av vindens rörelseenergi kommer konverteringsbehovet att öka för att kunna omvandla det till el, vilket i sin tur leder till att materielbehovet kommer att stegra. Nya energitekniker skapar nya materielbehov. Det innebär att även om vindkraft använder förnybar primärenergi behövs det även andra material till exempelvis konstruktionen (Höök, 2020).

8.2.3.2 Genomförbarhet och lämplighet för implementering av bio-CCU

Av de studerade scenarierna anses scenario 6, katalytisk metanisering på biogasanläggningen, inte som en lämplig lösning med stöd i resonemang av Jannasch & Willquist (2017). Detta med anledning av att gaskvalitén varierar från biogasanläggningar beroende av vilket substrat som rötas, något som blir problematiskt då katalysatorn är känslig mot svängningar i gaskvalité. Frånses det alternativet är scenario 5, biologisk metanisering på biogasanläggningen, den lösning bland alternativen för P2G vid beräkning enligt RED som har lägst GWP och primärenergianvändning. Dock kvarstår inte det resultatet om det sker betydande CH₄-förluster vid processen, vilket känslighetsanalysen visar i avsnitt 7.4.4. Krav på ökad driftflexibilitet talar för biologisk metanisering då den processen är mer flexibel än den katalytiska. För biologisk metanisering har det antagits att värmen ej kommer att nyttjas med anledning av den låga temperaturen och de få avsättningsmöjligheterna. Det är inte orimligt att tänka att denna värme i ett framtida scenario kommer att kunna nyttjas, vilket skulle öka klimatnyttan för den biologiska processen. I dagsläget råder det dock brist på studier inom området vilket gör genomförbarheten oviss.

Vid basfallet är biologisk metanisering på en centraliserad anläggning det scenario som producerar biometan med högst GWP både vid beräkning enligt ISO-standarderna och enligt RED. Det finns även en del belegg för att biologisk metanisering skulle vara mer lämplig vid mindre anläggningar, se resonemang av Götz et al. (2016).

Vad gäller de centraliserade P2G-anläggningarna kan de konstrueras för att ta emot CO₂ från flertalet aktörer i närområdet. För att optimera systemet bör P2G-anläggningen vara placerad där avsättningsmöjligheter för biprodukter finns i närområdet. Vid katalytisk metanisering kan högvärdig ånga tillvaratas. Avsättningsmöjligheterna för värme kan tänkas variera över året baserat på att efterfrågan på värme är högre under vinterhalvåret, något som inte tagits i beaktande i beräkningarna i denna studie. För att förbättra systemeffektiviteten

ytterligare bör möjligheterna ses över att i större omfattning nyttja spillvärme från elektrolysen.

Studeras resultatet för scenarierna med katalytisk metanisering skiljer det mycket beroende på om LCA görs med systemexpansion enligt ISO-standarden eller enligt RED. Detta med anledning av utförd systemexpansion då ett angränsande system får tillgodoräkna sig värme och annan värmeproduktion undviks. Det medför att då beräkning utförs enligt ISO-standarden fås att katalytisk metanisering på en centraliserad P2G-anläggning är det scenario, av de scenarier som innefattar P2G, som producerar biometan med näst lägst GWP. Det till skillnad från vid beräkning enligt RED då biologisk metanisering på biogasanläggningen ger näst lägst GWP för producerad biometan.

Genomförbarheten är en viktig aspekt för implementering av konceptet bio-CCU. I denna studie har data valts ut baserat på implementering i Sverige i närtid samt att kontinuerlig drift förutsatts. Som Götz et al. (2016) beskriver skulle PEM-tekniken kunna vara mer lämplig för just dynamisk drift, vilket skulle vara fallet om P2G har syfte som energilager.

8.3 Samhällsbidrag

För att nå klimatmålen och begränsa belastningen på klimatsystemet finns inte en entydig väg framåt utan det krävs åtgärder som kompletterar varandra. Utrymme finns för både bio-CCS och olika lösningsalternativ inom bio-CCU. Bland de studerade scenarierna för bio-CCU är skillnaderna förhållandevis små och det är lokala förutsättningar som kommer avgöra vilken den bästa lösningen är i respektive fall. Detta gäller bland annat möjligheten till värmeåtervinning vilket påverkar systemeffektiviteten. Samtliga undersökta scenarier som innefattar P2G producerar biometan som kan anses vara ett hållbart transportbränsle vid jämförelse med motsvarande fossilt drivmedel. Det talar för att både biologisk metanisering och katalytisk metanisering endera på en centraliserad P2G-anläggning eller på biogasanläggningen är bra alternativ. I och med att den producerade biometanen vid P2G kan användas i befintlig infrastruktur, då den för naturgas redan är utbyggd, ökas realiserbarheten för konceptet. Bio-CCU i form av P2G kan således fungera som en viktig pusselbit i övergången från fossila bränslen till ett energisystem med större andel förnybar energi.

