



Potential för transportsektorns energiförsörjning i koldioxidneutrala scenarier på Gotland

Rapportnummer: B XXXXX - ändra till C eller E om det är en C eller E Rapport
I samarbete med: Region Gotland, Uppsala universitet, BroGas AB, Norwegian Hydrogen
Författare: Akram Sandvall, Sofia Klugman, Tomas Lönnkvist, Anders Hjort, Emelie Persson, Ali Hedayati, Karl Vilén

Medel från: Energimyndigheten
Granskare: Elin Malmgren
Godkännare: Klicka och ange text

ISBN: Klicka och ange text
Fotograf: Bene Riobó

Summary

The goal for Gotland is to achieve a fossil-free energy system by 2040, including all end-user sectors such as buildings, industry and transport, and all energy carriers such as electricity, district heating and fuels. The energy system's connection to carbon dioxide emissions is strongest in the transport sector, as this is where large amounts of fossil fuels are still used. In order to identify possible paths for Gotland to achieve fossil-freedom by 2040, this study focuses on the transport sector and its connections to the energy system and industry.

The purpose of the study is to investigate the long-term potential and synergies between biogas and hydrogen and their by-products for use in the industry and transport sector from an overall system perspective. In the future, the industrial, transport, electricity and heating sectors will be more interconnected and each of these sectors cannot be studied in isolation from the others.

An optimization model for the energy system has been used to analyse scenarios for carbon neutrality on Gotland. The model has been developed with scenarios for the development of the transport sector and alternatives for electricity-intensive industry on Gotland in scenarios where either large-scale offshore wind power is built or not, and either with focus on self-sufficiency or export of new products.

The results show that there is a strong connection between the different energy sectors; heat, electricity and transport fuels.

- Without offshore wind power – Focus on biogas for road freight transport and buses.
- With offshore wind power – Hydrogen partially replaces biogas for freight transport, but increased biogas production is needed in all scenarios.
- With offshore wind power – Hydrogen-based technologies dominate for fuels and fertilizer production.
- In the case of offshore wind power, policy instruments may be needed to promote the use of biogas.

Results of mapping biogas potential on Gotland:

- There are manure resources on Gotland so that biogas production could be approximately tripled by 2040 (the current plant in Visby, plus two more plants of equal size in southern and northern Gotland).

Results of cost minimization of Gotland's heating, electricity and transport sectors by 2050:

- Biogas can cover in principle the entire fuel requirement of bus traffic, plus about half of the freight traffic on land.
- The fuel requirement of shipping is in a different order of magnitude, about 10 times greater than land-based traffic on Gotland. "Domestic" fuels will not be able to cover this unless plans for large offshore wind farms are resumed in the future, so that electricity becomes available for the production of shipping fuel, e.g. hydrogen.
- If plans for large offshore wind farms near Gotland are resumed in the future, the conditions in Gotland's energy system will change greatly.
 - With a large supply of electricity, it is possible to produce "domestic" fuel in the form of hydrogen for shipping.
 - Other electricity-intensive industries could also be established, such as fossil-free fertilizer production.
 - The heating sector would be affected by making it more favorable to use heat pumps.

The results are presented in graphs on IVL's website: GotBio - IVL.se

Sammanfattning

Målet för Gotland är att uppnå ett fossilfritt energisystem år 2040, inkluderat alla användarsektorer såsom bebyggelsen, industrin och transporter, och alla energibärare såsom el, fjärrvärme och bränslen. Energisystemets koppling till koldioxidutsläpp finns starkast i transportsektorn eftersom det är där stora mängder fossila bränslen fortfarande används. För att identifiera möjliga vägar för Gotland att uppnå fossilfrihet till år 2040 fokuserar denna studie på transportsektorn och dess kopplingar till energisystemet och industrin.

Syftet med studien är att undersöka den långsiktiga potentialen och synergier mellan biogas och vätgas och deras biprodukter för användning inom industri- och transportsektorn ur ett övergripande systemperspektiv. I framtiden kommer industri-, transport-, el- och värmesektorerna att vara mer sammankopplade och var och en av dessa sektorer kan inte studeras isolerat från de andra.

En optimeringsmodell för energisystemet har använts för att analysera scenarier för koldioxidneutralitet på Gotland. Modellen har utvecklats med scenarier för transportsektorns utveckling och alternativ för elintensiv industri på Gotland i scenarier där antingen storskalig havsbaserad vindkraft byggs eller inte, och antingen med fokus på självförsörjning eller export av nya produkter.

Resultaten visar att en stark kopplingen finns mellan de olika energisektorerna; värme, el och transportbränslen.

- Utan havsbaserad vindkraft – Fokus på biogas för godstransporter på väg och bussar.
- Med havsbaserad vindkraft – Vätgas ersätter delvis biogas för godstransporter, men ökad biogasproduktion behövs i alla scenarier.
- Med havsbaserad vindkraft – Vätgasbaserade tekniker dominerar för bränslen och konstgödselproduktion.
- Om havsbaserad vindkraft kan styrmedel behövas för att främja nyttjandet av biogas.

Resultat av kartläggning av biogaspotential på Gotland:

- Det finns gödselresurser på Gotland så att biogasproduktionen skulle kunna ca tredubblas till 2040 (dagens anläggning i Visby, plus två till lika stora anläggningar på södra respektive norra Gotland).

Resultat av kostnadsminimering av Gotlands värme-, el- och transportsektor till år 2050:

- Biogasen kan täcka i princip hela busstrafikens bränslebehov, plus ca halva godstrafiken på land.
- Sjöfartens bränslebehov är i en annan storleksordning, ca 10 gånger större än den landbaserade trafiken på Gotland. "Inhemska" bränslen klarar inte att täcka detta om man inte i framtiden återupptar planerna på stora vindkraftsparker till havs, så att el blir tillgänglig för produktion av sjöfartsbränsle, t ex vätgas.
- Om man i framtiden återupptar planerna på stora vindkraftsparker till havs i närheten av Gotland förändras förutsättningarna i Gotlands energisystem väldigt mycket.
 - I och med stor tillgång på el kan man producera "inhemskt" bränsle i form av vätgas till sjöfarten.
 - Även annan elintensiv industri skulle kunna etableras, såsom exempelvis fossilfri konstgödselproduktion.
 - Värmesektorn skulle påverkas genom att det blir mer gynnsamt att använda värmepumpar.

Resultaten finns presenterade i grafer på IVL:s hemsida: [GotBio - IVL.se](#)

Innehållsförteckning

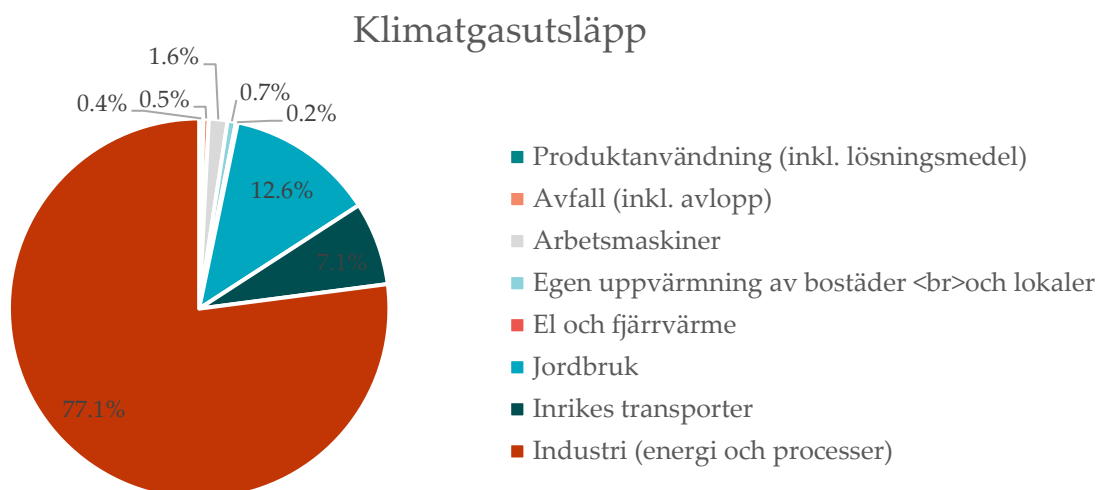
Summary	3
Sammanfattning	5
1 Inledning	10
1.1 Syfte och problemställning	11
1.2 Rapportens struktur	11
2 Energisystemmodellen TIMES-Gotland	13
2.1 Utveckling av modellen med transporter och fler tekniker	14
3 Scenarier	16
3.1 Utvecklingsalternativ i alla scenarier	17
3.2 Skillnader mellan scenarierna	19
4 Gotlands transportefterfrågan	21
4.1 Bussar – nuläge	21
4.1.1 Kollektivtrafik	21
4.1.2 Kommersiell busslinjetrafik	21
4.2 Bussar - prognos	22
4.3 Tunga lastbilar - nuläge	23
4.4 Lätta lastbilar - nuläge	23
4.5 Tunga och lätta lastbilar - prognos	23
4.6 Sjöfart	24
5 Praktisk biogaspotential	26
5.1 Matavfall	26
5.2 Avloppsslam	27
5.3 Industriavfall	28
5.4 Restprodukter från jordbruk	29
5.5 Total potential för Gotland	30
6 Biogasanläggningar på Gotland	31
6.1 Befintliga anläggningar	31
6.2 Planerade nya anläggningar	32
6.3 Potential för ytterligare anläggningar	32
6.3.1 Substratunderlag och anläggningsstorlekar	32

	6.3.2	Resursförbrukning, drift- och investeringskostnader	36
	6.4	Energiåtgång och kostnader för att transportera gödsel till ny anläggning	37
7		Tekniker för biogas- och vätgasproduktion	39
	7.1	Uppströmstekniker – vätgas, koldioxid och metan	41
	7.1.1	Elektrolysörer	41
	7.1.2	Gasifieringstekniker	42
	7.1.3	Biogasanläggningar	43
	7.2	Nedströmstekniker – mot slutprodukter	43
	7.2.1	In-situ biogasanläggning	43
	7.2.2	Ammoniakenhet – grön ammoniak	44
	7.2.3	CCU-enhet – e-bränslen (metanol, etanol, metan)	44
	7.2.4	(Bio)Metan- eller biogasångreforming – vätgas och koldioxid	45
	7.2.5	Metanpyrolys – vätgas och kimrök (biokol)	46
8		Resultat	48
	8.1	El	48
	8.2	Biogas	49
	8.3	Vätgas/elektrobränslen	49
	8.4	Bussar och godstransporter på väg	50
	8.5	Sjöfart	50
	8.6	Gödsel	51
	8.7	Värme	52
9		Slutsatser	53
10		Referensförteckning	55
		Bilaga A – Data kring gödselpotential	60
		Bilaga B – Antaganden resursförbrukning och kostnader för biogasanläggningar	63
		Bilaga C – Antaganden uppgraderingsanläggningar	68
		Bilaga D – Antaganden kompressorstation, gasdistribution, uppgradering och tankstation	74
		Bilaga E – Antaganden för transporttekniker	80

1 Inledning

Region Gotland fick år 2019 i uppdrag av regeringen att driva på energiomställningen genom att agera pilotområde för ett hållbart energisystem. Målet för Region Gotland är att uppnå ett fossilfritt energisystem år 2040, inkluderat alla användarsektorer såsom bebyggelsen, industrin och transporter, och alla energibärare såsom el, fjärrvärme och bränslen.

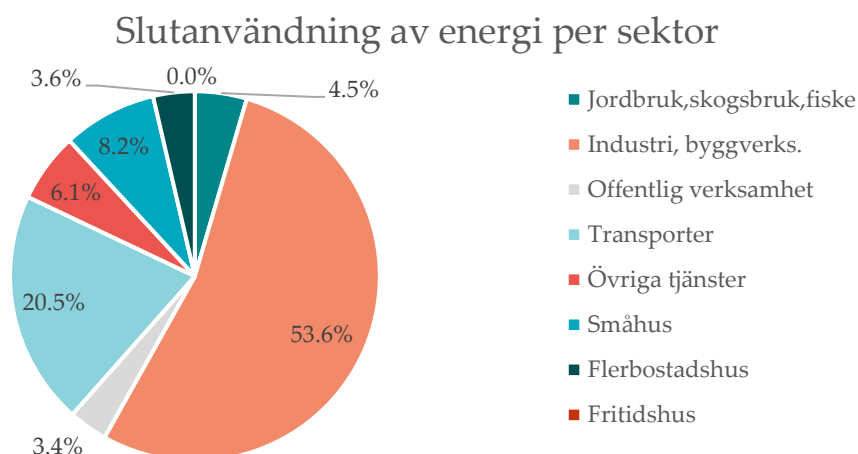
Det totala utsläppet av klimatgaser på Gotland var år 2022 ca 2 miljoner ton CO₂e, vilket motsvarade 4 procent av Sveriges totala utsläpp (Sveriges Miljömål, 2024). Industrin, främst cementproduktionen, står för den största delen av klimatgasutsläppen på Gotland, därefter kommer jordbruket och transporter, se Figur 1. Cementproduktionens klimatgasutsläpp kommer till två tredjedelar från den kemiska processen (kalcinering), och till en tredjedel från energianvändning. Genom Heidelberg Cements planer på koldioxidinfångning med start år 2030, kommer en stor del av dessa utsläpp elimineras.



Figur 1 Klimatgasutsläpp på Gotland år 2022, totalt ca 2 miljoner ton CO₂ekv. (Sveriges Miljömål, 2024)

Slutanvändningen av energi på Gotland var 3 665 GWh år 2022 (Energimyndigheten, 2024), och utgjordes ungefär till hälften av industrins, en fjärdedel av transportsektorn och en fjärdedel av bebyggelsens användning, se Figur 2. Kopplingen till koldioxidutsläpp är stark transportsektorn eftersom det är där stora mängder fossila bränslen fortfarande används. I bebyggelsen används främst icke-fossil energi.

För att identifiera möjliga vägar för Gotland att uppnå fossilfrihet till år 2040 fokuserar denna studie på transportsektorn och dess kopplingar till energisystemet och industrin.



Figur 2 Slutanvändning av energi per sektor på Gotland år 2022, totalt 3 665 GWh. (Energimyndigheten, 2024)

1.1 Syfte och problemställning

Syftet med studien är att undersöka den långsiktiga potentialen för produktion och användning, samt synergier mellan biogas och vätgas samt deras biprodukter för användning inom industri- och transportsektorn ur ett övergripande systemperspektiv. I framtiden kommer industri-, transport-, el- och värmesektorerna att vara mer sammankopplade och var och en av dessa sektorer kan inte studeras isolerat från de andra. Därför är systemperspektivet centralt för undersökningen.

Sektorernas påverkan på varandra studeras med en optimeringsmodell för energisystemet, för att analysera olika scenarier för industri- och transportutveckling.

1.2 Rapportens struktur

Vägarna för att uppnå fossilfrihet i transportsektorn studeras i denna rapport genom scenarioanalys med en energisystemmodell TIMES-Gotland som byggts i det tidigare projektet GotHeat (modellen beskrivs i Kapitel 2). I Kapitel 3 utvecklas tre scenarier för Gotland. Scenarier specifikt för Gotlands transportsektor beskrivs i Kapitel 4.

Biogasanläggningar är en väletablerad teknik som bygger på biologisk omvandling av en mängd olika organiska avfall (fast eller flytande) till CO₂ och CH₄. Dessa anläggningar erbjuder en väl lämpad miljövänlig lösning för att omvandla organiskt avfall till användbara produkter, framför allt biometan. Biogasanläggningar är en del av energisystemen i Europa och särskilt i den norra delen där en stor andel organiskt avfall från avloppsrening eller hushållsavfall omvandlas till biogas (Cordova et al., 2022). Förutom biogas är rötresten rik på mineraler som uppfyller kraven som biogödsel. I Sverige betraktas biogasanläggningar vanligtvis som en del av alla energisystem, tack vare landets strävan att förlita sig mer på inhemska bioresurser. I denna studie förfinas modellen TIMES-Gotland med data från en potentialstudie för biogas på Gotland (Kapitel 5) och tekniska alternativ för att exploatera potentialen i rötningsanläggningar på Gotland (Kapitel 6).

Utöver biogas studeras även alternativ för vätgasproduktion och -användning på Gotland. Tekniska alternativ för detta beskrivs i Kapitel 7.

Två kopplingar till jordbruket analyseras även i denna studie. Dels möjligheten till ökad biogasproduktion från gödsel och återföring av rötresten som gödningsmedel, dels genom scenarier där ny elintensiv industri etableras på Gotland med möjlighet att producera ammoniak till konstgödsel (Kapitel 7.2.2).

Resultaten av energisystemoptimeringen visas i Kapitel 8, följt av slutsatser i Kapitel **Error!**
Reference source not found..

2 Energisystemmodellen TIMES-Gotland

Stora och komplexa system, som en regions hela energisystem, är inte möjliga att göra experiment på. Därför använder man datamodellering för att studera förändringarsmöjligheter och analysera deras konsekvenser. I detta projekt har modelleringsverktyget TIMES använts. Det är ett verktyg för att modellera energisystem på en lokal, regional, nationell eller internationell nivå (Loulou et al., 2016). En TIMES-modell kan användas för att optimera energisystem på medellång till lång sikt, vanligtvis några decennier. Modellen drivs av krav på energitjänster, t.ex. el- och värmebehov. Den bygger på linjär programmering, och målfunktionen är minimering av den totala systemkostnaden. Energisystemet i fråga representeras av olika processer som är sammankopplade av flöden.

Grunden för projektets modell, TIMES-Gotland, har utvecklats i projektet GotHeat (IVL Svenska miljöinstitutet, 2024), och inkluderar sedan tidigare el-, värme-, bebyggelse- och industrisektorerna i Gotlands energisystem och deras interaktioner med de (inter)nationella energimarknaderna.

I modellen är ön indelad i sex regioner för att representera energitillgången och -efterfrågan mer i detalj, se Figur 3Error! Reference source not found. Error! Reference source not found.. Respektive region delas även in i områden baserat på bebyggelsens täthet. Detta görs för att kostnaden för eventuell fjärrvärmeutbyggnad ska kunna varieras beroende på energitäthet. Modellens tidshorisont är perioden mellan 2020 (basåret) och 2050. Varje år är uppdelat i 168 tidssegment, vilket representerar fyra veckor under olika årstider, uppdelade på sju dagar och 6 timmar per dag.