Sammanfattningsvis finns det stor framtida potential för bio-CCS och bio-CCU från biogasanläggningar med anledning av punktutsläppen med lättillgänglig biogen CO₂. Bio-CCS och bio-CCU bör därför ses som viktiga delar i arbetet för att reducera växthusgasutsläppen, fasa ut fossila bränslen och att nå klimatmålen för en minskad belastning på klimatsystemet.

9. Slutsatser

Syftet med studien var att ur ett livscykelperspektiv beräkna klimatpåverkan uttryckt i Global Warming Potential (GWP) och primärenergianvändning för tillämpning av bio-CCS och bio-CCU, i det senare fallet Power to Gas (P2G), från biogasanläggningar. Nedan följer studiens slutsatser i punktform.

- Vald metod för LCA, systemexpansion enligt ISO-standarderna eller enligt riktlinjerna i förnybartdirektivet (Renewable Energy Directive (RED)), påverkar beräknad GWP och primärenergianvändning.
- Bio-CCS är det alternativ som ger störst klimatnytta per MJ biometan.
- Vid tillämpning av bio-CCS från biogasanläggningar är GWP $-39,2$ g CO₂eq/MJ biometan enligt ISO-standarderna och $-26,5$ g CO₂eq/MJ biometan enligt RED. Primärenergianvändningen är $0,24$ MJ/MJ biometan enligt ISO-standarderna och $0,28$ MJ/MJ biometan enligt RED.
- Genomförd känslighetsanalys visar att utsläpp knutna till fartygstransport av flytande CO₂ till plats för permanent lagring, i detta fall under Nordsjön utanför Norges kust, har stor inverkan på GWP vid bio-CCS.
- Det är liten skillnad i GWP och primärenergianvändning mellan en centraliserad P2G-anläggning och en anläggning där metaniseringen ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas, samt mellan biologisk respektive katalytisk metanisering. Lokala förutsättningar avgör vilken lösning som är mest lämplig.
- Vid implementering av bio-CCU från biogasanläggningar är GWP mellan $4,0$ – $6,4$ g CO₂eq/MJ enligt ISO-standarderna och mellan $14,0$ – $14,9$ g CO₂eq/MJ biometan enligt RED. Primärenergianvändningen är mellan $1,45$ – $1,57$ MJ/MJ biometan enligt ISO-standarderna och mellan $1,57$ – $1,67$ MJ/MJ biometan enligt RED.
- Genomförd känslighetsanalys visar att elproduktionskällan har stor inverkan på GWP och primärenergianvändning för biometan producerad vid P2G. Byte från svensk elmix till vindkraft reduceras GWP med 49 – 51 % vid beräkning enligt RED.
- Biometan producerad vid P2G ger utsläppsreduktion på 84 – 85 % jämfört med fossil referens och biometanen kan därmed anses som ett hållbart transportbränsle enligt hållbarhetskriterierna i RED.

9.1 Framtida forskning

Med anledning av studiens omfattning och relativt snäva tidsram fanns en rad parametrar som vore intressanta att undersöka nämnare vid en känslighetsanalys som ej undersöktes. Det gäller till exempel parametrar kopplade till elektrolysen. För framtida forskning vore det intressant att mer ingående undersöka under vilka förutsättningar som produktion av biometan genom P2G kan anses realiserbart sett till klimatpåverkan och energianvändning.

Då det finns förhållandevis få tidigare studier om bio-CCU i form av P2M behövs fler undersökningar för att få tillgång till bättre data. Det behövs även en konsekvent grund för analysmetoden för att i större omfattning göra olika studier jämförbara med varandra, vilket i sin tur skulle ge ett bättre stöd vid beslutsprocesser.

I studien konstaterades att det för både bio-CCS och bio-CCU krävs noggrannare data för att kunna dra vidare slutsatser från resultatet. Detta gäller bland annat förutsättningarna för biologisk metanisering där det råder osäkerhet gällande CH₄-förlusterna vid processen med anledning av stor spridning i publicerade data. Även fartygstransport av LCO₂ vid bio-CCS behöver studeras närmare då den delen i systemet visat sig vara en viktig parameter vid livscykelanalysen men sakna mer specificerade data.

I framtida studier vore det intressant att studera koncepten bio-CCS och bio-CCU (P2G) ur ett bredare perspektiv där olika faktorer i större omfattning vägs samman, exempelvis genom att undersöka fler miljöpåverkanskategorier. Det med anledning av att olika kategorier samverkar och påverkar systemets ekologiska hållbarhet. Ett exempel på detta är förändrad markanvändning till följd av byggnation av anläggningar, vilket i sin tur har inverkan på klimatet. Utöver den ekologiska dimensionen innefattas hållbar utveckling även av en ekonomisk och social dimension. För implementering av bio-CCS och bio-CCU vore det således även intressant att mer ingående undersöka under vilka förhållanden som koncepten skulle anses genomförbara utifrån samverkan mellan de olika dimensionerna. Bland annat sett utifrån branschens synpunkter, teknisk potential och den ekonomiska genomförbarheten.