Figur 3 Regionindelning i TIMES-Gotland.

Energibehovet som ska mötas i modellen omfattar: 1) värmebehov för bostäder (enkel- och flerfamiljshus) och kommersiella byggnader och små industrier (växthus), 2) efterfrågan på el för icke-uppvärmningsändamål i bostäder och kommersiella byggnader och industriella processer, och 3) energibehovet för teknologier såsom produktion av vätgas och ammoniak. Hur stora dessa behov är varierar mellan de scenarier som utarbetats för denna studie.

2.1 Utveckling av modellen med transporter och fler tekniker

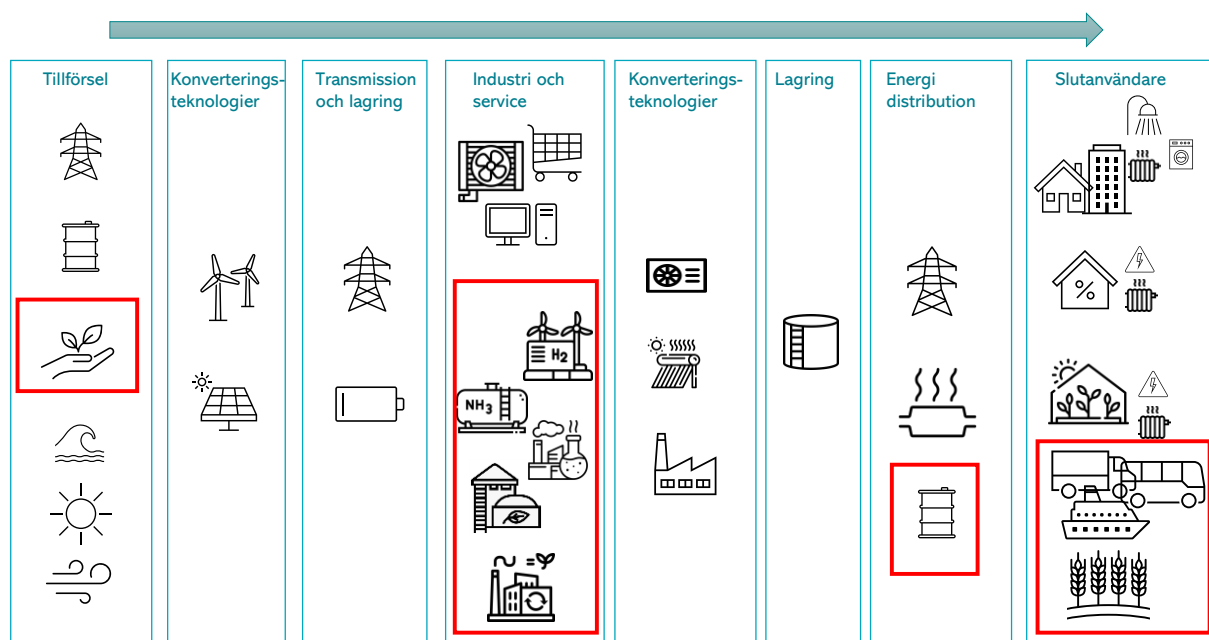
TIMES-Gotland har i detta projekt utvecklats med flera steg. Industrisektorn, transportsektorn samt processer relaterade till produktion och konsumtion av biogas har lagts till i mer detaljerad nivå. Utöver att möta energibehovet i bebyggelsen och industrin, ska nu även transportefterfrågan mötas. I transportsektorn har busstrafik samt vägtransport lagts in (Kapitel 4). Efterfrågan har lagts in som input i modellen uttryckt i passagerar-km samt ton-km. Även

fartygstransport har lagts till, och även dessa behov har uttryckts i passagerar-km och ton-km. Modellen kan välja att investera i olika typer av fordon som drivs av olika typer av bränslen för att kunna uppfylla dessa transportbehov. Antaganden gällande verkningsgrader och kostnader för fordonstyper som används i modellen återfinns i Bilaga E.

För biogas har potential för substrat och tekniker för biogasproduktion från olika sorters substrat, uppgradering av biogas, komprimering och förvätskning lagts till (Kapitel 5 och 6).

I industrisektorn har flera tekniker lagts till för produktion av varor och energibärare som antingen kan användas på Gotland, eller, beroende på scenario, exporteras utanför Gotland och kan därmed sänka systemkostnader då sådan export räknas som en inkomst för modellen (Kapitel 7). Exempelvis är produktion av vätgas från elektrolys eller ångreforming av biogas tillagda som alternativ för modellen.

I Figur 4 visas en schematisk bild över TIMES-Gotland. Grunden är utvecklad i GotHeat-projektet (IVL Svenska miljöinstitutet, 2024), I de röda rutorna illustreras vad som har lagts till i denna studie.

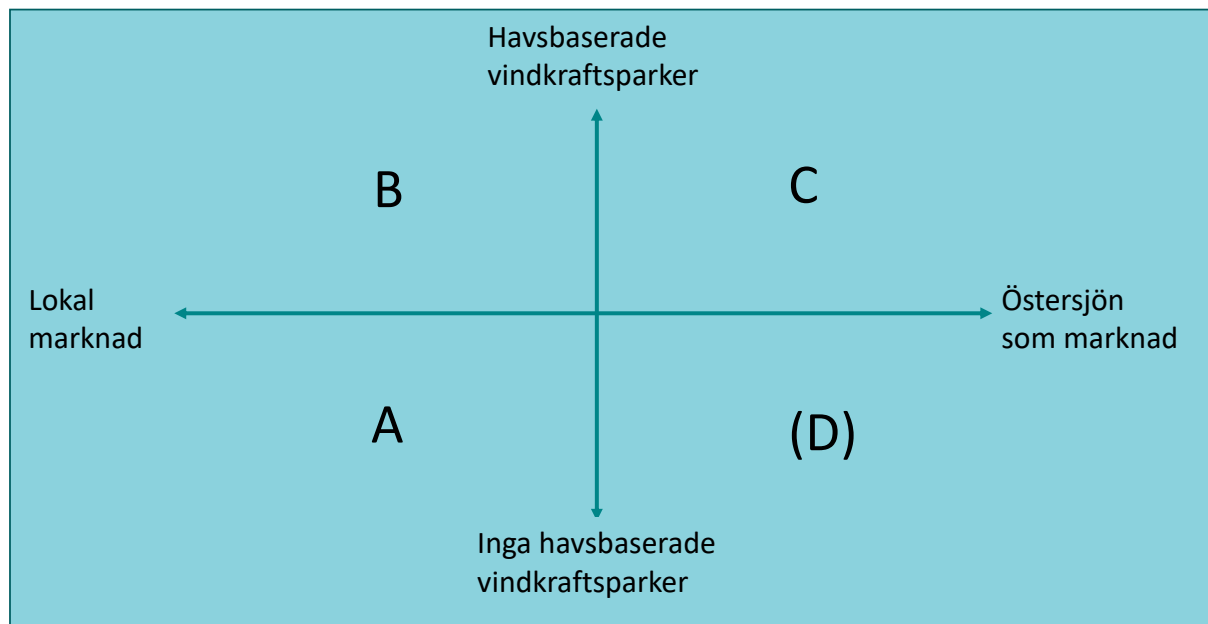


Figur 4 Schematisk representation av TIMES-Gotland. Slutanvändarnas efterfråga på energi och transporter driver modellen. I de röda rutorna visas det som har lagts till i modellen i denna studie.

3 Scenarier

Genom diskussion inom projektgruppen, samt workshop med experter inom olika teknikområden har scenarier som ska studeras med TIMES-Gotland arbetats fram. Utgångspunkten har varit att samtliga scenarier ska ha möjlighet att leda till målet om ett fossilfritt energisystem på Gotland år 2040, men samtidigt ska de omfatta stora skillnader i vägval. Det långsiktiga perspektivet för scenarierna är år 2050.

Två avgörande framtidsaspekter valdes för att utforma fyra scenarier: Byggandet av havsbaserade vindkraftsparker som avgör om det finns ett överskott eller underskott av el på Gotland, samt val av marknadsperspektiv för industriutveckling på Gotland – antingen fokus på att försörja en del av det lokala behovet på Gotland eller fokus på en regional marknad runt Östersjön. Detta illustreras i Figur 5. Scenario D valdes bort eftersom det inte framstod som relevant; utan havsbaserad vindkraft saknas förutsättningar för nyetablering av storskalig industri som kan agera på en Östersjömarknad.



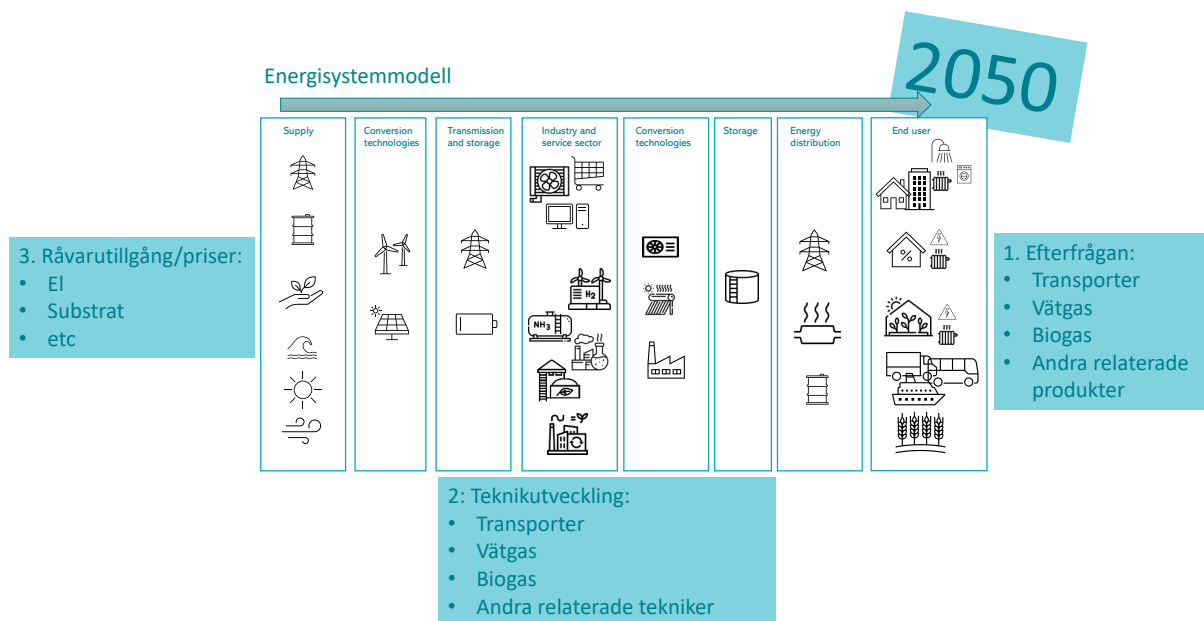
Figur 5 Scenariomatris.

För utvecklingen av scenarierna diskuterades tre områden, som illustreras i Figur 6:

1. Efterfrågan (transporter, vätgas, biogas och andra relaterade produkter).

2. Teknikutveckling (transporter, vätgas, biogas och andra relaterade produkter).

3. Råvarutillgång/priser (el, substrat, mm).



Figur 6 De tre områden för utveckling som diskuterades för respektive scenario.

3.1 Utvecklingsalternativ i alla scenarier

Ett randvillkor i samtliga scenarier är att fossilfrihet ska uppnås till år 2040. Dessutom finns följande utvecklingsalternativ med i samtliga scenarier, se illustration i Figur 7:

Råvaru/energitillgång:

- Befintlig och potentiell biogasproduktion.
- Begränsad möjlighet till utbyggnad av vindkraft på land samt solceller.
- El kan importeras och exporteras genom fastlandskabel.

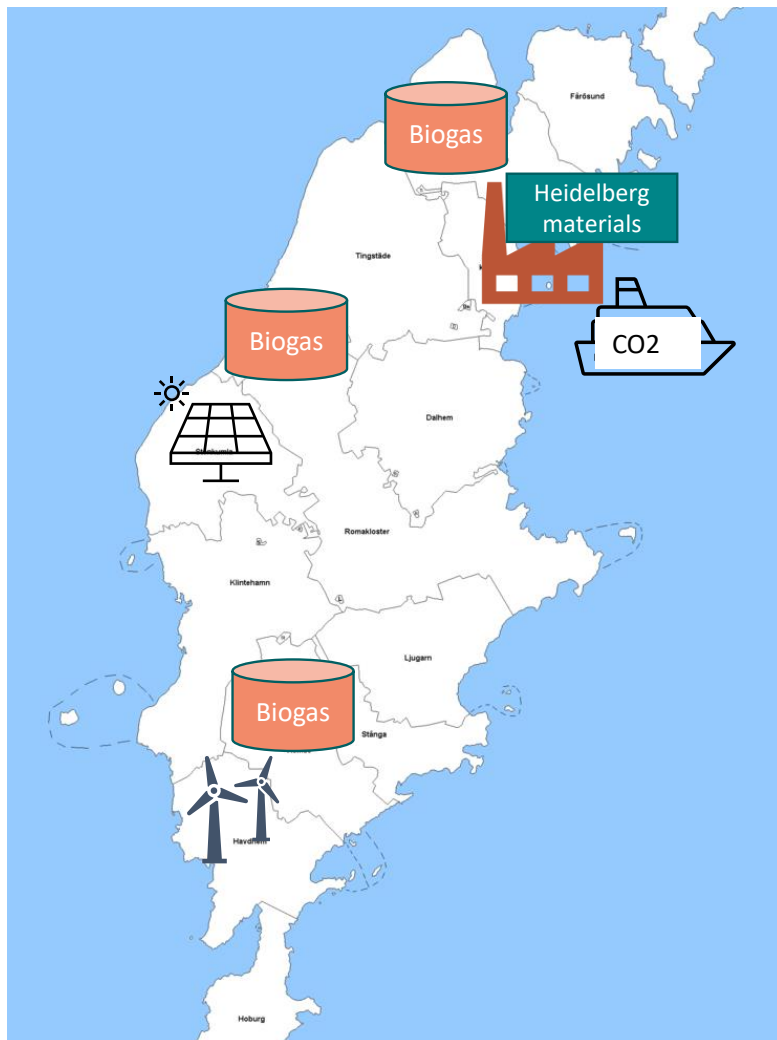
Teknikutveckling:

- Ny industri för produktion av: Vätgas, NH₃ med H₂, konstgödsel

- Uppgradering av biogas

Efterfrågan:

- Koldioxidinfångning på Heidelberg materials i Slite från år 2030, vilket innebär högre elbehov och att sjötransporter ökar i och med att CO₂ skeppas till Norge.
- Alla bussar i kollektivtrafik och tunga lastbilar kör på förnybar energi från år 2030.



Figur 7 Möjlig utveckling till 2050 som inbegrips i samtliga scenarier

3.2 Skillnader mellan scenarierna

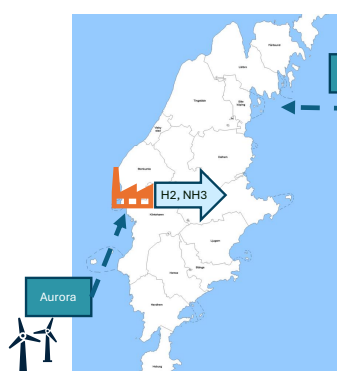
De övergripande skillnaderna mellan de tre scenarierna summeras i Tabell 1 och illustreras i Figur 8.

Tabell 1 Principiella skillnader mellan de tre scenarierna

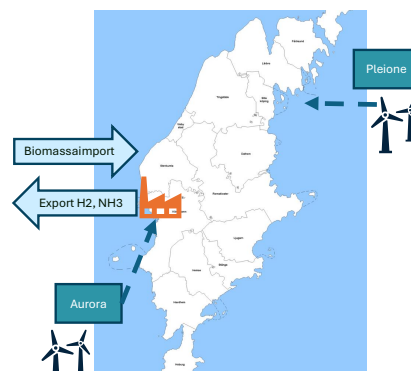
Scenario	Havs- baserad vindkraft	Möjlig import av biomassa/enda st lokal biomassa	Självförsörjande på/exporterar konstgödsel	Endast lokal marknad/export av vätgas mm	Halva/hela bränslebehovet för sjöfart försörjs med förnybara bränslen från Gotland år 2035
A		Endast lokal	Självförsörjande	Endast lokal	Halva
B	X	Endast lokal	Självförsörjande	Endast lokal	Halva
C	X	Import	Export	Export	Hela



A – Ingen havsbaserad
vindkraft, lokal marknad



B – Havsbaserad vindkraft,
lokal marknad



C – Havsbaserad
vindkraft, Östersjön som
marknad

Figur 8 Illustration av de tre scenarierna.

4 Gotlands transportefterfrågan

Transportefterfrågan för tung trafik, dvs bussar, tunga och lätta lastbilar, och sjöfart beskrivs i detta kapitel. För persontransporter har måttet person-km använts och för godstransporter måttet ton-km. Personbilar har dock inte omfattats i denna studie pga att fokus främst är biogas och vätgas och personbilsflottan antas elektrifieras inom den tidshorisont som studien har.

4.1 Bussar – nuläge

Nedan beskrivs nuläget för bussar i kollektivtrafik och kommersiell trafik.

4.1.1 Kollektivtrafik

Kollektivtrafiken på Gotland kan delas upp i regionbusstrafik och stadsbusstrafik. Utöver dessa erbjuds även skolskjuts, närtrafik samt särskild kollektivtrafik. Regionbusstrafiken består av tolv linjer som trafikerar stora delar av ön. Utbud, öppettider och resande skiljer sig åt mellan linjerna. Stadsbusstrafiken består av sex linjer som trafikerar Visby tätort (Region Gotland, 2024b).

Statistik över påstigningar per år, utbudskilometer och personkilometer per år har hämtats på Trafikanalys hemsida (Trafikanalys, 2024b). Från databasen FRIDA har statistik över alla bussar i kollektivtrafiken hämtats (Svensk kollektivtrafik, 2024). Region Gotland har tillhandahållit kompletterande information om alla bussar inom kollektivtrafiken på Gotland 2019-2023 (Region Gotland, 2024a). Antal bussar per bränsle och uppdelat på stadstrafik, regiontrafik och skoltrafik har därmed kunnat sammanställas.

4.1.2 Kommersiell busslinjetrafik

Den kommersiella busslinjetrafiken på Gotland är anpassad till besökarnas behov (turister och säsongsboende) och trafikeras främst under sommaren.

År 2022 fanns följande linjer:

- Vy Flygbussarna (tidigare Flygbussarna Airport Coaches) trafikerade sträckan mellan Visby hamn och Visby Flygplats perioden 19 juni till och med 21 augusti. Värt att notera är att det har testats en trådlös elväg på Gotland på vilken elektriska flygbussar kört under en testperiod (Energicentrum Gotland, 2024).
- Strömma Turism och Sjöfart AB körde mellan Inre hamnen, Kryssningskajen, Kneippbyn, Visby busstation och Lummelunda perioden 1 maj till och med 15 oktober, men turerna utanför högsäsong kördes endast på särskild order (anropsstyr).

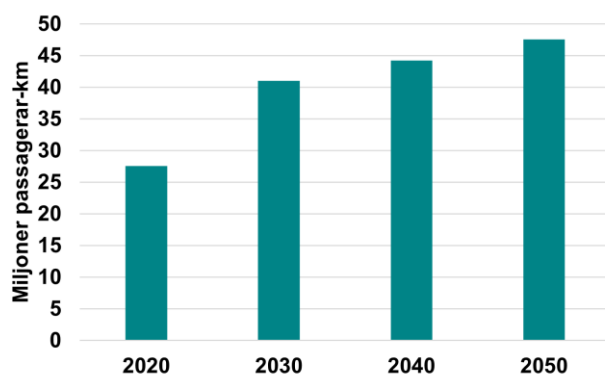
2019 körde även bolaget Red Sightseeing bussar på Gotland.

Från 2023 finns Gotlands Shuttle som är ett samarbete mellan Bergkvarabuss och destination Gotland. Busslinjerna går i anslutning till färjans avgångar och ankomster främst dagtid under två avgångar per dag. En linje går norrut och en söderut på ön. Den norra går längs med kusten till Ireviken, vidare till Slite, Lärbro och Fårö. Den södra linjen via Klintehamn till Fidenäs för att avslutas i Burgsvik (My News Desk, 2024).

Strömma Turism och Sjöfart AB kör med 3 dieselbussar under ca 80 dagar per sommar (Strömma Turism och Sjöfart AB, 2024).

4.2 Bussar - prognos

Med utgångspunkt ifrån den uppskattning för befolkningstillväxt på 20% till år 2050 som gjordes i projektet GotHeat för scenarier med hög industriell utveckling har prognoser över personkilometer och fordonskilometer tagits fram (IVL Svenska miljöinstitutet, 2024). Busstransporterna på Gotland beräknas öka i alla scenarier på grund av ökad befolkning, se Figur 9.



Figur 9 Transportefterfrågan för buss på Gotland.

4.3 Tunga lastbilar - nuläge

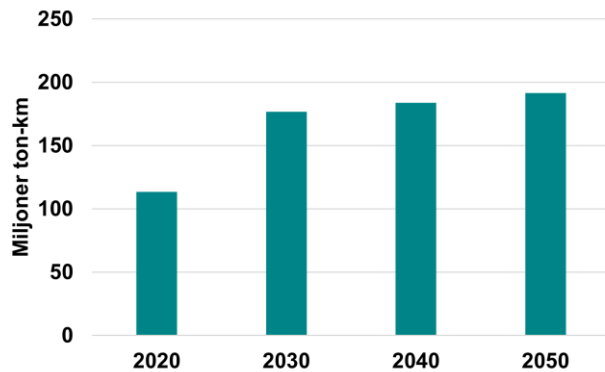
Trafikanalys har statistik över ton-km per län, antal transporter, körda km, transporterad godsmängd och transportarbete på nationell nivå samt antal registrerade fordon per län (Trafikanalys, 2024a). Genomsnittlig last i ton per lastbil på Gotland har beräknats som kvoten av transporterad godsmängd och antalet transporter på nationell nivå. Transportarbetet på Gotland har beräknats som summan av transportarbetet inom Gotland och från Gotland till annat län. Transporter från annat län men med avlastning på Gotland ingår ej pga osäkerhet i statistikunderlaget.

4.4 Lätta lastbilar - nuläge

Precis som för tunga lastbilar så sammanställer Trafikanalys antal registrerade fordon per län (Trafikanalys, 2024a). När det gäller transportarbete och antal transporter så ingår inte lätta lastbilar i Trafikanalys "vanliga" lastbilsundersökning. Däremot så gjordes 2022 den första svenska fullskaliga pilotundersökningen om trafik och transporter med lätta lastbilar (Trafikanalys, 2023a). Undersökningen ger inga regionala data. Antalet ton-km på Gotland har därför uppskattats genom att beräkna ton-km med lätt lastbil per invånare i Sverige och sedan räknat upp med befolkningsmängd på Gotland. Genomsnittlig last, vilken är 160 kg, har tagits från rapporten Lätta lastbilar 2022 (Trafikanalys, 2023a).

4.5 Tunga och lätta lastbilar - prognos

Trafikverket har tagit fram prognoser som har sammanställts i rapporten Prognos för godstransporter 2040 (Trafikverket, 2023). Där finns tillväxttal för trafikarbete på regionalnivå för lastbilar. Talen anger tillväxt per år för åren 2017-2040 och 2017-2065. Transportarbetet både för tunga lastbilar och lätta lastbilar har räknats upp med tillväxttalen enligt Trafikverkets prognos (Trafikverket, 2023), se Figur 10.



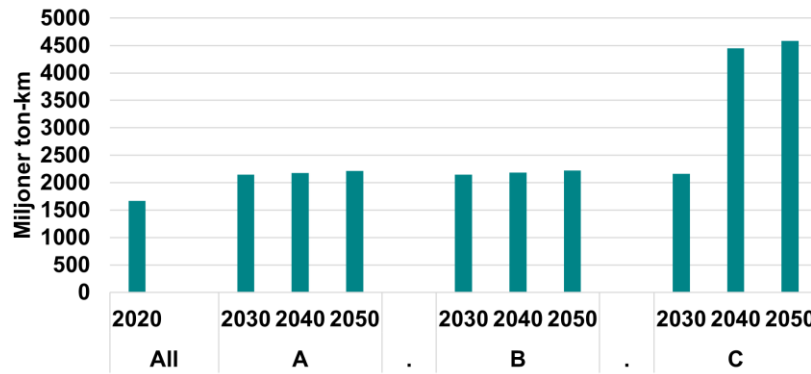
Figur 10 Transportefterfrågan för tunga och lätta lastbilstransport frakttransporter på Gotland.

4.6 Sjöfart

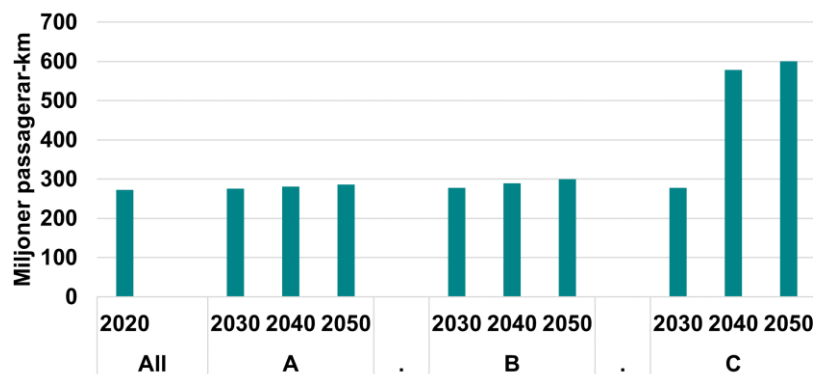
Linjetrafiken till och från Gotland är upphandlad av staten. I dagsläget är det Destination Gotland AB som har detta avtal, t o m år 2027. Den upphandlade trafiken trafikerar Visby - Nynäshamn och Visby - Oskarshamn, Sommartid trafikerar Destination Gotland AB även Visby - Västervik. Säsongsvariationen är stor, antalet överfarter varierar mellan 6 och 20 per dag (Trafikverket, 2021). Trafikverket konstaterar att både antalet passagerare och mängden transporterat gods har ökat kontinuerligt över åren (Trafikverket, 2021). År 2022 reste 1,8 miljoner passagerare till och från Gotland (Trafikanalys, 2023b).

Godsvolymererna är mer jämna över året. Godset som lastas och lossas på linjetrafiken uppgick till ca 700 tusen ton/år. Därtill tillkommer ca 900 tusen ton personfordon och bussar som fraktas (Destination Gotland, 2024). Ca 2 500 tusen ton/år lastades i hamnen vid Heidelberg Materials cementfabrik i Slite (Heidelberg Materials, 2024).

Fartygstransport antas öka i alla scenarier med ökad befolkning, se Figur 11 och Figur 12. I Scenario B och C antas ökningen vara något högre än scenario A på grund av ökad varuexport till följd av ökad industrialisering baserad på goda förutsättningar med billig el. Den stora ökningen i scenario C beror på att vi valt att bokföra all sjötransport det scenariot på Gotland, medan i scenario A och B så ska hälften tankas på Gotland. I vanliga fall bokförs sjöfartens utsläpp till hälften på respektive hamn som ett fartyg går mellan, men i scenario C har vi valt att alla utsläpp belastas hamnarna på Gotland för att illustrera en striktare tolkning av vad ett fossilfritt energisystem på Gotland innebär.



Figur 11 Transportefterfrågan för frakttransport på fartyg.



Figur 12 Transportefterfrågan för passagerartransport på fartyg.

5 Praktisk biogaspotential

En praktiskt realiserbar biogaspotential har estimerats för Gotland. Potentialen som har estimerats omfattar anaerob biogasproduktion, inte förgasning. Den praktiska potentialen tar hänsyn till olika begränsningar och är därför alltid mindre än den teoretiska potentialen. Till exempel omfattar den teoretiska potentialen från hushållens matavfall allt matavfall som genereras av denna grupp. Den praktiska potentialen däremot speglar olika begränsningar som exempelvis utsorteringsgrad eftersom endast det utsorterade matavfallet kommer kunna användas i biogasproduktion. Med praktiskt realiserbar menas att olika praktisk och ekonomisk hänsyn har tagits. Därför är den praktiska potentialen lägre än den teoretiska potentialen som innefattar allt rötbart material inom en viss resurskategori. Ibland förekommer också benämningen biogaspotential med begränsningar i litteraturen, vilket motsvaras av praktisk produktionspotential i denna rapport.

Estimeringen av praktiskt realiserbar biogaspotential har skett i fyra resurskategorier: matavfall, avloppsslam, industriavfall samt restprodukter från jordbruket. Dessa kategorier har delats in i olika underkategorier. Vi har använt två underkategorier för restprodukter från jordbruket: gödsel och växtodlingsrester. För vissa resurser (matavfall från olika källor) har förändringar över tid kunnat antas, vilket resulterat i olika potentialbedömningar vid olika tidpunkter: 2030, 2040 och 2050. För andra resurskategorier har vi i stället listat faktorer som kan påverka potentialen i positiv och negativ riktning utan att slå fast hur den framtida utvecklingen ser ut. I modelleringen har därmed dessa resurskategorier lämnats oförändrade.

Denna studie utgår från officiell litteratur och statistik samt icke-publik miljödata från olika företag i regionen. Den främsta källan är Linne et al 2008. Eftersom författare från denna rapport även deltog i arbetet med Linné et al 2008 har underliggande data från rapporten kunnat nyttjas. Dessutom har författarna haft tillgång till underliggande data till miljöredovisning för olika gotländska företag. Denna data är ej publikt tillgänglig och benämns (Miljödata, 2023).

5.1 Matavfall

År 2022 togs matavfall motsvarande 3.3 GWh omhand och rötades till biogas på Gotland (Miljödata, 2023). Detta motsvarar 42 % av den teoretiska potentialen (Linné et al., 2008). Matavfallet kommer från hushåll, storkök, restauranger och affärer. Det som främst påverkar den praktiska potentialen är hur pass väl matavfallet sorteras ut och skiljs från annat avfall i respektive verksamhet eller hushåll. På lång sikt antas en ökad medvetenhet bland invånarna leda till en ökad matavfallsortering. Dessa antaganden redovisas nedan i Tabell 2. Utsorteringen

av matavfall kommer aldrig att bli fullständig. Övriga faktorer som påverkar potentialen är att en ökad medvetenhet leder till ett minskat matsvinn samt att en ökad befolkning leder till större mängder matavfall. Dessa två sistnämnda faktorer antas verka i motsatt riktning och ta ut varandra.

En viktig faktor som antas ge ökad mängd matavfall genom ökad utsortering av matavfall från företag, är den skärpta förordningen angående producentansvaret för förpackningar som förtydligas med krav på att och hur förpackningarna ska tömmas på matavfall från och med 1 januari 2024 (Naturvårdsverket, 2023). Detta har tagits med i bedömningen om hur matavfall kan bli mer tillgängligt i framtiden.

Tabell 2: Biogaspotential från matavfall på Gotland

Matavfall	Potential, GWh	Utsorteringsgrad
Matavfall som rötas 2022	3,33	42%
Potential 2030	4,4	55%
Potential 2040	5,6	70%
Potential 2050	6,4	80%
Teoretisk potential	8,0	100%

Underliggande och mer detaljerad data kring matavfall än den som framgår i Tabell 2 finns i Bilaga A – Data kring gödselpotential

Tabell i Bilaga A.

5.2 Avloppsslam

Visby reningsverk producerar biogas genom rötning av avloppsslam. Gasen används dels internt till olika processer på reningsverket, samt dels till uppgradering för att användas som fordonsgas. Eventuell överskottsgas går till att producera fjärrvärme hos företaget Gotland Energi AB (Region Gotland, 2024c). Se Tabell 3 nedan för data om användning av biogas från Visby reningsverk.

Tabell 3: Användning av biogas producerad vid reningsverk Visby 2022 (Miljödata, 2023)

Biogasanvändning	GWh
Intern användning	2,2
Uppgradering och försäljning som fordonsgas	1,8
Värmeproduktion vid GEAB	0,3
Total	4,4

Potentialen för fordonsgas från avloppsslam per invånare på Gotland bedöms, i praktiken, vara uttömd. Allt slam från Visby reningsverk används redan vid biogasproduktion. I princip all biogas som inte används internt uppgraderas redan. En mindre mängd biogas – 2,2 GWh – skulle kunna frigöras till användning inom transport och industri om reningsverket använde en annan värmekälla, exempelvis fjärrvärme. Vidare, finns mindre reningsverk på Gotland som avvattnar sitt slam och kör det till Visby allmänna reningsverk. Denna potential är alltså inräknad.

Eftersom slammängden växer med befolkning kan en ökad potential för biogas antas över tid. En befolkningsökning om 15% från 2020 till 2050 antas i modellen, dvs 0,5 % per år. Antagandet om befolkningsökning baseras på en tidigare statistisk prognos på 6% ökning mellan 2022-2032 (Statisticon, 2023) och antagandet att ökningen fortsätter linjärt efter 2032. Det har antagits att mängden slam, och därmed biogaspotentialen, ökar i samma takt, vilket ses i Tabell 4 nedan.

Tabell 4: Biogas från avloppsslam på Gotland

Biogaspotential	
År	GWh
2020	4,4
2030	4,6
2040	4,8
2050	5,1

Tabell 4 visar att en viss ökning av biogaspotentialen från avloppsslam förväntas ske över tid. Det har vidare antagits att nuvarande avloppsreningsverk har befintlig kapacitet för att hantera de ökade slammängderna.

5.3 Industriavfall

Industriavfall som uppkommer på Gotland och som är lämpliga för att röta och producera biogas från inkluderar: slakteriavfall, drank från bryggerier, kasserade grönsaker och ensilagerester. Dessa avfall och restprodukter används idag i biogasproduktion i BroGas anläggning i Visby. Det motsvarar 6,2 GWh. Möjligheten att öka produktionen baserat på industriavfall bedöms som låg då de industriavfall som identifierats och bedömts som attraktiva för biogasproduktion redan används för detta.

5.4 Restprodukter från jordbruk

Restprodukter från jordbruket kan vara växtodlingsrester eller gödsel. På Gotland har växtodlingsrester såsom blast, vall och potatis för biogasproduktion bedömts vara så pass liten potential att den försummas i denna sammanställning. Den teoretiska potentialen från halm är stor (Linné et al., 2008) men p.g.a. konkurrerande avsättning inom framförallt djurhållning exkluderas den i denna sammanställning, se Tabell 5. Dock ingår halm i beräkningen av biogaspotential från fastgödsel då halm används i stallarna.

Tabell 5: Biogaspotential från restprodukter från Gotlands jordbruk

	GWh
Teoretisk potential	146
Praktisk potential	99

Potentialen för biogas från gödsel finns från olika djurbesättningar: nöt, svin, häst, fjäderfä och får och uppgår till 99 GWh, se Tabell 6 för en fördelning av denna potential (Linné et al., 2008).

Tabell 6: Biogaspotential från gödsel på Gotland (Linné et al., 2008)

Djurslag	GWh
Nöt	68
Svin	17
Häst	7,5
Fjäderfä	4
Får	2,5
Totalt	99

Vidare skiljer man på fast- och flytgödsel. Fastgödsel definieras som stapelbart upp till minst 1 m och med en torrsubstans över 20 %. Flytgödsel definieras som pumpbart och med en torrsubstans under 12 %. I fastgödsel ingår en viss mängd halm eftersom halm strös på golvet under djurskötsel.

5.5 Total potential för Gotland

I Tabell 7 ses den totala praktiska biogaspotentialen för Gotland vid olika årtal. Det är mycket lite skillnad mellan de olika åren eftersom restprodukter från jordbruk inte antas förändras. Skillnaden beror på att matavfall antas bli mer och mer utsorterat över tid samt att mängden biogas från avloppsslam ökar linjärt med befolkningsökningen, medan övriga potentialer har antagits vara oförändrade över tid. Den absolut största ökningen jämfört med vad som röts idag ligger i en ökad användning av gödsel. Som redovisades i avsnitt 5.4 så finns det en relativt stor potential i halm som inte har räknats med i den praktiska utan endast i den teoretiska potentialen, bl.a. av ekonomiska skäl. Potentialen för biogas från halm är inte heller medräknad i modellen TIMES-Gotland. Skulle de ekonomiska förutsättningarna för biogasproduktion ändras så kan denna råvara bli attraktiv och räknas in i den praktiska potentialen. Den praktiska biogaspotentialen är ett rörligt mål som kommer att fortsätta ändras över tid.