Referenser

ADAPT Consulting, 2013. *Conversion Factors for Electricity in Energy Policy*, s.l.: ADAPT Consulting AS.

Andersson, J., 2021. *Senior projektledare RISE* [Interview] 2021.

Avfall Sverige, 2013. *Integrering av vätgas och syntesgas med befintliga biogasanläggningar. Rapport U2013:13*, Malmö: Avfall Sverige.

Bailera, M., Lisbona, P., Romeo, L. M. & Espatolero, S., 2017. Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Mars, Volume 69, pp. 292-312.

Bauer, F., Hultheberg, C., Persson, T. & Tamm, D., 2013. *Biogas upgradering - Review of commercial technologies. SGC Rapport 2013:270*, Malmö: Svenskt Gastekniskt Center (SGC).

Bekkering, J. et al., 2019. Farm-scale bio-power-to-methane: Comparative analyses of economic and environmental feasibility. *International Journal of Energy Research*, 44(3), pp. 2264-2277.

Benjaminsson, G., Benjaminsson, J. & Boogh Rudberg, R., 2013. *El till Gas - System, ekonomi och teknik. SGC Rapport 2013:284*, Malmö: SGC.

Berg, K., 2021. *Bio-CCS från biogasanläggningar: Modellering av distributionssystem för CO₂*, Uppsala: s.n.

Brander, M., Tipper, R., Hutchison, C. & Davis, G., 2009. *Approaches to LCA: a Guide to Policy Makers with Specific Reference to Greenhouse Gas LCA of Biofuels*, s.l.: ecometrica press.

Broman, N.-J., 2020. *Värdeskapande av koldioxid från biogasproduktion - En kartläggning över lämpliga CCU-tekniker för implementering på biogasanläggningar i Sverige*, Linköping: Linköpings Universitet.

Buttler, A. & Spliethoff, H., 2018. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(3), pp. 2440-2454.

Börjesson, P. et al., 2016. *Methane as vehicle fuel - a well-to-wheel analysis (Metdriv). Report No 2016:6*, Sweden: f3 The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels.

Castellani, B. et al., 2018. Carbon and energy footprint of the hydrate-based biogas upgrading process integrated with CO₂ valorization. *Science of the Total Environment*, Volume 615, pp. 404-411.

Collet, P. et al., 2017. Techno-economic and Life Cycle Assessment of methane production via biogas upgrading and power to gas technology. *Applied Energy*, Volume 192, pp. 282-295.

Damström, M., 2021. *Project Manager Mellifiq* [Interview] 2021.

Dannesboe, C., Hansen, J. B. & Johannsen, I., 2020. Catalytic methanation of CO₂ in biogas: experimental results from a reactor at full scale. *Reaction Chemistry & Engineering*, Volume 5, pp. 183-189.

Dannesboe, C., Hansen, J. B. & Johannsen, I., 2019. Removal of sulfur contaminants from biogas to enable direct catalytic methanation. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 18 December.

Electrochaea, 2017. *Life Cycle Analysis. ANNEX 1 ForskEL 2014-1-12164*, s.l.: Electrochaea .

Element Energy, 2018. *Shipping CO₂ - UK Cost Estimation Study. Final report for Business, Energy & Industrial Strategy Department*, s.l.: Element Energy.

Energigas Sverige, 2019. *Vad är energiinnehållet i naturgas, biogas och fordonsgas?*. [Online]

Available at: <https://www.energigas.se/fakta-om-gas/fordonsgas-och-gasbilar/fakta-om-fordonsgas-och-gasbilar/vad-aer-energiinnehaallet-i-fordonsgas/> [Accessed 2 December 2020].

Energigas Sverige, 2020. *Biogasens klimatprestanda*. [Online]

Available at: [https://www.energigas.se/fakta-om-gas/biogas/biogas-och-miljoen/biogasens-klimatprestanda/#:~:text=Hbk-metoden:%20ber%C3%A4kningsmetod%20fastslagen%20i%20f%C3%B6rnybart direktivet%20\(Red\)%20och%20som,uts%C3%A4pp%20f%C3%B6rdelas%20mellan%20samprodukter%20b](https://www.energigas.se/fakta-om-gas/biogas/biogas-och-miljoen/biogasens-klimatprestanda/#:~:text=Hbk-metoden:%20ber%C3%A4kningsmetod%20fastslagen%20i%20f%C3%B6rnybart direktivet%20(Red)%20och%20som,uts%C3%A4pp%20f%C3%B6rdelas%20mellan%20samprodukter%20b) [Accessed 15 Februari 2021].

Energimyndigheten, 2016. *Vägval och utmaningar för energisystemet. ET 2016:05*, Eskilstuna: Statens energimyndighet.

Energimyndigheten, 2019. *Värmevärdet för olika energivaror*. [Online]

Available at: <https://pxexternal.energimyndigheten.se/pxweb/sv/V%c3%a4rmev%c3%a4rden%20och%20densitet/-/Varmevarden.xlsx.px/table/tableViewLayout2/?rxid=fdcf28ed-235c-4455-8987-9c97d4189302> [Accessed 11 Mars 2021].

- Energimyndigheten, 2020. *Drivmedel 2019. Redovisning av rapporterade uppgifter enligt drivmedelslagen, hållbarhetslagen och reduktionsplikten. ER 2020:26*, Eskilstuna: Statens energimyndighet.
- Energimyndigheten, 2020. *Vägledning till regelverket om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och flytande biobränslen Version 4.0. ER 2020:15*, Eskilstuna: Statens energimyndighet.
- Energinet, 2020. *Dansk elproduktion slog i 2019 ny grøn rekord – laveste CO₂-udledning nogensinde*. [Online]
Available at: [https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2020/06/03/Dansk-elproduktion-slog-i-2019-ny-groen-rekord-laveste-CO₂-udledning-nogensinde](https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2020/06/03/Dansk-elproduktion-slog-i-2019-ny-groen-rekord-laveste-CO2-udledning-nogensinde)
[Accessed 9 November 2021].
- Equinor, 2019. *EL001 Northern Lights - Receiving and permanent storage of CO₂*, Stavanger: Equinor.
- Ericsson, K., 2017. *Biogenic carbon dioxide as feedstock for production of chemicals and fuels: A techno-economic assessment with a European perspective*, s.l.: Miljö- och energisystem, LTH, Lunds universitet.
- Europaparlamentets och rådets direktiv, 2009/28. *2009/28/EC av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor och om ändring och ett senare upphävande av direktiven 2001/77/EG och 2003/30/EG*. [Online]
Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=celex%3A32009L0028>
- European Commission, 2020. *Annex C: Methodology for calculations of GHG emissions avoidance*, s.l.: European Commission.
- Fransson, N., Lundblad, M. & Lätt, A., 2020. *Emissionsfaktorer för bränslen till el- och värmeproduktion*, Stockholm: Svenska miljöinstitutet.
- Global CCS Institute, 2019. *Webinar: Telling the Norwegian CCS Story Part III – Northern Lights: A European CO₂ transport and storage project*. [Online]
Available at: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/multimedia-library/webinar-telling-the-norwegian-ccs-story-part-iii-northern-lights-a-european-co2-transport-and-storage-project/>
[Accessed 29 April 2021].
- Gode, J. et al., 2011. *Miljöfaktaboken 2011 - Uppskattade emissioner för bränslen, el, värme och transporter*, Stockholm: Värmeforsk.
- Götz, M. et al., 2016. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, Januari, Volume 85, pp. 1371-1390.
- Harrius, J. & Larsson, A., 2020. *Avskiljning, användning och lagring av koldioxid från biogasproduktion - Lämpliga lösningar för Tekniska verkens biogasanläggning*, Linköping: Linköpings universitet.

- Hitchin, R., 2018. Primary Energy Factors and the primary energy intensity of delivered energy: An overview of possible calculation conventions. *Building Service Engineering*, 40(2), pp. 198-219.
- Hoyer, K. et al., 2016. *Biogas Upgrading - Technical Review. Report 2016:275*, s.l.: Energiforsk.
- Höök, M., 2020. *UppTalk Weekly: Materialflöden - en flaskhals för omställning till hållbarare energi?*, Uppsala: Uppsala universitet.
- IPCC, 2014. *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Geneva: [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC.
- ISO 14040, 2006. *Environmental Management – Life Cycle Assessment – Principles and Framework*,. Geneva: International Organisation for Standardization.
- Jannasch, A.-K. & Willquist, K., 2017. *En kunskapssyntes om elektrobränslen från biologiska processer. Rapport nr 2017:03*, s.l.: f3 Svenskt kunskapscentrum för förnybara transportbränslen. Tillgänglig på www.f3centre.se.
- Jonson, U. & Pettersson, M., 2020. *Växthusgasutsläpp*. [Online] Available at: <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/hallbarhetskriterier/drivmedelslagen/vaxthusgasutslapp/> [Accessed 26 Februari 2021].
- Jürgensen, L., Ehimen, E. A., Born, J. & Holm-Nielsen, J. B., 2015. Dynamic biogas upgrading based on the Sabatier process: Thermodynamic and dynamic process simulation. *Bioresource Technology*, Volume 178, pp. 323-329.
- Kato, T., Kubota, M. & Kobayashi, N. S. Y., 2005. Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production. *Energy*, 30(14), pp. 2580-2595.
- Khodayari, R., 2021. *Energiföretagen. Ansvarig miljö, hållbarhet, energitillförsel och energiaskor* [Interview] (27 Maj 2021).
- Klackenberg, L., 2019. *Produktion och användning av biogas och rötrestes år 2018*, Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Klackenberg, L., 2020. *Produktion och användning av biogas och rötrestes år 2019. ER 2020:25*, Eskilstuna: Statens energimyndighet.
- Klackenberg, L., 2021. *Hållbarhetskriterier för biodrivmedel. Excelverktyg HBK-Biogasredovisning (version 3.6, 2021-02-02)*. [Online] Available at: <https://www.energigas.se/publikationer/hallbarhetskriterier-for->