Tabell 7 Praktisk biogaspotential för Gotland vid olika årtal

Praktisk biogaspotential	
År	GWh
2022	113
2030	114
2040	116
2050	117

6 Biogasanläggningar på Gotland

6.1 Befintliga anläggningar

Idag finns två produktionsanläggningar för biogas på Gotland, samrötningsanläggningen BroGas lokaliserad utanför Visby samt slamrötningsanläggningen vid Visby kommunala avloppsreningsverk. BroGas rötar en rad olika material: matavfall, industriellt livsmedelsavfall och gödsel. Industriavfallet inkluderar bland annat slaktavfall från företaget Protos. Ägarna till BroGas planerar att öka produktionen med ytterligare gödsel, för att möta en förväntad ökad efterfrågan till år 2027 (Sudergas AB, 2023). Befintlig och planerad produktion och användning av biogas vid de två anläggningarna ses i Tabell 8 och Tabell 9 nedan.

Tabell 8: Befintlig och planerad produktion och användning av biogas vid BroGas biogasanläggning (Miljödata, 2023)

Råvara vid produktion	GWh
- Matavfall	3,3 (12%)
- Industriavfall	6,2 (22%)
- Gödsel	18 (65%)
Total produktion	27,6 (100%)
Planerad expansion	
- Gödsel	10 GWh
Användning av gasen från BroGas	GWh
- Fordonsgas	20 (72%)
- Industri (uppgraderad gas)	0,4 (1%)
- Industri (rågas)	3,3 (12%)
- Intern användning	4,2 (15%)

Tabell 9: Produktion och användning av biogas vid Visby allmänna reningsverk (Miljödata, 2023)

Råvara vid produktion	GWh
-----------------------	-----

- Slam	4,4 (100%)
Användning av gasen från BroGas	GWh
- Fordonsgas	1,8 (41%)
- Värmeproduktion hos GEAB	0,4 (9%)
- Intern användning	2,2 (50%)

Som framgår ur tabellerna så använder den lokala industrin både rå och uppgraderad biogas från anläggningen BroGas. Ett lokalt chipsföretag (Gotlandschips) använder uppgraderad gas och ett lokalt slakteri (Protos) använder rågas. Rågas från anläggningen BroGas används också av Gotlands Fastbränsle AB som producerar trycksatt ånga för användning i Arlas mejeri (Miljödata, 2023).

6.2 Planerade nya anläggningar

Det finns planer på en ny anläggning på Gotland, SuderGas. SuderGas skulle vara belägen nära Hemse på södra halvan av Gotland. Anläggningen planeras använda gödsel och producera ca 30 GWh biogas per år (Miljödata, 2023). Av denna gasmängd kan ca 10–15 % antas användas internt och resten uppgraderas och användas antingen inom sjöfart eller som fordonsgas. Företaget söker förnärvarande miljötillstånd (Sveriges radio, 2024).

6.3 Potential för ytterligare anläggningar

I det följande beskrivs potential och alternativ för ytterligare biogasanläggningar på Gotland, utöver de befintliga och redan planerade.

6.3.1 Substratunderlag och anläggningsstorlekar

Utifrån bedömningen av substratmängder och substrattyper som finns tillgängliga för ytterligare biogasproduktion på Gotland framgår att det finns en outnyttjad potential för att tillverka biogas från olika gödselslag (se avsnitt 5.4). Givet den befintliga biogasproduktionen i Visby, den planerade expansionen vid BroGas samt den planerade nya anläggningen i Hemse så finns ett begränsat utrymme för ytterligare anläggningar på Gotland. En viss potential för att röta ytterligare material finns på norra delen av ön och där skulle ytterligare ca 30 GWh kunna

produceras från gödsel givet vissa antaganden om transportekonomi och energibalanser. Det har antagits att man kan hämta fastgödsel respektive flytgödsel från olika distanser, se avsnitt 6.4 nedan. Detta skulle innebära att det totalt skulle produceras knappt 90 GWh biogas från gödsel på Gotland, vilket är något lägre än den praktiska potentialen (99 GWh). Den resterande potentialen om ca 10 GWh är utspridd och antas inte kunna fångas upp i någon av de mellanstora anläggningar som behandlas i denna rapport. Den kvarvarande potentialen skulle dock kunna tas om hand i några gårdsbiogasanläggningar som producerar värme och el för lokalt behov alternativt uppgraderar biogasen till fordonskvalitet.

Med ökad befolkningstillväxt och ändrade vanor och förutsättningar för utsortering av matavfall förväntas biogaspotentialen från matavfall och avloppsslam med tiden öka. Den ökade mängden avloppsslam antas omhändertas på befintligt reningsverk i Visby och utgör därmed inte underlag som substrat till tillkommande anläggningar. Ökningen av matavfallsmängder över tid bedöms kunna hanteras på befintliga och planerade biogasanläggningar. Ökat kapacitetsbehov för förbehandling av matavfall har antagits ombesörjas på befintlig förbehandlingsanläggning för matavfall. Substratbas till ytterligare anläggningar utgörs därmed av gödsel.

Som underlag till modellen har 3 olika storlekar (30, 5 respektive 2 GWh/år) på eventuella tillkommande biogasanläggningar tagits fram för vilka resursförbrukning, investeringskostnader etc tagits fram. Anläggningarna har definierats utifrån en bestämd substratmix baserad på de tillgängliga mängderna gödsel som finns på Gotland (se Tabell A2). Tillgängliga mängder och gödselslag har antagits fördelas på samma sätt på samtliga (såväl befintlig, planerad och eventuellt tillkommande) biogasanläggningar. Detta är en förenkling av verkligheten, men bedöms ändå ge tillräcklig noggrannhet för att kunna ge modellen förutsättningar för beräkning och optimering av eventuell nyetablering av biogasproduktion på Gotland. Antagandet innebär att TS-halten i substratmixen blir förhållandevis hög, cirka 14 %, vilket antas hanteras med specifik utrustning för inmatning och förbehandling av fastgödsel före rötning i totalomblandade rötkammare (så kallad våtrötning). Beroende på vilken djurhållning som finns på gården/gårdarna där eventuell gårdsbiogasanläggning placeras vid kommer gödselmixen till dessa anläggningar avvika från vad som antagits i Tabell 10-Tabell 12. Ifall av större andel fastgödsel kommer spädvätska behöva tillsättas, och ifall av högre andel flytgödsel kan biogasproduktionen komma att bli lägre än vad som antagits. Rötkammarvolymerna har i de tekno-ekonomiska beräkningarna (se avsnitt 6.3.2) valts för att kunna rymma även behov av tillsättning av spädvätska. I Tabell 10-Tabell 12 visas substratmix för de 3 olika storlekarna på eventuella tillkommande anläggningar. Uppskattningen av biometanpotential har gjorts med följande ekvation, från (Lindfors and Feiz, 2023):

$$\text{BMP} = \text{BA}_{\text{TS}} * \text{VS}_{\% \text{ av TS}} * \text{BY} * \text{EC}$$

Där BMP är biometanpotential i GWh/år, BA_{TS} är mängd biomassa i ton torrsubstans, VS är glödförlust (eng: Volatile solids) som procent av totalt torrsubstans, BY är biometanutbytet (eng: Biomethane Yeild) per ton glödförlust, EC är effektivitetskoefficient som återspeglar vad BMP kan vara i en anläggning av kommersiell storlek.

Tabell 10. Substratmix för potentiell ny biogasanläggning på 30 GWh/år på Gotland.

Substrat	Ton våtvikt	TS (%)	Ton TS	VS av TS (% av TS)	BY (Nm ³ CH ₄ /Ton VS)	BMP (GWh/år)
Flytgödsel - svin	23 632	8	1 891	80	268	4,0
Fastgödsel - svin	2 337	25	584	80	238	1,1
Flytgödsel -ko	57 545	8	4 604	80	210	8,7
Fastgödsel -ko	28 343	25	7 086	80	238	11,9
Fjäderfärgödsel	1 542	42	648	76	247	1,2
Hästgödsel	5 587	30	1 676	80	170	2,3
Fårgödsel	1 266	30	380	80	250	0,8
Summa	120 253	14 %	16 868			30,0

Tabell 11. Substratmix för potentiella nya biogasanläggningar 5 GWh/år på Gotland.

Substrat	Ton våtvikt	TS (%)	Ton TS	VS av TS (% av TS)	BY (Nm ³ CH ₄ /Ton VS)	BMP (GWh/år)
Flytgödsel - svin	3 939	8	315	80	268	0,7
Fastgödsel - svin	390	25	97	80	238	0,2
Flytgödsel -ko	9 591	8	767	80	210	1,5
Fastgödsel -ko	4 724	25	1 181	80	238	2,0
Fjäderfärgödsel	257	42	108	76	247	0,2
Hästgödsel	931	30	279	80	170	0,4
Färgödsel	211	30	63	80	250	0,1
Summa	20 042	14 %	2 811			5,0

Tabell 12. Substratmix för potentiella nya biogasanläggningar 2 GWh/år på Gotland.

Substrat	Ton våtvikt	TS (%)	Ton TS	VS av TS (% av TS)	BY (Nm ³ CH ₄ /Ton VS)	BMP (GWh/år)
Flytgödsel - svin	1 575	8	126	80	268	0,3

Fastgödsel - svin	156	25	39	80	238	0,1
Flytgödsel -ko	3 836	8	307	80	210	0,6
Fastgödsel -ko	1 890	25	472	80	238	0,8
Fjäderfärgödsel	103	42	43	76	247	0,1
Hästgödsel	372	30	112	80	170	0,2
Färgödsel	84	30	25	80	250	0,1
Summa	8 017	14%	1 125			2,0

6.3.2 Resursförbrukning, drift- och investeringskostnader

Resursförbrukning, drift- och investeringskostnader har sammanställts för 3 olika typstorlekar för biogasanläggning: 30, 5 respektive 2 GWh/år.

30 GWh/år anläggningen består av en komplett traditionell våtrötningsanläggning med mesofil drift (cirka 37 °C), inkl. rötkammare och efterrötkammare, hygienisering genom pastörisering vid 70 °C, utrustning för lagring, förbehandling och inmatning av fastgödsel och biogödsellager. 5 och 2 GWh/år- anläggningarna representerar två olika storlekar på gårdsbiogasanläggningar som drivs vid mesofil temperatur och har totalomblandade rötkammare (så kallad våtrötning). Dessa är kompletta gårdsbiogasanläggningar utrustade med rötkammare (1 st för 2 GWh/år anläggningen respektive 2 st för 5 GWh/år) samt utrustning för förbehandling och inmatning av fastgödsel. Antagna resursförbrukningar, drift-, underhåll- och investeringskostnader sammanställs i tabellerna i Bilaga B.

För nyttiggörande av producerad biogas vid gårdsbiogasanläggningarna har två alternativa sätt beaktats: kraftvärmeproduktion med hjälp av en gasmotor respektive uppgradering till fordonsgaskvalitet med hjälp av membranuppgradering. Resursförbrukning, drift- och investeringskostnader för gasmotor respektive gasuppgradering har sammanställts för de ovan beskrivna två olika typstorlekar för biogasanläggning: 5 respektive 2 GWh/år.

I tabellerna i Bilaga D visar ekonomiska och tekniska data för tre olika uppgraderingsanläggningar: En uppgraderingsanläggning baserat på aaminskrubber med kapacitet motsvarande 30 GWhpa, en uppgraderingsanläggning baserat på membranteknik med kapacitet motsvarande 30 GWhpa, samt en uppgraderingsanläggning baserat på membranteknik med kapacitet motsvarande 5 GWhpa.

I Bilaga E visar ekonomiska och tekniska data för kompressorstationer, distribution av gas, uppgraderingsanläggningar och publik tankstation.

6.4 Energiåtgång och kostnader för att transportera gödsel till ny anläggning

För att beräkna energiåtgången för att transportera gödsel till en biogasanläggning på 30 GWh/år på norra Gotland har en rad antaganden gjorts. Det har antagits att andelen fast och flytande gödsel fördelar sig som ett genomsnitt för gödsel från Gotland (31% resp. 69%) (Linné et al., 2008). Detta antagande påverkar hur mkt gödsel som får plats i varje lastbilstransport, eftersom fast och flytande gödsel transporteras med olika lastbilstyper. När fastgödsel transporteras går lastbilen tom i ena riktningen. Men när flytgödsel transporteras så kan transporten i andra riktningen användas för att transportera biogödsel. Detta påverkar också energiåtgången att transportera råvaror till produktionen. En substratinventering med gödselpotentialer utmarkerade på en karta över Gotland har studerats (Miljödata, 2023)¹. Utifrån detta har ett genomsnittligt transportavstånd bedömts till 10 km. Detta innebär att gödsel hämtas inom en radie av 20 km från anläggningen. Detta kan jämföras med (Börjesson et al., 2016) som uppskattat ett liknande avstånd. Ett genomsnittligt avstånd på 10 km innebär totalt 20 km transport för flytgödsel och 40 km för fastgödsel enligt ovan resonemang. Energiåtgång per km transport och per ton för ilastning och urlastning har hämtats från (Börjesson et al., 2016). Dessa antaganden visas i Tabell 13 tillsammans med beräknad energiåtgång.

¹ Klimatklivetansökan för privat företag som karterat biogaspotentialen från gödsel på Gotland.

Tabell 13: Energiåtgång vid lastning och transport av gödsel till anläggning på norra Gotland

Antagande	
Andel fast- och flytgödsel	31% och 69%
Radie inom vilken gödsel hämtas	20 km
Genomsnittligt avstånd	10 km
Genomsnittlig transport fastgödsel inklusive transport av biogödsel tillbaka till lantbruk	40 km
Genomsnittlig transport flytgödsel inklusive transport av biogödsel tillbaka till lantbruk	20 km
Transportkapacitet lastbil för fastgödsel	20 ton
Transportkapacitet lastbil för flytgödsel	35 ton
Energiåtgång per km transport (Börjesson et al., 2016)	18 MJ/km/lastbil
Energiåtgång per ton i- och urlastning (Börjesson et al., 2016)	1,8 MJ/ton
Energiåtgång transport av gödsel för en 30GWh anläggning	0,66 GWh/år
Energibalans	2 %

Det framgår från Tabell 13 att 0,66 GWh energi går åt vid lastning och transport av gödsel samt returtransport av biogödsel. Det motsvarar 2% av den genererade biogasen.

Ekonomiska data för transport av gödsel innefattar energiåtgång enligt ovan, men även lön och kostnad för lastbil. Uppskattningar för detta har fått i personlig kommunikation med biogasexpert (Hjort, 2024) och ses i Tabell 14. Observera att kostnaden för att transportera biogödsel måste adderas till kostnaden för att transportera fast- respektive flytgödsel. Detta eftersom biogödsel är en biprodukt från biogastillverkning som måste transporteras tillbaka till gården (eller annan användare).

Tabell 14: Kostnader för gödselhantering

Arbetsmoment	Kostnad
Transport av flytande gödsel från gård till anläggning	40 - 80 kr/ton
Transport av fast gödsel från gård till anläggning	50 - 100 kr/ton
Transport av biogödsel från anläggning till gård	0 – 40 kr/ton

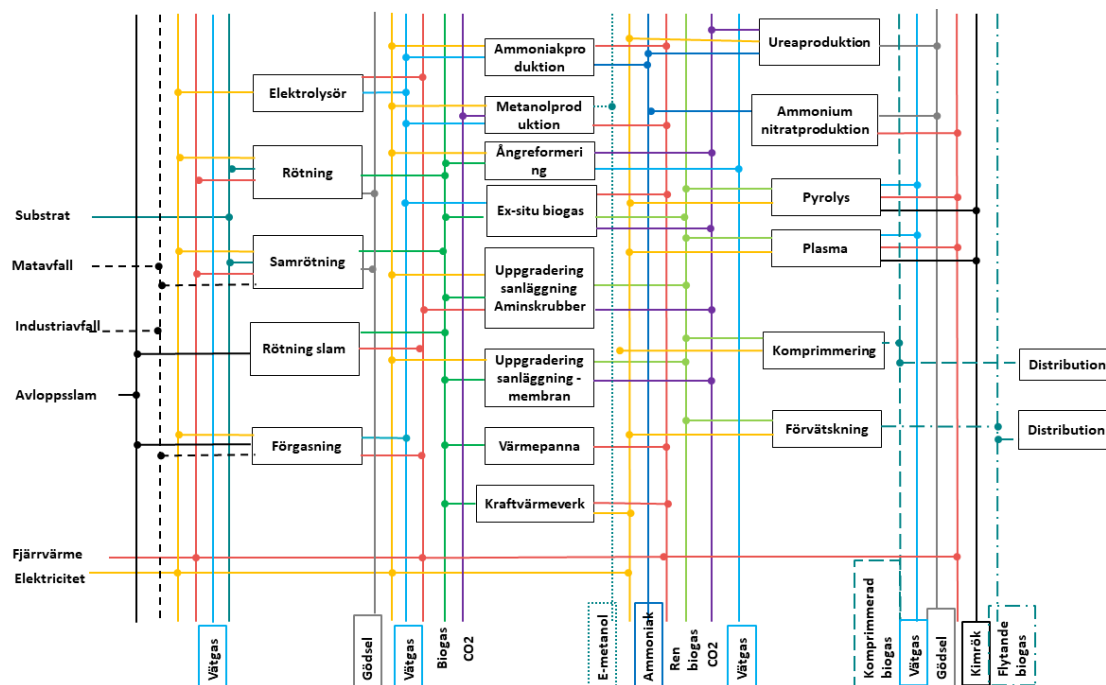
7 Tekniker för biogas- och vätgasproduktion

Tillgången på biomassa, biogas och förnybar el på Gotland gör det till ett lämpligt val för att etablera ett flexibelt energisystem. För att göra detta övervägs flera tekniker för Gotland där biometan och vätgas utgör en teknisk grund för att svara för öns framtida energibehov och för att forma framtida affärsmöjligheter där värdefulla gröna bränslen och biomaterial kan produceras och exporteras till de närliggande slutanvändarna. I följande kapitel beskrivs de tekniker som har modellerats i TIMES-Gotland. Kostnadsdata och energibalansantaganden för uppströms och nedströms tekniker som beskrivs i kapitlet och inte direkt är relaterade till biogas, har främst hämtats från Danska Energistyrelsens teknikcatalog (Energistyrelsen, 2024).