biodrivmedel/

[Accessed 16 Mars 2021].

Koj, J. K., Wulf, C., Schreiber, a. & Zapp, P., 2017. Site-Dependent Environmental Impacts of Industrial Hydrogen Production by Alkaline Water Electrolysis. *Energies*, 10(7), p. 860.

Lambert, M., 2018. *Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?*, Oxford: Energy Insight:39.

Lantz, M., Ekman, A. & Börjesson, P., 2009. *Systemoptimerad produktion av fordonsgas - En miljö- och energisystemanalys av Söderåsens biogasanläggning*, Lund: Lunds Universitet.

Lardon, L., Thorberg, D. & Krosgaard, L., 2018. *WP3 – Biogas valorization and efficient energy management. D 3.2: Technical and economic analysis of biological methanation*, Köpenhamn: POWERSTEP.

Laurell, J., 2021. *Vad är fordonsgas?*. [Online]

Available at: <https://www.energigas.se/fakta-om-gas/fordonsgas-och-gasbilar/vad-ar-fordonsgas/>

[Accessed 9 Maj 2021].

Lecker, B., Illi, L., Lemmer, A. & Oechsner, H., 2017. Biological hydrogen methanation – A review. *Bioresource Technology*, 245(A), pp. 1220-1228.

Loriaux, J. et al., 2016. *Report WP4.3: Life-cycle assessments of climate mitigation technologies*, s.l.: European Commission.

McDonagh, S. et al., 2018. Modelling of a power-to-gas system to predict the levelised cost of energy of an advanced renewable gaseous transport fuel. *Applied Energy*, April, Volume 215, pp. 444-456.

Mohseni, F., Görling, M., Lindén, M. & Larsson, M., 2017.

Genomförbarhetsstudie för Power To Gas på Gotland. Rapport 2017:378, s.l.: Energiforsk.

Müller, L. J. et al., 2020. A Guideline for Life Cycle Assessment of Carbon Capture and Utilization. *Frontiers in Energy Research*, 14 Februari.8(15).

Naturvårdsverket, 2019. *Begränsad klimatpåverkan - underlagsrapport till den fördjupade utvärderingen av miljömålen 2019. Rapport 6859*, Stockholm: Naturvårdsverket.

Naturvårdsverket, 2021. *Biogena koldioxidutsläpp och klimatpåverkan*. [Online]

Available at: <https://naturvardsverket.se/Sa-mar-miljon/Klimat-och-luft/Klimat/Tre-satt-att-berakna-klimatpaverkande-utslapp/Biogena-koldioxidutslapp-och-klimatpaverkan/>

[Accessed 9 Maj 2021].

- Naturvårdsverket, n.d. *Koldioxidekvivalenter*. [Online]
Available at: <https://www.naturvardsverket.se/Sa-mar-miljon/Statistik-A-O/Vaxthusgaser-konsumtionsbaserade-utslapp-fran-exporterande-foretag/Koldioxidekvivalenter/>
[Accessed 11 December 2020].
- Nordling, C. & Österman, J., 2006. *Physics handbook for science and engineering*. 8 ed. Lund: Studentlitteratur AB.
- Northern Lights, n.d. *About the Longship Project*. [Online]
Available at: <https://northernlightsccs.com/about-the-longship-project/>
[Accessed 18 April 2021].
- Pour, N., Webley, P. A. & Cook, P. J., 2017. A Sustainability Framework for Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) Technologies. *Energy Procedia*, Volume 114, pp. 6044-6056.
- Regeringskansliet, 2017. *Det klimatpolitiska ramverket*. [Online]
Available at: <https://www.regeringen.se/artiklar/2017/06/det-klimatpolitiska-ramverket/>
[Accessed 30 September 2020].
- Reiter, G. & Lindorfer, J., 2015. Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, Volume 20, p. 477–489.
- RISE, 2020. *Bio-CCS från biogasanläggningar*. [Online]
Available at: <https://www.ri.se/sv/vad-vi-gor/projekt/bio-ccs-fran-biogasanlaggningar>
[Accessed 12 April 2021].
- Rusmanis, D., O'Shea, R., Wall, D. M. & Murphy, J. D., 2019. Biological hydrogen methanation systems – an overview of design and efficiency. *Bioengineered*, 10(1), pp. 604-634.
- Rydegren, E., 2020. *Fjärrvärmens Lokala Miljövården för 2019 klara*. [Online]
Available at:
<https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2020/juni/fjarrvarmens-lokala-miljovarden-for-2019-klara/>
[Accessed 30 Maj 2021].
- Rydh, C. J., Lindahl, M. & Tingström, J., 2002. *Livscykelanalys - en metod för miljöbedömning av produkter och tjänster*. Lund: Studentlitteratur.
- SCB, 2021. *Elektricitet i Sverige*. [Online]
Available at: <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/miljo/elektricitet-i-sverige/>
[Accessed 30 Maj 2021].