Framtidens moderna energisystem kommer att bygga på synergier mellan olika typer av teknologier där flexibilitet och tillförlitlighet är centrala aspekter. Synergien mellan biogasanläggningar, vätgasproduktion och nedströmsprocesser som ammoniak eller produktion av gröna kemikalier är exempel på en möjlighet som kan tillvaratas. Biogasanläggningar producerar biometan och biogen koldioxid, och elektrolysörer producerar vätgas och syrgas. Vätgas är en viktig pelare för utfasning av fossila bränslen genom direkt användning som bränsle eller för att syntetisera e-bränslen och e-kemikalier, direkt användning som kemikalie (exempelvis reduktionsmedel i stålproduktion), eller som en energibärare, där det kan lagras och transporteras (som vätgas, ammoniak och metanol). Koldioxidsnål (grön) vätgas kan erhållas antingen från elektrolysörer (som drivs med förnybar el) eller från förgasning och omvandling av biomassa av olika slag (biovätgas). Å andra sidan är elektricitet i sig en värdefull insatsvara där elektrifiering av många processer kan göras för att minska beroendet av fossila bränslen (som används för att ge den energi som krävs för fysiska, kemiska och biologiska reaktioner). Biogasanläggningar är också en producent av biometan och källa till biogen CO₂ som erbjuder en stor möjlighet att använda kol och väte i biomassa på ett koldioxidsnålt sätt, för en mängd olika tillämpningar.

För att underlätta förklaringen av teknikerna, deras synergier och tillämpningen av slutprodukten klassificeras processerna i denna rapport i två huvudgrupper, dvs. uppströms- och nedströmsprocesserna. Uppströmsprocesser motsvarar den typ av processer där väte, biometan och biogen CO₂ produceras. I detta fall är insatsvarorna förnybar el, biomassa av olika slag som kan omvandlas genom termokemiska eller biologiska processer (avloppsvatten, slam, skogsrester, organisk fraktion av kommunalt fast avfall, biprodukter från massa- och pappersindustrin, restprodukter från vingårdar osv.) och vatten. Nedströmsprocesserna är all

produktion från uppströmsprocesserna. Industriell CO₂ (förutom biogasanläggningar) används för att producera slutprodukter. I Figur 13 sammanfattas de uppströms och nedströmsprocesser, insatsvaror och produkter som är kopplade till varandra i TIMES-Gotland och därmed kan hitta synergier. Kostnadsdata och energibalansantaganden för uppströms och nedströms tekniker inte direkt relaterade till biogas har främst hämtats från Danska Energistyrelsens teknikkatalog (Energistyrelsen, 2024).



Figur 13 Tekniker, insatsvaror och produkter relaterade till biogas och vätgas.

Ett intressant alternativ till CCU-enheten är en urea-produktionsenhet. Urea är basen i de flera gödselmedel och skulle kunna vara av särskild betydelse för Gotland, inte bara för att användas på plats, utan också för att exporteras. Bland alla vanliga fasta kvävehaltiga gödselmedel har urea den högsta kvävehalten och mer än 85 % av all globalt producerad urea används i gödselmedel (Naz and Sulaiman, 2016). Numera importerar EU ungefär hälften av den urea (6 Mt) som behövs för gödselmedlen och resten (cirka 7 Mt) produceras i Europa (IEA, 2022b). Produktionen av urea i EU kräver 7,4 Mt ammoniak som till största del är fossilbaserad med växthusgasutsläpp på drygt 2 kg CO₂-ekv/kg NH₃ (Ghavam et al., 2021). Med el med låga CO₂-ekv-utsläpp per kWh har förnybar ammoniak låga utsläpp av växthusgaser. Tekniken för produktion av ammoniak och urea är mogen och finns på marknaden.

I de följande avsnitten diskuteras teknikerna, synergien mellan dem och flexibiliteten och tillämpningarna relaterade till dem i detalj.

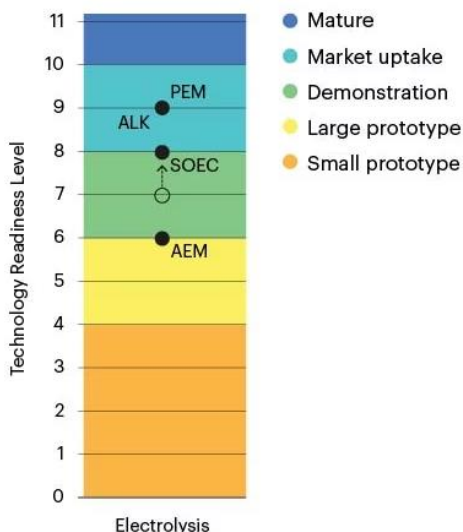
7.1 Uppströmstekniker – vätgas, koldioxid och metan

Som tidigare nämnts produceras vätgas till exempel genom elektrolys av vatten, eller förgasning av biomassa. Biogasanläggningarna producerar en blandning av biometan och koldioxid som kan uppgraderas för produktion av ren biometan och ren CO₂, eller direkt matas in i nedströmsprocesserna. I det följande presenteras elektrolysörer, förgasning och biogasanläggningars möjliga vätgasproduktion.

7.1.1 Elektrolysörer

Bland befintliga och elektrolysprojekt under utveckling kan tre huvudsakliga elektrolystekniker urskiljas: alkaliska, protonutbytesmembran (PEM) och fastoxidelektrolysceller (SOEC) (International Energy Agency, 2021b). Alkaliska system och PEM-system är kommersiellt tillgängliga medan SOEC är det minst utvecklade av de tre och kännetecknas av att ha ett betydligt lägre energibehov än de andra teknikerna, på bekostnad av ett betydande värmebehov vid höga temperaturer². Följaktligen är den tänkta användningen av SOEC (huvudsakligen) i konfigurationer där en värmekälla med hög temperatur finns tillgänglig – till exempel vid elektrobränsleproduktion eller på industrianläggningar. Till skillnad från SOEC är alkaliska elektrolysörer och PEM-elektrolysörer lågtemperaturtekniker som arbetar vid celltemperaturer på cirka 20 till 80 °C, och vanligtvis mot den högre delen av det intervallet (Shiva Kumar and Himabindu, 2021, Pilenga and Tsodotridis, 2018, Fuller and Harb, 2018). Elektrolysrstekniken befinner sig fortfarande i de slutliga utvecklings- och marknadsöversynsfaserna, men baserat på det framtida behovet av grön vätgas beräknas elektrolysörer från 2030 och framåt ha en etablerad marknad. Man måste komma ihåg att elektrolysörer måste drivas med förnybar el för att klassas som grön. Dessutom, för varje 1 kg producerad vätgas kommer minst 11 kg ultrarent vatten att konsumeras och tiotals liter vatten behövs för kylningens skull. Baserat på de utvärderingar som gjorts av International Energy Agency (IEA, 2024b) presenteras den tekniska mognadsnivån för elektrolysrsteknikerna i Figur 14.

² Energiförbehovet för elektrolysreaktionen är $\Delta H = \Delta G + T\Delta S$. Elbehovet för elektrolysreaktionen ges av förändringen i Gibbs fria energi (237,2 kJ/mol H₂ vid standardförhållanden), medan värmebehovet ges av termen $T\Delta S$ (48,6 kJ/mol H₂). Vid ökande temperaturer minskar ΔG medan $T\Delta S$ ökar. Följaktligen kan elektrolyscellens elförbrukning minskas på bekostnad av ökat värmebehov genom att arbeta vid högre temperaturer. Vid låga temperaturer är värmeförlusterna vid elektroderna mer än tillräckliga för att övervinna reaktionens värmebehov.



Figur 14 Elektrolysörstekniker och deras respektive mognadsgrad (IEA, 2024b).

7.1.2 Gasifieringstekniker

Förgasning är en termisk omvandlingsprocess vid hög temperatur genom vilken ett kolhaltigt material (till exempel fast biomassa, trä eller kol) omvandlas till en blandning av väte och kolmonoxid - känd som syngas - och koldioxid (gasformiga föreningar). Denna process görs vid temperaturer mellan 600 – 1000 °C och ett förgasningsmedium som luft, ånga eller CO₂ används (Zeng and Han, 2024). Den exakta sammansättningen av produkterna beror på flera faktorer, t.ex. typen av förgasare, råvarans karaktär och de förhållanden under vilka processen utförs. Oavsett råvara och sammansättningen av syngasen kan den användas för flera kemiska ändamål, från kemikalier och alkoholer till syntetiska bränslen. En annan relevant tillämpning av syntesgasen är produktion av vätgas via nedströmsprocesser (särskilt vatten-gas-skift-tekniken). I detta fall omvandlas allt kol (i de gaser som produceras vid förgasningen) till CO₂, och resten är vätgas. Vid uppgradering och rening erhålls ren vätgas och vid användning av biomassa som råvara för förgasare kallas den producerade vätgasen för biovätgas och är fossilfri. Detta är ett intressant fall för Gotland där bio-CO₂ och bio-vätgas produceras och kan användas vidare i synergi med andra teknologier. Ytterligare utveckling av förgasningstekniken bygger på att man använder syre och CO₂ som förgasningsmedel och använder specifika tekniker (t.ex. kemisk loopingteknik) där CO₂-avskiljning och gasrening är mycket enklare och processen är mer effektiv. De framväxande teknikerna fokuserar endast på förgasning av

biomassa och biogent avfall för att ta itu med bioekonomi och cirkularitet och fasa ut fossilbaserade tekniker (Heidenreich et al., 2016).

7.1.3 Biogasanläggningar

Beroende på vilken råvara som kommer in i röt-kammaren består den resulterande biogasen normalt av 55-65 % metan, 35-40 % CO₂ och mindre mängder syrgas samt orenligheter såsom svavel. Uppgraderad gas består av minst 90 % biometan, vilket är ett lämpligt bränsle för transport eller applikationer där ett gasformigt bränsle behövs. Biogas är en intressant produkt, inte bara för att den innehåller metan, utan också för att dess sammansättning möjliggör andra typer av omvandlingstekniker – till exempel ångreforming – där allt väte i biometan kan utvinnas som ren biovätgas, medan resten är bio-CO₂. Biogas kan matas in direkt i ångreformatörerna för att producera vätgas, och denna teknik är mogen och erbjuds av många teknikleverantörer i Europa. Nedströmsprocesserna och synergien mellan dem förklaras i följande avsnitt.

7.2 Nedströmstekniker – mot slutprodukter

Nedströmsprocesser kallas de processer via vilka slutprodukterna produceras (grön ammoniak, e-bränslen, biobränslen, grön vätgas, kimrök, biometan och gröna gödselmedel). I detta avseende finns det både mogen teknik (t.ex. ammoniaksyntes och ångreforming) och teknik under utveckling (e-bränslen, metanpyrolys och biogasanläggningar på plats). Dessa tekniker kommer att beskrivas i följande avsnitt. I detta projekt ligger fokus på mogna teknologier och de som är minst på TRL 6-7 (pilotdemonstration). Det finns flera tekniker vid TRL lägre än 5 som inte beaktas i detta projekt eftersom de saknar prestanda och ekonomiska data.

7.2.1 In-situ biogasanläggning

I ett in-situ metaniseringssystem tillsätts organiskt substrat och ytterligare grön vätgas till röt-kammaren där biogasen produceras. Den anaeroba nedbrytningsprocessen, genom in-situ-metoden, utnyttjar direkt de olika löslighetsegenskaperna hos CO₂ och CH₄ i rötrest-luten för att uppnå en hög metanhalt på 70-95 % (Yellezuome et al., 2023). Detta görs genom att ändra och justera driftsförhållanden som biogasflöde och tryck. Den största utmaningen med in-situ metanisering är fortfarande att säkerställa ett balanserat system, med tillräckliga nivåer av vätgas i lösningen, för att tillåta både acetogena och hydrogenotrofa mikrober att samexistera och samtidigt producera biogas och uppgradering till biometan. En annan utmaning är

beroendet av metanhalt och renhet vid tryck, då tryck upp till 100 bar krävs för att lämna en ren metanhalt på över 90 %.

7.2.2 Ammoniakenhet – grön ammoniak

Den globala produktionskapaciteten för ammoniak är cirka 183 miljoner ton per år, och den förutspås öka med 40 % fram till 2050 med Kina som den största producenten globalt. Ammoniakproduktion står för 450 Mt direkta CO₂-utsläpp plus 170 Mt indirekta CO₂-utsläpp, vilket motsvarar nästan två gånger stålproduktionen och fyra gånger cementproduktionen (IEA, 2022a, Ghavam et al., 2021). Tillgången på billiga råvaror (dvs. naturgas) i Ryssland, USA och Mellanöstern och kol i Kina har placerat dessa länder/områden bland de främsta producenterna av ammoniak. Den huvudsakliga industriella metoden för ammoniakproduktion är Haber-Bosch-processen (HB), där kväve och väte reagerar katalytiskt under en mycket hög driftstemperatur och ett mycket högt tryck (200–400 bar, 450–650 °C). I denna process erhålls kväve från en luftseparationsenhet (ASU), och vätgas tillförs från fossila resurser, främst naturgas (72 %) och kol (28 %) (Ghavam et al., 2021, DNV, 2020). Nackdelen med Haber-Bosch-tekniken är de höga utsläppen av växthusgaser, över 2,16 kg CO₂-ekv/kg NH₃ och en hög energianvändning på över 30 GJ/ton NH₃ på grund av de krävande driftsförhållandena. Grön ammoniak är ett koncept där den vätgas som krävs produceras från vatten och el via elektrolysörer, vilket minskar utsläppen relaterade till vätgasproduktion. På Gotland har detta en stor potential då elektrolysörer och förnybar el utgör grunden i framtidens energisystem. Elektrifiering av hela processen (luftseparationsenhet och ammoniaksyntesläggning) kan också ses som potentiellt fördelaktiga vägar för att minska de direkta och indirekta utsläppen ner till noll. 70 % av ammoniaken används globalt för produktion av gödselmedel, därför är det meningsfullt att överväga detta alternativ som genomförbart i framtida scenarier med koldioxidfria ekonomier.

7.2.3 CCU-enhet – e-bränslen (metanol, etanol, metan)

Avskiljning och användning av koldioxid (CCU) avser en rad processer och tillämpningar genom vilka CO₂ fångas in och används i syntes av olika produkter såsom CO₂-baserade syntetiska bränslen (e-bränslen) och kemikalier, eller andra produkter såsom cementbaserade material (i detta fall kallas det koldioxidfixering). E-bränslen är sådana som produceras genom hydrering av CO₂ med grön vätgas (från elektrolysörer) och kan omfatta alla bränslen som används för transport för att producera värme (förbränning) för kemiska reaktioner (IEA, 2024a). Nyttan av CCU för att begränsa klimatförändringarna beror på källan till CO₂. Om punktkällan till exempel är förbränning av naturgas och CCU används för att producera e-bränslen är det inte gynnsamt för klimatet eftersom kolet slutligen hamnar i atmosfären. När det

gäller biogen CO₂, till exempel från biogasanläggningar eller förbränning av biogent avfall, är fördelen uppenbar eftersom e-bränslen eller kemikalier produceras från en biogen kolkälla och kan ersätta den fossila. CCU-tekniker är under utveckling och inkluderar för det mesta produktion av CO från CO₂ som sedan blandas med vätgas (för att producera syngas). Syngasen matas sedan in i mogna syntestekniker som Fischer-Tropsch där olika produkter kan produceras (alkoholer, diesel, fotogen, etc.) (Schubert et al., 2001). TRL för CCU-teknologier har nått 6-7 där drift i pilotskala demonstreras. Ytterligare utveckling av dessa tekniker kräver enorma investeringar och utnyttjande av transportinfrastruktur för att samla in CO₂ från punktkällor vid CCU-anläggningen. På Gotland finns CO₂-punktkällor (avfallsförbränning, biogasanläggningar etc.) där synergien mellan CO₂ och grön vätgas kan adresseras.

7.2.4 (Bio)Metan- eller biogasångreforming – vätgas och koldioxid

Vid metanångreforming (MSR) önskas omvandlingen av metan till koldioxid och väte så att vid idealisk effektivitet bildas fyra mol väte från en mol metan. Om biogas (blandning av CO₂ och CH₄) ska användas som källa till metan måste först metan separeras från biogasen (resten är huvudsakligen CO₂). I detta fall krävs två separationsprocesser, en för metanseparation (från biogas, främst CO₂) och en efter ångreformeringsenheten för att återvinna rent väte. Kärnan i vätgasproduktionen från biometanreforming är ångreformeringsprocessen där metan reformeras vid hög temperatur för att producera en syngas av CO och H₂.

MSR är en väletablerad och mogen teknik. De flesta industriella ångreformeringsenheter arbetar vid temperaturer på 700-1000 °C och ett tryck mellan 15 och 30 bar och producerar en gas med 70-75 % H₂-innehåll (Minh et al., 2018). 70 % av den vätgas som konsumeras globalt tillverkas via SMR-processen där naturgas används. Att ersätta naturgasen med biometan – åtminstone i mindre inhemsk skala – kan bidra till en enorm minskning av koldioxidutsläppen. Dessutom är den CO₂ som produceras nästan ren och kan betraktas som biogen CO₂. Det är dock inte meningsfullt att återföra CO₂ från SMR-processen till nedströmsprocesser som e-bränslen, eftersom den kommer från biometan. Denna CO₂ kan släppas ut i atmosfären (noll CO₂-utsläpp) eller lagras eller fixeras i fast form (negativt CO₂-utsläpp). Eftersom biometan är den tänkta och huvudsakliga produkten från biogasanläggningar kan MSR spela en betydande roll i Gotland om biovätgas är avsett att produceras.

Vid direkt reformering av biogas krävs ingen separation av biometan. Tillsatsen av vatten är av flera skäl, framför allt för att undvika koks bildning, för att öka väteutbytet och för att minska den optimala temperaturen som krävs för fullständig (100 %) metanomvandling (Minh et al., 2018). En av de viktiga skillnaderna mellan metanångreforming och biogasångreforming är

deras tillgänglighet. Naturgas finns tillgänglig i stora mängder så att de konventionella metanångreformeringsanläggningarna skulle kunna fungera med mycket stor kapacitet. När det gäller biogas bör skalan för ångreformeringsenheten skräddarsys och utformas i enlighet med biogasens produktionskapacitet. Reformverk för biogas kan vara mycket mindre och kan till och med skilja sig åt på lång sikt beroende på de lokala planerna för biogasproduktionskapacitet. Dessutom kan det hända att den totala mängden biogas som produceras på en viss plats inte går till reformeringsanläggningen. Det är möjligt att en del av biogasen används för uppvärmning eller transport, och resten omvandlas till vätgas. Därför kan storleken på biogasångreformern minskas. Detta påverkar reformverkens utformning och ekonomi. Biogas reformer ligger på TRL 9 och erbjuds av till exempel Metacon i olika storlekar (20-300 Nm³/h biogasinmatning) som är bra alternativ för olika storlekar av biogasanläggningar.

7.2.5 Metanpyrolys – vätgas och kimirök (biokol)

Metanpyrolys är en väg för att producera ren vätgas och fast kol utan ytterligare reduktions- eller oxidationsmedel. Inget ytterligare ämne eller material behövs. Endast energi (i form av värme, mikrovågsenergi, plasma etc.) bryter ner molekylen så att ren vätgas och rent kol bildas. Renheten hos vätgas och kol kan nå 95 % respektive 100 %. De första teknikerna (i forskningsskala) inkluderade katalytiska processer, men svårigheten med raffinering av katalysatorer, återvinning av kol från katalysatorblandningen och inaktivering av katalysatorn (på grund av koldioxiddeposition), tillsammans med andra framväxande aspekter såsom elektrifiering, ledde till de nya teknikerna såsom plasma- eller mikrovågskrackning av metan (Ashik et al., 2015). I nya krackningsvägar används ingen katalysator, och ljusbåge eller plasma med mycket hög energi bryter ner metan (99-100 %) så att rent kol (ingen förorening) och väte (renheten beror på tekniken) erhålls direkt. 3 ton kol i form av kimirök produceras per ton vätgas från metanpyrolys. Kolet från metanpyrolysen är en ren typ (kimirök) med speciella tillämpningar i pigment, däck och litiumjonbatterier (Fan et al., 2020).

Beroende på dess kvalitet och karaktären på nedströmsprocesserna kan den producerade vätgasen användas för kemisk syntes, bränsleceller, som ett rent bränsle för uppvärmning (direkt förbränning där inget annat alternativ för att minska koldioxidutsläppen är genomförbart) eller reduktionsmedel i industrier som järn och stål. Det producerade kolet kan anta många olika former, från mycket ordnad till amorf form. Särskild uppmärksamhet bör ägnas åt de potentiella tillämpningarna och den ekonomiska aspekten av produktion av fast kol genom metankrackningsprocessen (Fulcheri et al., 2023). Den nuvarande globala årliga efterfrågan på koldioxid är cirka 20 Mt (Msheik et al., 2021) varav kimiröksmarknaden står för 15 Mt per år och kommer att växa till 18 Mt år 2030. Detta indikerar en enorm marknad för det kol som erhålls från metanpyrolys. Dessutom är kimiröken från metanpyrolys ett "grönt kol". Den

kimrök som produceras över hela världen produceras endast av fossilbaserade kolväten och det gröna kolet från metanpyrolys kan förhindra enorma utsläpp av CO₂.

Kimrök används bland annat i däck och industrigummi. Efterfrågan på kimrök kommer öka så länge det finns industrier, särskilt med den ökande användningen av kolnanomaterial och användningen av rent kol i cement- och stålindustrin, bläck och tryckning, transmissionsledningar etc. (som inte ingår i de 18 Mt år 2030). Om metanackning hittar sin väg till kommersialisering kommer kolproduktionen att öka kraftigt, vilket kommer att överstiga marknadens efterfrågan (producerat kol är tre gånger högre än väte, massbaserat). Avancerade tillämpningar kan sökas om mycket ordnade former av kol produceras där värde skapas istället för att binda det fasta kolet från metanackning.

Den höga temperatur som krävs för metanackning kan uppnås med nya metoder som solvärme, för att göra hela processen koldioxidfri. I detta fall koncentreras solenergin till reaktorkammaren där temperaturer på upp till 1800 °C kan uppnås. Vid dessa temperaturer förväntas en fullständig omvandling av metan (Amin et al., 2011). När det gäller plasma- och mikrovågsteknik är det oerhört viktigt att ta hänsyn till och validera energitillförseln, omvandlingen av metan samt mass- och energibalansen för att kunna utvärdera processens ekonomi.

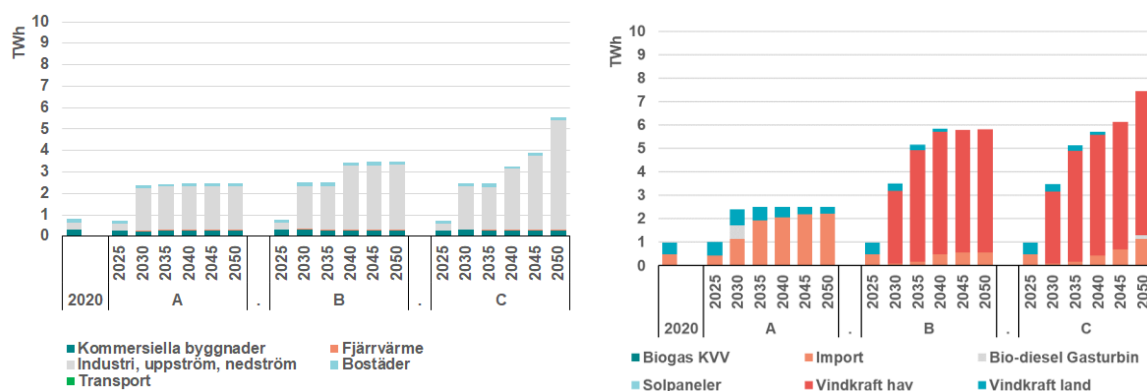
Metanpyrolys är en framväxande teknik som testas i industriell skala av Monolith i USA och kan betraktas som den enda ledande demonstrationsanläggningen i industriell skala. Denna vätgasproduktionsanläggning består av två anläggningar med totalt 13 plasmaenheter i Nebraska, USA, med en total kapacitet på 50 000 ton H₂ per år och 180 000 ton kimrök (Fulcheri et al., 2023). Det är den första metanpyrolysanläggningen i full kommersiell skala och använder förnybar el från sol och vind, och tekniken tillhandahålls av MONOLITH (von Keitz, 2021). De har 20 års förkontraktering av biometan och el och anläggningen skapade 100 direkta arbetstillfällen.

8 Resultat

Följande kapitel redovisar resultaten från optimeringarna med TIMES-Gotland för de tre scenarierna. Först presenteras elkonsumtion och eltillförsel. Sedan presenteras biogasproduktion och -konsumtion, följt av produktion av vätgas och elektrobränslen. Därefter visas resultaten för transportsektorerna bussar, godstransporter på väg och sjöfart. Sedan visas gödselproduktion och sist resultaten för värmesektorn på Gotland.

8.1 El

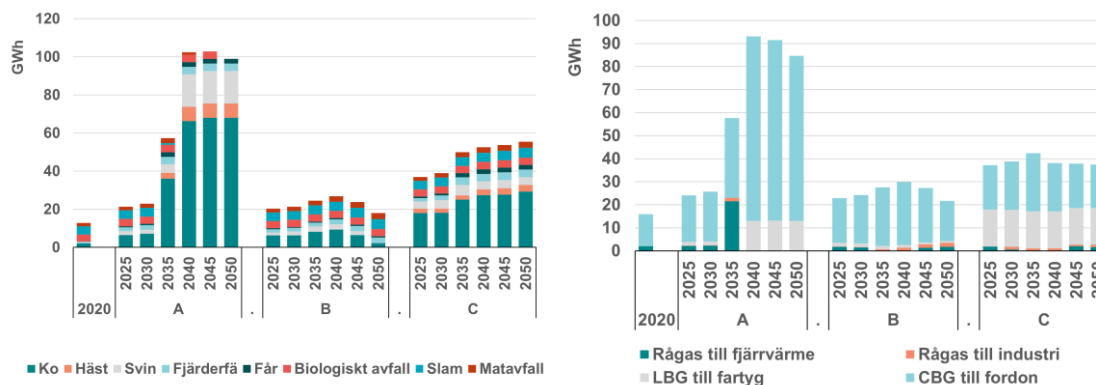
I Figur 15 visas konsumtionen och tillförseln av el till Gotland i den olika scenarierna. Alla scenarierna har samma konsumtion och tillförsel 2020, men skiljer sig från 2030 och framåt. Elkonsumtionen för cementproduktion och CCS är med i alla scenarier, vilket gör att industrins konsumtion är märkbart högre från 2030. Utan den havsbaserade vindkraften domineras eltillförseln av import från fastlandet, medan den havsbaserade vindkraften står för majoriteten av eltillförseln ifall den byggs. Import används för att balansera elsystemet när produktionen från vindkraft är låg eller noll. Med storskalig havsbaserad vindkraft så exporteras även en stor del till fastlandet. Men i scenarierna där havsbaserad vind byggs så är konsumtionen högre eftersom denna används i nyinvesterade elektrolysörer och ammoniakanläggningar.



Figur 15 Elkonsumtion (vänster) och tillförsel (höger). KVV: kraftvärmeverk

8.2 Biogas

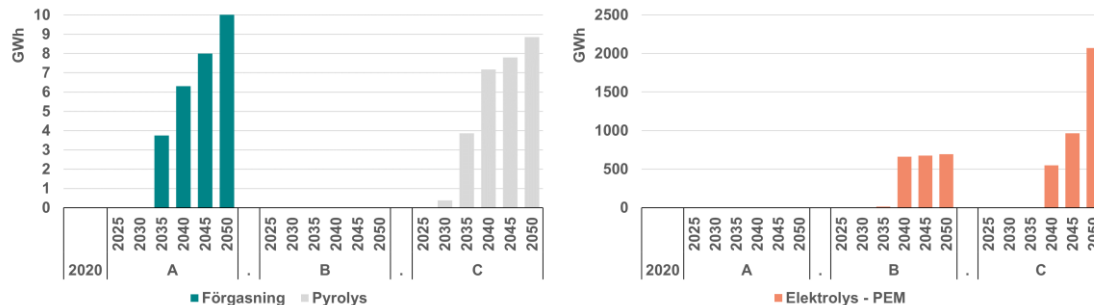
I Figur 16 visas hur mycket substrat som används för biogasproduktion i de olika scenarierna (vänster), och dess användning för energiändamål (höger). I figuren syns det att den högsta produktionen och användningen av biogas är i scenariot utan havsbaserad vindkraft, A, och att majoriteten av biogasen används som bränsle i vägtransporter genom uppgraderad och komprimerad biogas (CBG). I två av scenarierna, A och C, utnyttjas även biogas i fartygstransporter genom att biogasen uppgraderas och förvätskas (LBG). Att scenarierna med havsbaserad vindkraft, B och C, använder mindre biogas beror på att det blir lägre systemkostnad genom att elektrifiera fordonsflottan till en högre grad, och en stor del av de tillgängliga substraten för biogastillverkning utnyttjas därför inte eftersom vätgas och biometanol blir mer kostnadseffektivt.



Figur 16 Substratanvändning i biogasanläggningar (vänster) och användning för energiändamål av biogas i olika sektorer (höger). CBG: komprimerad biogas, LBG: förvätskad biogas

8.3 Vätgas/elektrobränslen

I Figur 17 visar resultaten för vätgasproduktion i de olika scenarierna. Vätgasproduktion från biomassa är ekonomiskt när det inte finns tillgång på havsbaserad vind och i fallet med havsbaserad vind och östersjömarknad. I båda fallen med havsbaserad vind produceras vätgas genom elektrolys varav en stor del går till transportsektorn, både vägfordon och fartyg, men framförallt går stora mängder till det sistnämnda.

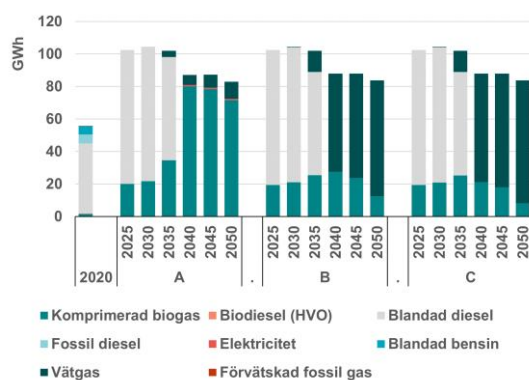


Figur 17 Produktion av vätgas baserat på biomassa (vänster) och elektricitet (höger). Lägg märke till de olika skalorna på y-axeln

I inget av scenarierna så produceras eller används lokalt producerade e-bränslen.

8.4 Bussar och godstransporter på väg

I Figur 18 presenteras resultaten för bränsleförbrukningen för bussar och godstransport. Resultaten visar en ökning av användningen av komprimerad biogas som bränsle. Från 2040 är biogas det dominerande bränslet för scenarier utan havsbaserad vindkraft, men en liten andel utgörs av vätgas. För scenarierna med havsbaserad vindkraft är resultatet de omvända, vätgas dominerar bränsleanvändningen, men en liten andel utgörs av biogas. I alla scenarier är det kostnadseffektivt att använda diesel ända fram tills 2035.

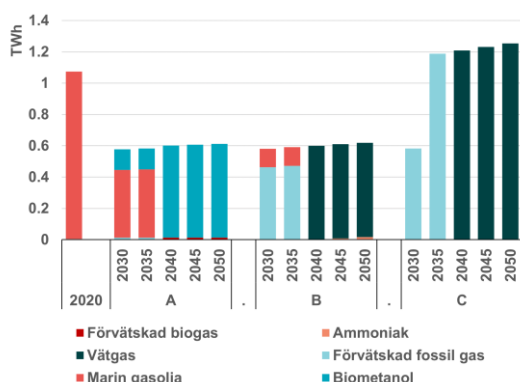


Figur 18 Bränsleanvändning för bussar och godstransporter.

8.5 Sjöfart

I Figur 19 presenteras resultaten för bränsleanvändning för fartyg. Resultaten visa att för fallen med havsbaserad vindkraft så är användning av lokalt producerad vätgas det mest

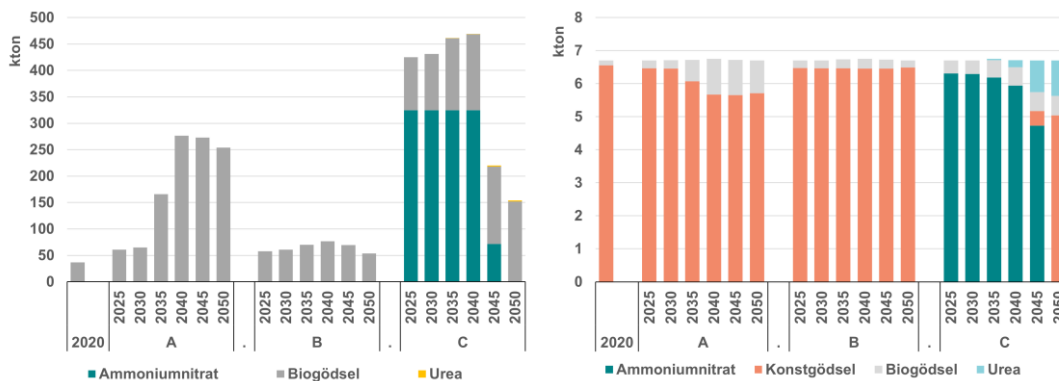
kostnadseffektiva från 2040 då användningen av fossila bränslen inte är tillåten. För fallet utan havsbaserad vindkraft är det import av biometanol som dominerar bränsleanvändningen. Innan 2040 är dominerat bränsleanvändningen av fossila bränslen, antingen marin gasolja eller förvätskad fossil gas, beroende på scenario.



Figur 19 Bränsleanvändning för fartyg. Notera att den stora bränsleanvändningen från 2035 i scenario C beror på att det hela bränslebehovet för fartygen ska täckas med bränslen från Gotland, medan det i scenario A och B så ska halva behovet täckas från Gotland.

8.6 Gödsel

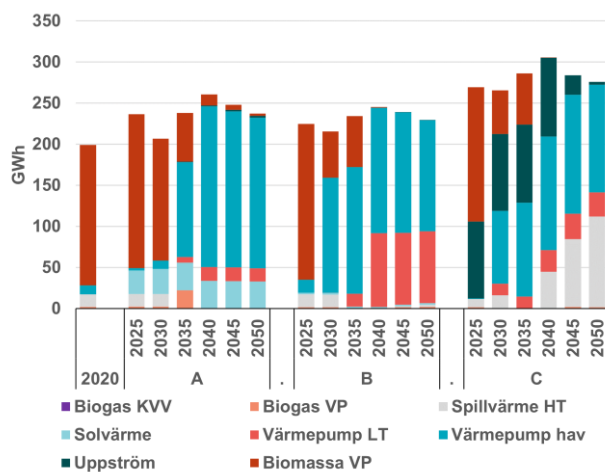
I Figur 20 visas den lokala gödselproduktionen (vänster) och kvävetillförseln genom gödsling (höger). I alla scenarier produceras biogödsel vid produktion av biogas, men i alla scenarier så är denna lokala biogödselproduktion otillräcklig för att täcka kvävebehovet på Gotland. En stor del av kvävet importeras därmed genom import av konstgödsel, eller lokal produktion av ammoniumnitrat och urea. Tillverkning av ammoniumnitrat kräver tillförsel av ammoniak, vilket kräver tillförsel av vätgas. I scenariot med östersjömarknad och havsbaserad vindkraft är det ekonomiskt att tillverka vätgas genom elektrolys som sedan används för produktion av ammoniak. Denna ammoniak används sen för ammoniumnitrat som exporteras och används som gödsel på Gotland.



Figur 20 Lokal produktion av gödsel (vänster), och slutgiltig kvävetillförsel genom gödsling (höger).

8.7 Värme

I Figur 21 visas fjärrvärmeproduktionen på Gotland. I alla scenarier så används mestadels biobränsle som bränsle för att sedan gå över till att använda värmepumpar av olika slag i de senare åren. I scenariot med östersjömarknad och havsbaserad vindkraft så kommer även en stor del av tillförseln från uppströmstekniker och användning av högt tempererad spillvärme.