- Sea-Distances, 2021. *Sea-distances*. [Online]
Available at: <https://sea-distances.org/>
[Accessed 5 Mars 2021].
- SGU, 2020. *Teknik för koldioxidlagring*. [Online]
Available at: <https://www.sgu.se/samhallsplanering/koldioxidlagring/ccs-tekniken/>
[Accessed 9 Maj 2021].
- Sjöfartsverket, 2020. *Nautisk information*. [Online]
Available at:
<http://sjofartsverket.se/sv/Sjofart/Lotsning/Lotsomraden/Lotsomrade-Goteborg/Goteborg/>
[Accessed 15 Mars 2021].
- Sjöfartsverket, n.d. *Nautisk mil, distansminut (nautical mile)*. [Online]
Available at: <https://www.sjofartsverket.se/sv/Valkommen-till-seatime/Sjokultur/Sjomanstermer/Nautisk-mil-distansminut-nautical-mile/>
[Accessed 2021 Mars 2021].
- SMHI, 2020. *Växthuseffekten*. [Online]
Available at:
<https://www.smhi.se/kunskapsbanken/klimat/klimatpaverkan/vaxthuseffekten-1.3844>
[Accessed 11 Mars 2021].
- SOU 2020:4, 2020. *Vägen till en klimatpositiv framtid*, Stockholm: Norstedts Juridik.
- Svensson, K., 2017. *Nya metoder för att uppgradera och lagra biogas*. [Online]
Available at: <http://www.energimyndigheten.se/arkiv-for-resultat/Resultat/nya-metoder-for-att-uppgradera-och-lagra-biogas/>
[Accessed 18 Mars 2021].
- Tamašauskas, R., Šadauskienė, Bruzgevičius, P. & Krawzyk, D. A., 2019. An Evaluation of Primary Energy Factor Values of Wind Turbines. *Proceedings*, 16(9).
- Tamm, D., 2021. *Senior projektledare RISE* [Interview] 2021.
- The European Commission's science and knowledge service, 2019. *Renewable Energy – Recast to 2030 (RED II)*. [Online]
Available at: <https://ec.europa.eu/jrc/en/jec/renewable-energy-recast-2030-red-ii>
[Accessed 17 Maj 2021].
- United Nations Framework Convention on Climate Change, n.d. *The Paris Agreement*. [Online]
Available at: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the->

paris-agreement

[Accessed 5 Oktober 2020].

Vo, T. T., Xia, A., Wall, D. M. & Murphy, J. D., 2017. Use of surplus wind electricity in Ireland to produce compressed renewable gaseous transport fuel through biological power to gas systems. *Renewable Energy*, Volume 105, pp. 495-504.

Wärtsilä, 2019. *Biogas Solutions*, s.l.: Wärtsilä.