Figur 21 Fjärrvärmeproduktion. KVV: kraftvärmeverk, VP: värmepanna, LT: låg temperatur, HT: hög temperatur

För de användare som inte använder fjärrvärme som värmekälla så är pellets den dominerande värmekälla i alla scenarier, men även bergvärme används till viss del.

9 Slutsatser

Resultaten visar hur kopplingarna ser ut mellan de olika energisektorerna; värme, el och transportbränslen. Särskilt tydligt syns påverkan på teknikval i transport-, industri- och värmesektorn om god tillgång till förnybar el från havsbaserad vindkraft finns eller ej:

- Utan havsbaserad vindkraft – Fokus på biogas för godstransporter på väg och bussar.
- Med havsbaserad vindkraft – Vätgas ersätter delvis biogas för godstransporter, men ökad biogasproduktion behövs i alla scenarier.
- Med havsbaserad vindkraft – Vätgasbaserade tekniker dominerar för bränslen och konstgödselproduktion.

Om havsbaserad vindkraft byggs, kan styrmedel behövas för att främja nyttjandet av biogas eftersom det bidrar till ett andra nyttor, såsom att minska emissioner från jordbruk

Resultat av kartläggning av biogaspotential på Gotland:

- Det finns gödselresurser på Gotland så att biogasproduktionen skulle kunna ca tredubblas till 2040 (dagens anläggning i Visby, plus två till lika stora anläggningar på södra respektive norra Gotland).

Resultat av kostnadsminimering av Gotlands värme-, el- och transportsektor till år 2050:

- Biogasen kan täcka i princip hela busstrafikens bränslebehov, plus ca halva godstrafiken på land.
- Sjöfartens bränslebehov är i en annan storleksordning, ca 10 gånger större än den landbaserade trafiken på Gotland (om man beaktar att halva bränsleanvändningen belastar respektive hamn som ett fartyg går mellan). "Inhemska" bränslen klarar inte att täcka detta om man inte i framtiden återupptar planerna på stora vindkraftsparker till havs, så att el blir tillgänglig för produktion av sjöfartsbränsle, t ex vätgas.
- Om man i framtiden återupptar planerna på stora vindkraftsparker till havs i närheten av Gotland förändras förutsättningarna i Gotlands energisystem väldigt mycket.
 - I och med stor tillgång på el kan man producera "inhemskt" bränsle i form av vätgas till sjöfarten.
 - Även annan elintensiv industri skulle kunna etableras, såsom exempelvis fossilfri konstgödselproduktion.
 - Värmesektorn skulle påverkas genom att det blir mer gynnsamt att använda värmepumpar.

Under slutskedet av arbetet med denna studie, november 2024, beslutade regeringen att avslå alla havsbaserade vindkraftsplaner i närheten av Gotland (Regeringskansliet, 2024). Avslaget motiverades med att vindkraftsplanerna står i konflikt med försvarets intressen. Detta gör att scenarierna med storskaliga vindkraft till havs är mindre aktuella och kanske främst har ett hypotetiskt intresse att studera.

10 Referensförteckning

- AMIN, A. M., CROISSET, E. & EPLING, W. 2011. Review of methane catalytic cracking for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36, 2904-2935.
- ASHIK, U. P. M., WAN DAUD, W. M. A. & ABBAS, H. F. 2015. Production of greenhouse gas free hydrogen by thermocatalytic decomposition of methane – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44.
- AVFALL SVERIGE 2009. Substrathandbok för biogasproduktion.
- BAUER, F., HULTEBERG, C., PERSSON, T. & TAMM, D. 2013. Biogas upgrading – Review of commercial technologies.
- BÖRJESSON, P., LANTZ, M., ANDERSSON, J., BJÖRNSSON, L., FREDRIKSSON MÖLLER, B., FRÖBERG, M., HANARP, P., HULTEBERG, C., IVERFELDT, E., LUNDGREN, J., RÖJ, A., SVENSSON, H. & ZINN, E. 2016. METHANE AS VEHICLE FUEL – A WELL-TO-WHEEL ANALYSIS (METDRIV).
- CORDOVA, S. S., GUSTAFSSON, M., EKLUND, M. & SVENSSON, N. 2022. Potential for the valorization of carbon dioxide from biogas production in Sweden. *Journal of Cleaner Production*, 370.
- DESTINATION GOTLAND 2024. Trafikvolym Destination Gotland december 2023.
- DNV 2020. Ammoniak som marint bränsle.
- ENERGICENTRUM GOTLAND. 2024. *Smartroad Gotland* [Online]. Available: <https://energicentrum.gotland.se/project/smartroad-gotland/> [Accessed].
- ENERGIMYNDIGHETEN 2024. Kommunal och regional energistatistik.
- ENERGISTYRELSEN. 2024. *Technology Catalogues* [Online]. Available: <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics> [Accessed].
- FAN, Y., FOWLER, G. D. & ZHAO, M. 2020. The past, present and future of carbon black as a rubber reinforcing filler – A review. *Journal of Cleaner Production*, 247.
- FULCHERI, L., ROHANI, V.-J., WYSE, E., HARDMAN, N. & DAMES, E. 2023. An energy-efficient plasma methane pyrolysis process for high yields of carbon black and hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48, 2920-2928.
- FULLER, T. & HARB, J. 2018. *Industrial Electrolysis, Electrochemical reactors, and Redox-Flow Batteries*, John Wiley & Sons.
- GHAVAM, S., VAHDATI, M., WILSON, I. A. G. & STYRING, P. 2021. Sustainable ammonia production processes. *Frontiers in Energy Research*, 9.
- HEIDELBERG MATERIALS. 2024. *Hamnen i Slite* [Online]. Available: <https://www.cement.heidelbergmaterials.se/sv/slite> [Accessed].
- HEIDENREICH, S., MÜLLER, M. & FOSCOLO, P. U. 2016. *Advanced Biomass Gasification*.
- HJORT. 2024. RE: Personlig kontakt med biogasexpert.
- IEA 2022a. Global Hydrogen Review 2022.
- IEA. 2022b. *Production, consumption and trade of urea in selected countries and regions, 2020* [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/production-consumption-and-trade-of-urea-in-selected-countries-and-regions-2020> [Accessed].
- IEA. 2024a. *CO2 Capture and Utilisation* [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/co2-capture-and-utilisation> [Accessed].
- IEA. 2024b. *Technology readiness levels of electrolyser technologies* [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers> [Accessed].

- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY 2021b. Hydrogen Projects Database.
- IVL SVENSKA MILJÖINSTITUTET. 2024. *Got Heat: En energisystemmodell för Gotland* [Online]. Available: <https://www.ivl.se/vart-erbjudande/forskning/energi/got-heat.html> [Accessed].
- LINDFORS, A. & FEIZ, R. 2023. The current Nordic biogas and biofertilizer potential: An inventory of established feedstock and current technology.
- LINNÉ, M., EKSTRANDH, A., ENGELSSON, R. & PERSSON, E. 2008. Den svenska biogaspotentialen från inhemska råvaror.
- LOULOU, R., GOLDSTEIN, G., KANUDIA, A., LETTILA, A. & REMME, U. 2016. Documentation for the TIMES Model-Part-I.
- MILJÖDATA 2023. Ej publik och underliggande data till miljöredovisning för olika gotländska företag.
- MINH, D. P., SIANG, T. J., VO, D.-V. N., PHAN, T. S., RIDART, C., NZIHOU, A. & GROUSET, D. 2018. Hydrogen production from biogas reforming: an overview of steam reforming, dry reforming, dual reforming, and tri-reforming of methane. In: CATHERINE, A.-P. (ed.) *Hydrogen supply chains : design, deployment and operation*. Elsevier.
- MSHEIK, M., RODAT, S. & ABANADES, S. 2021. Methane Cracking for Hydrogen Production: A Review of Catalytic and Molten Media Pyrolysis. *Energies*, 14.
- MY NEWS DESK. 2024. *Bergkvarabuss i nysatsning med Destination Gotland* [Online]. Available: <https://www.mynewsdesk.com/se/mekka-traffic-group/news/bergkvarabuss-i-nysatsning-med-destination-gotland-468850> [Accessed].
- NATURVÅRDSVERKET. 2023. *Producentansvar för förpackningar* [Online]. Available: <https://www.naturvardsverket.se/vagledning-och-stod/producentansvar/producentansvar-for-forpackningar/forpackningsavfall-fran-verksamheter/> [Accessed].
- NAZ, M. Y. & SULAIMAN, S. A. 2016. Slow-release coating remedy for nitrogen loss from conventional urea: A review. *Journal of Controlled Release*, 225.
- PILENGA, A. & TSODOTRIDIS, G. 2018. EU Harmonised Terminology for Low Temperature Water Electrolysis for Energy Storage Applications.
- REGERINGSKANSLIET. 2024. *Havsbaserad vindkraft* [Online]. Available: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/miljo-och-klimat/havsbaserad-vindkraft/> [Accessed].
- REGION GOTLAND. 2024a. *RE: Personlig kommunikation februari 2024*.
- REGION GOTLAND 2024b. Trafikförsörjningsprogram 2024-2033 (Remissversion).
- REGION GOTLAND. 2024c. *Visby avloppsreningsverk* [Online]. Available: <https://www.gotland.se/visbyreningsverk> [Accessed].
- SCHUBERT, P. F., BAYENS, C. A., WEICK, L. & HAID, M. O. 2001. Expanding Markets for GTL Fuels and Specialty Products. *Studies in Surface Science and Catalysis*, 136, 459-464.
- SHIVA KUMAR, S. & HIMABINDU, V. 2021. Hydrogen production by PEM water electrolysis - A review. *Material Science for Energy Technologies*, 2, 442-454.
- STATISTICON 2023. Delområdesprognos 2023-2032.
- STRÖMMA TURISM OCH SJÖFART AB. 2024. *RE: Personlig kommunikation februari 2024*.
- SUDERGAS AB 2023. Samrådsunderlag för avgränsningssamråd

inför tillståndsansökan enligt miljöbalken för biogasanläggning

(inklusive uppgradering och komprimering).

SVENSK KOLLEKTIVTRAFIK. 2024. *FRIDA miljö- och fordonsdatabas* [Online]. Available:

<https://frida.port.se/svkfrida/ntal/publik.cfm> [Accessed].

SVERIGES MILJÖMÅL. 2024. *Utsläpp av klimatpåverkande gaser i Gotlands län* [Online]. Available:

<https://sverigesmiljomal.se/miljomalen/begransad-klimatpaverkan/klimatpaverkande-utslapp/gotlands-lan/#ChartTabContainer> [Accessed].

SVERIGES RADIO. 2024. *Biogasbråket i Hemse: "Man känner sig maktlös"* [Online]. Available:

<https://sverigesradio.se/artikel/biogasbraket-i-hemse-man-kanner-sig-maktlos> [Accessed].

TRAFIKANALYS 2023a. Lätta lastbilar 2022.

TRAFIKANALYS 2023b. Sjötrafik 2022.

TRAFIKANALYS. 2024a. *Lastbilstrafik* [Online]. Available:

<https://www.trafa.se/vagtrafik/lastbilstrafik/?cw=1> [Accessed].

TRAFIKANALYS 2024b. Regional linjetrafik 2023.

TRAFIKVERKET 2021. Analys av alternativa modeller för färjetrafik till Gotland.

TRAFIKVERKET 2023. Prognos för godstransporter 2040 -Trafikverkets Basprognoser 2023.

VON KEITZ, M. 2021. *Methane Pyrolysis for Hydrogen– Opportunities and Challenges* [Online].

Available: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-09/h2-shot-summit-panel2-methane-pyrolysis.pdf> [Accessed].

YELLEZUOME, D., ZHU, X., LIU, X., LIU, X., LIU, R., WANG, Z., LI, Y., SUN, C., HEMIDA ABD-ALLA, M. & RASMEY, A.-H. M. 2023. Integration of two-stage anaerobic digestion process with in situ biogas upgrading. *Bioresource Technology*, 369.

ZENG, Y. & HAN, X. 2024. Co-Processing Biomass With Fossil Fuels. *Encyclopedia of Renewable Energy, Sustainability and the Environment*, 1.

Bilaga A – Data kring gödselpotential

Tabell A1: Data kring matavfallspotentialen (Avfall Sverige, 2009, Lindfors and Feiz, 2023)

Total produktionspotential inkl. det som används idag		Torrsubstans (TS)	VS som ande l av TS (VS av TS)	Biogasutbytte	Massa	Massa	Ton våtvikt. inkl. det som används idag
	[GWh/år]	[%]	[% av TS]	[Nm ³ CH ₄ /ton VS]	[ton VS/år]	[ton TS/år]	[ton/år]
Matavfallslurry 2022	3,33	15	87	529	631	726	4 838
Potential 2030	4,4	15	87	529	834	959	6 393
Potential 2040	5,6	15	87	529	1 062	1 220	8 136
Potential 2050	6,4	15	87	529	1 213	1 395	9 299
Teoretisk potential	8	15	87	529	1 517	1 743	11 623

TabellA2: Data kring gödselpotentialen (Avfall Sverige, 2009, Lindfors and Feiz, 2023, Miljödata 2023, egna bedömningar)

Total produktionspotential inkl. det som används idag		Torrsubstans (TS)	VS som andel av TS (VS av TS)	Biogasutbyte	Massa	Massa	Ton våtvikt. inkl. det som används idag
	[GWh/år]	[%]	[% av TS]	[Nm ³ CH ₄ / ton VS]	[ton VS/år]	[ton TS/år]	[ton/år]
Svin	17						
*varav flyt	13,34	8	80	268	4 991	6 239	77 987
*varav fast	3,66	25	80	238	1 543	1 928	7 713
Nöt	68						
*varav flyt	28,84	8	80	210	12 153	15 192	189 898
*varav fast	39,17	25	80	238	18 706	23 383	93 532
Häst	7,5	30	80	170	4 425	5 531	18 438
Fjäderfä	4	42	76	247	1 624	2 137	5 089
Får	2,5	30	80	250	1 003	1 254	4 179
Totalt	99				44 446	55 664	396 836

Tabell A3: Specifikationer kring användning av gödsel i den befintliga biogasproduktionsanläggningen BroGas.

	GWh	Fördelning baserat på energimängd	Varav nöt/svin (Viktbaserat)
Fast	12,0	66%	93% / 7%
Flytande	5,9	33%	85% / 15%
Höns	0,2	1%	
Total	18	100%	

Bilaga B – Antaganden resursförbrukning och kostnader för biogasanläggningar

Tabell B1. Antagen resursförbrukning, drift-, underhåll- och investeringskostnader för 30 GWh/år biogasanläggning inklusive utrustning för hantering av fasta substrat, hygienisering och biogödsellager.

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Anläggningsstorlek:	30 GWh biogas/år		Antar 62 % CH ₄ och 38 % CO ₂ i producerad rågas.
Teknisk livstid:	20 år	Lindfors and Feiz, 2023	Med underhåll kan livslängden för mycket utrustning vara längre.
Tillgänglighet biogasanläggning:	100 %		Tömning av en rötkammare ca vart 5 år och fackling sker när gassystemet underhålls.
Mängd substrat:	120 000 ton våtvikt/år		Angiven mängd gäller vid antagen substratmix (se Tabell 10). Om spädvätska eller en större andel flytgödsel används kommer mängden att öka.
Inköpspris substrat:	0 kr/ton		Transporter tillkommer (se Tabell 13).
Elbehov biogasanläggning:	14 kWh/ton våtvikt substrat		
Värmebehov biogasanläggning:	31 kWh/ton våtvikt substrat		
Tillsatsmedel:	100 ton/år		Järnklorid för reduktion av svavelväte i biogasen.

Kostnad tillsatsmedel:	145 000kr/år		
Investering biogasanläggning:	115 900 000 kr		Exkl. uppgradering, högtryckskomprimering och mobila gaslager.
Försäkring	411 000 kr/år		Antaget procentuell kostnad av investeringskostnaden.
Arrende av mark	222 000 kr/år		Antaget att man får arrendera mark för stor anläggning (icke gårdsbiogasanläggning).
Övrigt/generell	200 000 kr/år		Inkl. arbetsmaskin.
Underhållskostnad biogasanläggning:	2 303 000 kr/år		Antagit 3 % av investeringskostnaden för mekanisk utrustning.
Personalkostnad:	1 485 000 kr/år		Antagit 2,5 manår/år exkl. uppgradering.

Tabell B2. Antagen resursförbrukning, drift-, underhåll- och investeringskostnader för 5 GWh/år gårdsbiogasanläggning inklusive utrustning för hantering av fasta substrat och biogödsellager.

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Anläggningsstorlek:	5 GWh biogas/år		Antar 62 % CH ₄ och 38 % CO ₂ i producerad rågas.
Teknisk livstid:	20 år	Lindfors and Feiz, 2023	Med underhåll kan livslängden för mycket utrustning vara längre.
Tillgänglighet biogasanläggning:	100 %		Tömning ca vart 5 år och fackling sker när gassystemet underhålls.

Mängd substrat:	20 000 ton våtvikt/år		Angiven mängd gäller vid antagen substratmix (se Tabell 11). Om spädvätska eller en större andel flytgödsel används kommer mängden att öka.
Inköpspris substrat:	0 kr/ton		Eventuella transporter tillkommer (se Tabell 13).
Elbehov biogasanläggning:	7 kWh/ton våtvikt substrat	Tufvesson m.fl. 2013	
Värmebehov biogasanläggning:	30 kWh/ton våtvikt substrat	Tufvesson m.fl. 2013	
Tillsatsmedel:	17 ton/år		Järnklorid för reduktion av svavelväte i biogasen.
Kostnad tillsatsmedel:	24 000 kr/år		
Investering biogasanläggning:	16 000 000 kr		Inkl. värmepanna för redundant värmeförsörjning
Underhållskostnad biogasanläggning:	270 000 kr/år	Uti från Bergström m.fl. 2015	
Personalkostnad:	660 000 kr/år		Antagit 1 man/år

Tabell B3. Antagen resursförbrukning, drift-, underhåll- och investeringskostnader för 2 GWh/år gårdsbiogasanläggning inklusive utrustning för hantering av fasta substrat och biogödsellager.