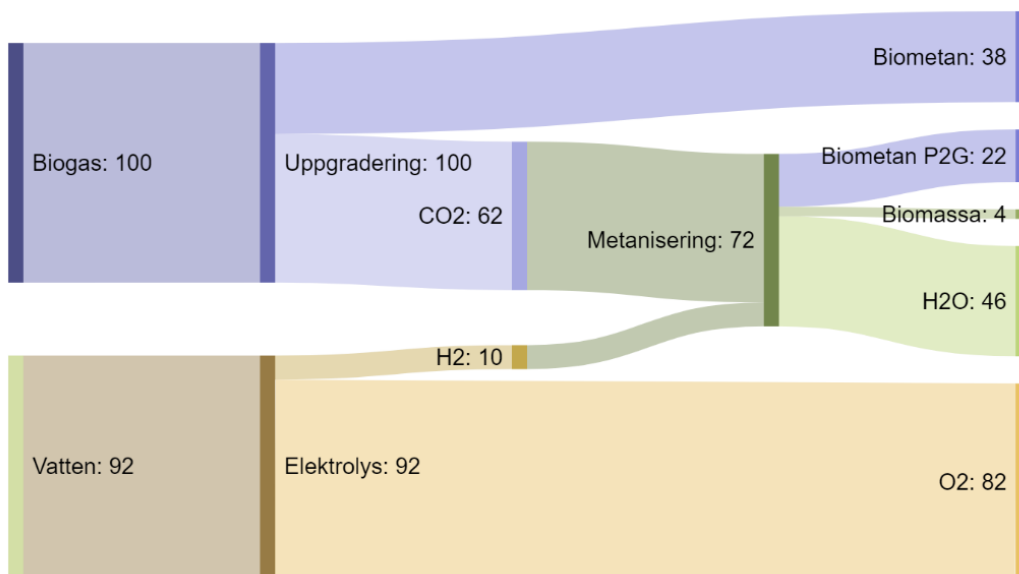
Zhang, X., Bauer, C., Mutel, C. L. & Volkart, K., 2017. Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, system variations and their environmental implications. *Applied Energy*, Volume 190, pp. 326-338.

Økland, J. K., 2017. *Fullskala CO2-transport med skip. Konseptstudie på oppdrag fra Olje- og energidepartementet*, s.l.: Gassco.

Bilaga A - Massbalanser

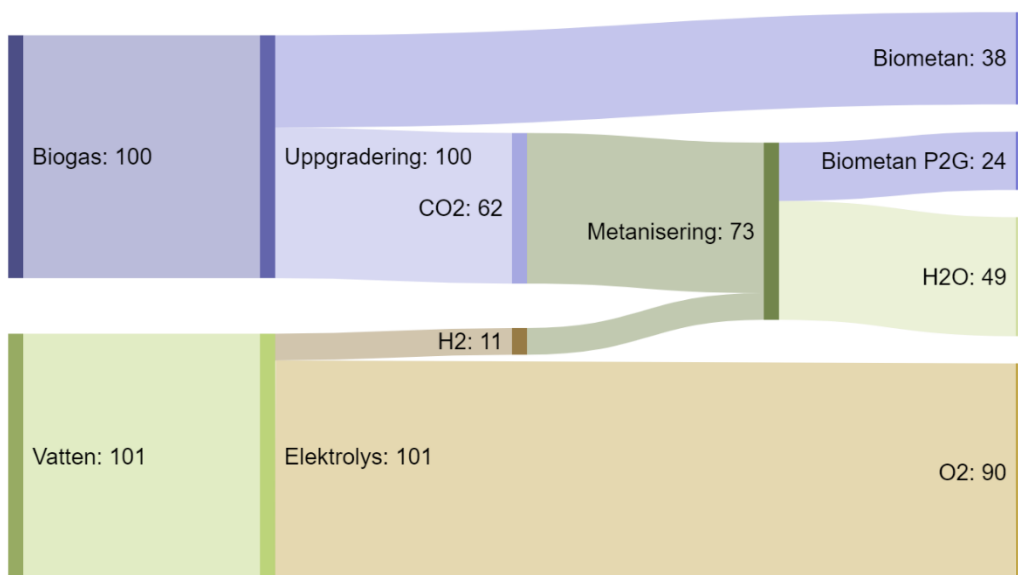
Figur 21–24 visar massbalanserna för scenario 3–6. I figurerna motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår från. Alla procentsatser är redovisade i närmaste heltal vilket innebär att de flöden som är mindre än 1 % inte redovisas i figurerna. Betraktas figur 21–24 ses att det viktmerligt vid elektrolysen produceras en förhållandevis liten andel H₂ och betydande mängd O₂. Vid metaniseringen produceras utöver biometan även en stor andel H₂O.

Figur 21 visar massbalansen för scenario 3 där biologisk metanisering sker på en centraliserad P2G-anläggning. I figuren syns att 31 % av den ingående massan blir till biometan, detta inkluderar både mängden biometan producerad vid uppgradering av biogas och vid P2G. Vid scenariot produceras även en icke försumbar andel biomassa.



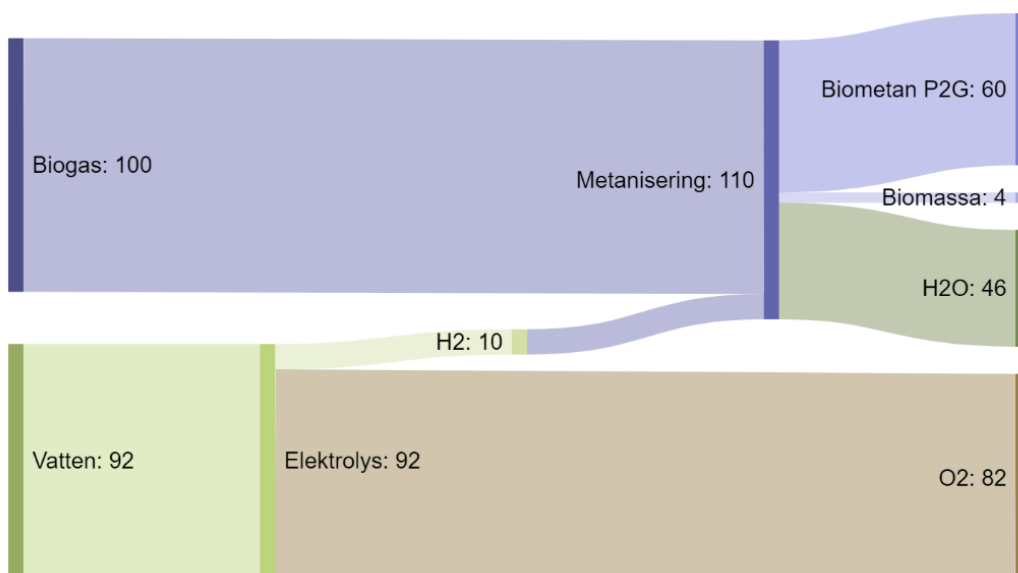
Figur 21. Massbalans - scenario 3. Biologisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning. I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån

Figur 22 visar massbalansen för scenario 4 där katalytisk metanisering sker på en centraliserad P2G-anläggning. I figuren syns att 31 % av den ingående massan blir till biometan, detta inkluderar både mängden biometan producerad vid uppgradering av biogas och vid P2G.



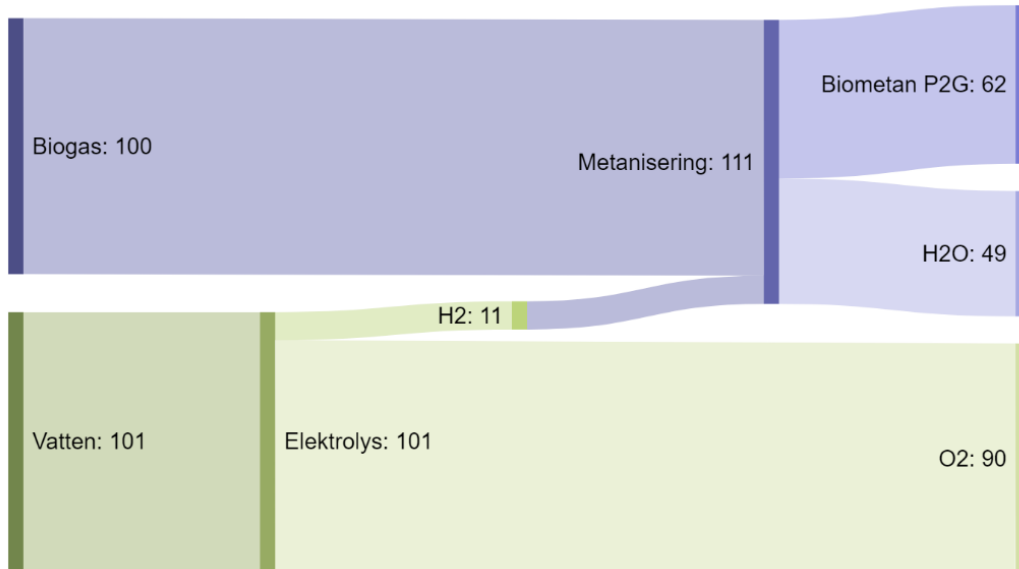
Figur 22. Massbalans scenario 4. Katalytisk metanisering på centraliserad P2G-anläggning. I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån

Figur 23 visar massbalansen för scenario 5 där biologisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren syns att 31 % av den ingående massan blir till biometan. Vid scenariot produceras även en icke försumbar andel biomassa.



Figur 23. Massbalans scenario 5. Biologisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån

Figur 24 visar massbalansen för scenario 6 där katalytisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren syns att 31 % av den ingående massan blir till biometan.



Figur 24. Massbalans scenario 6. Katalytisk metanisering ersätter den traditionella uppgraderingen av biogas på biogasanläggningen. I figuren motsvarar mängden ingående biogas i kg 100 %, vilket är det referensvärde som övriga procentsatser utgår ifrån

SLU
Institutionen för energi och teknik
Box 7032
750 07 UPPSALA
Tel. 018-67 10 00
pdf.fil: www.slu.se/energioghteknik

SLU
Department of Energy and Technology
P. O. Box 7032
SE-750 07 UPPSALA
SWEDEN
Phone +46 18 671000