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
-----------	-------	-------	-----------

POTENTIAL FÖR TRANSPORTSEKTORNS ENERGIFÖRSÖRJNING I

[Undertitel]

[Enter Publish Date](#)

Anläggningsstorlek:	2 GWh biogas/år		Antar 62 % CH ₄ och 38 % CO ₂ i producerad rågas.
Teknisk livstid:	20 år	Lindfors and Feiz, 2023	Med underhåll kan livslängden för mycket utrustning vara längre.
Tillgänglighet biogasanläggning:	100 %		Tömning ca vart 5 år och fackling sker när gassystemet underhålls.
Mängd substrat:	8 000 ton våtvikt/år		Angiven mängd gäller vid antagen substratmix (se Tabell 12). Om spädvätska eller en större andel flytgödsel används kommer mängden att öka.
Inköpspris substrat:	0 kr/ton		Eventuella transporter tillkommer (se Tabell 13).
Elbehov biogasanläggning:	7 kWh/ton våtvikt substrat	Tufvesson m.fl. 2013	
Värmebehov biogasanläggning:	30 kWh/ton våtvikt substrat	Tufvesson m.fl. 2013	
Tillsatsmedel:	6,7 ton/år		Järnklorid för reduktion av svavelväte i biogasen.
Kostnad tillsatsmedel:	9 700 kr/år		
Investering biogasanläggning:	12 000 000 kr		

Underhållskostnad biogasanläggning:	70 000 kr/år	Utifrån Bergström m.fl. 2015	
Personalkostnad:	275 000 kr/år		Antagit 0,3 manår/år

Bilaga C – Antaganden uppgraderingsanläggningar

Tabell C1: Uppgraderingsanläggning aaminskrubber kapacitet motsvarande 30 GWh_{pa}.

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Anläggningsstorlek:	30 GWh _{pa}		I verkligheten så klarar anläggningen av att hantera ett gasflödesintervall
Tillgänglighet uppgraderingsanläggning:	>98 %	Antaget	Motsvarar service 3 dagar /år
Elbehov uppgraderingsanläggning:	0,15 kWh/Nm ³ raw gas	(Bauer et al., 2013)	
Värmebehov:	0,3 - 0,4 kWh/Nm ³ raw gas	(Bauer et al., 2013)	Denna teknik har ett högt värmebehov (värmekälla vid 120 °C). Endast attraktivt alternativ om billig värme.
Investering uppgradering:	2 500 000 € (kvalitet att sälja som CBG) 2 600 000 € (kvalitet att förädlas till LBG)	(Bauer et al., 2013)	99% och 99,99% metan för respektive teknik.

Underhållskostnad gasuppgradering:	73 000 €/år (kvalitet att sälja som CBG) 76 000 €/år (kvalitet att förädlas till LBG)	Modifierad från Börjesson et al 2016	3% av investering
Personalkostnad:	605 000 kr/år	Antaget	Antagit 0,5 manår/år, inkl. gasuppgradering.
Teknisk livstid:	15 år	Börjesson et al 2016	
Metanslip:	0,1%	(Bauer et al., 2013)	Andel av ingående metan beroende på teknik.
Koldioxid som resurs:	3 448 733 kg/år		Antar 62 % CH ₄ och 38 % CO ₂ i producerad rågas, samt inga förluster av CO ₂ .

Tabell C2 Uppgraderingsanläggning med membrantechnik 30 GWh_{pa}.

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Anläggningsstorlek:	30 GWh _{pa} 559 Nm ³ rågas/h 357 Nm ³ uppgraderad gas/h		I verkligheten så klarar anläggningen av att hantera ett gasflödesintervall
Tillgänglighet uppgraderingsanläggning:	>98 %	(Bauer et al., 2013)	Motsvarar service 3 dagar /år
Elbehov uppgraderingsanläggning:	0,25 kWh/Nm ³ raw gas	(Bauer et al., 2013)	Anges som ett intervall i rapporten
Värmebehov:	0	(Bauer et al., 2013)	
Investering uppgradering:	1 740 000 € (kvalitet att sälja som CBG)	Modifierad (Bauer et al., 2013)	Växelkurs 11,5 kr/euro 99% metan
Återinvestering efter halva livslängden (8år) membran	174 000 € (kvalitet att sälja som CBG)	Antagande: 10 % av total investeringen efter halva livslängden	Membranen ersätts med nya membran. De är i princip kassetter som tas ut ur anläggning och nya sätts in

POTENTIAL FÖR TRANSPORTSEKTORNS ENERGIFÖRSÖRJNING I

[\[Undertitel\]](#)
[Enter Publish Date](#)

Underhållskostnad gasuppgradering:	52 000 €/år (kvalitet att sälja som CBG)	Modifierad från Börjesson et al 2016	3% av investering
Personalkostnad:	605 000 kr/år	Antaget	Antagit 0,5 manår/år, inkl. gasuppgradering.
Teknisk livstid:	15 år	Börjesson et al 2016	
Metanslip:	0,5%	(Bauer et al., 2013)	Andel av ingående metan
Koldioxid som resurs:	3 448 733 kg/år	Beräknat	

Tabell C3 Uppgraderingsanläggning med membrantechnik 5 GWh/år.

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Anläggningsstorlek:	5 GWh _{pa} 93 Nm ³ rågas/h (input) 60 Nm ³ uppgraderad gas/h (output)		I verkligheten så klarar anläggningen av att hantera ett gasflödesintervall
Tillgänglighet uppgraderingsanläggning:	>98 %	(Bauer et al., 2013)	Motsvarar service 3 dagar /år
Elbehov uppgraderingsanläggning:	0,2-0,3 kWh/Nm ³ rågas	(Bauer et al., 2013)	
Värmebehov:	0	(Bauer et al., 2013)	
Investering uppgradering:	582 000 € (kvalitet att sälja som CBG)	Modifierad (Bauer et al., 2013)	Växelkurs 11,5 kr/euro 99% metan
Återinvestering efter halva livslängden (8år) i ett nytt membran	58 000 € (kvalitet att sälja som CBG)	Antagande: 10 % av total investeringen efter halva livslängden	

POTENTIAL FÖR TRANSPORTSEKTORNS ENERGIFÖRSÖRJNING I

[\[Undertitel\]](#)
[Enter Publish Date](#)

Underhållskostnad gasuppgradering:	17 500 €/år (kvalitet att sälja som CBG)	Modifierad från Börjesson et al 2016	3% av investering
Personalkostnad:	605 000 kr/år	Antaget	Antagit 0,5 manår/år, inkl. gasuppgradering.
Teknisk livstid:	15 år	Börjesson et al 2016	
Metanslip:	0,5%	(Bauer et al., 2013)	Andel av ingående metan
Koldioxid som resurs:	574 789 (output)	Beräknat	

Bilaga D – Antaganden kompressorstation, gasdistribution, uppgradering och tankstation

Tabell D1: Kompressorstation från 30 GWh_{pa} uppgraderingsanläggning till tankstation off grid

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Investering kompressorstation	7 MSEK	Börjesson et al 2016	Antar inkl flakplatser
Elbehov	0,25-0,33 kWh/Nm ³ Biometan	Börjesson et al 2016	Lägre värde är från membrauppgradering Högre värde är från aminskrubber pga olika tryck ut från uppgradering 3 102 000 Nm ³ uppgraderad gas
Tillgänglighet	>98 %	Antaget	Beror på redundans
Elbehov (tot)	Membran 775 500 kWh/år Amin 1 023 660 kWh/år	Beräknat	
Drift och underhåll	150 000 SEK/år	Modiferad från Börjesson et al 2016	3 % av investering
Teknisk livstid:	15 år	Börjesson et al 2016	
Personalkostnad:	121 000 kr/år	Antaget	Antagit 0,1 manår/år, inkl. gasuppgradering.

Tabell D2: Kompressorstation från 5 GWh_{pa} uppgraderingsanläggning till tankstation off grid

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Investering kompressorstation	2,5 MSEK	Antaget	Inkl flakplatser
Tillgänglighet	>98 %	Antaget	Beror på redundans
Elbehov	0,25 kWh/Nm ³ uppgraderad gas	Börjesson et al 2016	Antar ett tryck ut från uppgradering på >4 bar 517 000 Nm ³ uppgraderad gas
Elbehov (tot)	155 000 kWh		
Drift och underhåll	75 000 SEK/år	Antaget	3 % av investering
Teknisk livstid:	15 år	Börjesson et al 2016	
Personalkostnad:	121 000 kr/år	Antaget	Antagit 0,1 manår/år, inkl. gasuppgradering.

Tabell D3. Distribution av komprimerad biometan med mobilt gaslager (Swap Body)

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Investering mobilt gaslager	2,5 MSEK	Modiferad från	Kompositflaskor

		Börjesson et al 2016	
Investering mobilt gaslager	1 MSEK	Modifierad från Börjesson et al 2016	Stålflaskor
Kapacitet Kompositflaskor	4 300 Nm ³ /lager	Börjesson et al 2016	Max 12 900 per transport= 3 mobila gaslager
Kapacitet stålflaskor	2 000 Nm ³ /lager	Börjesson et al 2016	Max 6 000 per transport= 3 mobila gaslager
Tillgänglighet	>99 %	Antaget	De inspekteras med några års mellanrum
Teknisk livstid:	15 år	Börjesson et al 2016	
Personalkostnad	1000 kr/h	Börjesson et al 2016	Kostnad för chauffören beror på transportavstånd. Räkna även med ca 0,5h för lossning vid kund och 0,5h för hämtning vid produktion

Tabell D4. Publik Tankstation CBG (10 GWh)

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Investeringskostnad	10 Mkr	Modifierat från Börjesson et al 2016	Lite högt räknat men det kan bli detta prisläge beroende på vad markarbeten kostar
Tillgänglighet	>98 %	Antaget	Beror på redundans men kompressor, dispenser och vissa kringssystem kan vara känsliga

Kapacitet	10 GWh/år	Börjesson et al 2016	
Drift och underhåll	50 SEK/MWh	Börjesson et al 2016	
Teknisk livstid:	15 år	Börjesson et al 2016	
Elbehov	0,07 kWh/Nm ³ 0,30 kWh/Nm ³	Börjesson et al 2016	Off grid (mobile gaslager) On Grid (vid produktion)

Tabell D5: Förvätskningsanläggning för biometan till 30 GWh uppgradering.

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Kapacitet förvätskningsanläggning	3-6 ton LBG/dag	Wärtsilä	6 ton motsvarar ca 30 GWh _{pa}
Investering förvätskningsanläggning:	70 Mkr	Wärtsilä	Exkl BOG och har antagit att markarbeten och anslutningskostnader ingår
Tillgänglighet förvätskningsanläggning:	>98 %	Wärtsilä	Står på deras hemsida
Elbehov förvätskningsanläggning:	0,75 kWh/kg LBG	Wärtsilä	1 kg = 13 kWh
Elbehov (tot)	3 077 000 kWh/år	Beräknat	

POTENTIAL FÖR TRANSPORTSEKTORNS ENERGIFÖRSÖRJNING I
[\[Undertitel\]](#)
[Enter Publish Date](#)

Teknisk livstid:	15 år	Börjesson et al 2016	Förmodligen mycket längre med bra underhåll
Personalkostnad:	605 000 kr/år	Antaget	Antagit 0,5 manår/år.
Underhållskostnad förvätskningsanläggning:	2,1 Mkr/år	Modifierad från Börjesson et al 2016	3 % av CAPEX

Tabell D6. Distribution av flytande biometan med LBG tank på trailer

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Kapacitet	42 000 Nm ³ /lager	Börjesson et al 2016	Max 42 000 per transport
Tillgänglighet och livslängd	N/A	N/A	Har antagit att man hyr lastbil och trailer inkl gastank för nedan summa
Transportkostnad	1 500 kr/h	Börjesson et al 2016	Inkluderar trailer. Kostnad beror på transportavstånd där det också ingår fyllning och tömning av tank

Tabell D7. Publik Tankstation LBG (30 GWh)

Parameter	Värde	Källa	Kommentar
Investeringskostnad	25 Mkr	Modifierat från Börjesson et al 2016	Har utgått ifrån verkliga kostnader från andra projekt
Teknisk livstid:	15	Börjesson et al 2016	Förmodligen längre
Tillgänglighet	>99 %	Antaget	

POTENTIAL FÖR TRANSPORTSEKTORNS ENERGIFÖRSÖRJNING I

[\[Undertitel\]](#)
[Enter Publish Date](#)

Kapacitet	30 GWh/år	Börjesson et al 2016	I verkligheten så klarar anläggningen ett intervall
Drift och underhåll	50 SEK/MWh	Börjesson et al 2016	
Elbehov	0,04 kWh/Nm3	Börjesson et al 2016	

Bilaga E – Antaganden för transporttekniker

Tabell E1 Tekno-ekonomiska antaganden för transporttekniker

Transport type	Fuel/technology	Input (s)	Efficiency		Costs			Technical lifetime	Annual availability	Capacity
			[Mvkm/TJ]		Investment	Fixed O&M	Variable O&M			
Unit			Urban 2020/2050	Rural 2020/2050	[k€/kVehicles] 2020/2050	[k€/kVehicles/year]	[k€/Mkm]	[Years]	[km]	Passengers/tonnes 2020/2050
Trucks	Fuel cell	H2	0.078/0.093	0.108/0.120	354801/218343	6400	107	13.8	24300	11/11
	H2 combustion	H2	0.063/0.088	0.080/0.111	229951/190640	7200	120	13.8	24300	11/11
	CBG	CBG	0.063/0.088	0.080/0.111	199468/199468	7200	120	13.8	24300	11/11
	Blended diesel	Blended diesel	0.063/0.088	0.080/0.111	199468/199468	7200	120	13.8	24300	11/11
Vans	Fuel cell	H2	0.146/0.200	0.150/0.204	330000/193542	6400	107	13.8	2917	0.16/0.16

Transport type	Fuel/technology	Input (s)	Efficiency [Mvkm/TJ]		Costs POTENTIAL FÖR TRANSPORTSEKTORNS ENERGIFÖRSÖRJNING I			Technical lifetime	Annual availability	Capacity [Undertitel] Enter Publish Date
					Investment	Fixed O&M	Variable O&M			
	H2 combustion	H2	0.094/ 0.165	0.118/ 0.190	205150/1576 50	6400	107	13.8	2917	0.16/0.16
	CBG	CBG	0.094/ 0.165	0.118/ 0.190	174668/1746 68	7200	120	13.8	2917	0.16/0.16
	Electric	Electricity	0.310/ 0.452	0.310/ 0.452	380500/1770 00	6400	107	13.8	2917	0.16/0.16
	Blended diesel	Blended diesel	0.094/ 0.165	0.118/ 0.190	174668/1746 68	7200	120	13.8	2917	0.16/0.16
Buses	Fuel cell	H2	0.139/ 0.211	0.173/ 0.262	430000/2141 38	6400	110	12	18400	8/12
	H2 combustion	H2	0.091/ 0.168	0.131/ 0.252	305150/1532 46	6400	107	12	18400	8/12
	CBG	CBG	0.091/ 0.168	0.131/ 0.252	169400/1694 00	7200	120	12	18400	8/12
	Electric	Electricity	0.275/ 0.476	0.275/ 0.476	460000/2141 38	6400	107	12	18400	8/12
	Blended diesel	Blended diesel	0.091/ 0.168	0.131/ 0.252	169400/1694 00	7200	120	12	18400	8/12
	Ammونيا	NH3	0.0000829		102135405/8 5112838	4681206	-	30	68329	Passengers : 2202/2202

Transport type	Fuel/technology	Input (s)	Efficiency [Mvkm/TJ]	Costs			Technical lifetime	Annual availability	Capacity	RAPPORT Klicka och ange text [Undertitel] Enter Publish Date
				Investment	Fixed O&M	Variable O&M				
Ship RORO										Freight: 2028/2028
	Methanol	Bio methanol/MOE	0.0000834	93624121/85112838	4468424	-	30	68329		Passengers : 2202/2202 Freight: 2028/2028
	Gas	H2/LBG/LNG	0.0000858	85112838/85112838	4255642	-	30	68329		Passengers : 2202/2202 Freight: 2028/2028
	Diesel	Diesel/MGO	0.0000858	85112838/85112838	4255642	-	30	68329		Passengers : 2202/2202 Freight: 2028/2028
Ship bulk transport	Ammunia	NH3	0.000172	69600000/58000000	3190000	-	30	23038		29925/29925
	Methanol	Bio methanol/MOE	0.000173	46200000/42000000	2205000	-	30	23038		29925/29925
	Gas	H2/LBG/LNG	0.000175	42000000/42000000	2100000	-	30	23038		29925/29925
	Diesel	Diesel/MGO	0.000175	42000000/42000000	2100000	-	30	23038		29925/29925
Ship liqui	Ammunia	NH3	0.000172	73080000/60900000	3349500	-	30	9411		29925/29925

Transport type	Fuel/technology	Input (s)	Efficiency [Mvkm/TJ]	Costs			Technical lifetime	Annual availability	Capacity
				Investment	Fixed O&M	Variable O&M			
Land transport	Methanol	Bio methanol/MOE	0.000173	48510000/44100000	2315250	-	30	9411	29925/29925
	Gas	H2/LBG/LNG	0.000175	44100000/44100000	2205000	-	30	9411	29925/29925
	Diesel	Diesel/MGO	0.000175	44100000/44100000	2205000	-	30	9411	29925/29925
Ship container transport	Ammonia	NH3	0.000104	50166000/41805000	2299275	-	30	5223	19076/19076
	Methanol	Bio methanol/MOE	0.000105	45985500/41805000	2200000	-	30	5223	19076/19076
	Gas	H2/LBG/LNG	0.000105	41805000/41805000	2090250	-	30	5223	19076/19076
	Diesel	Diesel/MGO	0.000105	41805000/41805000	2090250	-	30	5223	19076/19076
Ship RORO freight only	Ammonia	NH3	0.000107	69600000/58000000	3190000	-	30	68329	6493/6493
	Methanol	Bio methanol/MOE	0.000111	63800000/58000000	3093333	-	30	68329	6493/6493
	Gas	H2/LBG/LNG	0.000111	58000000/58000000	2900000	-	30	68329	6493/6493

POTENTIAL FÖR TRANSPORTSEKTORNS ENERGIFÖRSÖRJNING I

[Undertitel]

[Enter Publish Date](#)

Transport type	Fuel/technology	Input (s)	Efficiency [Mvkm/TJ]	Costs			Technical lifetime	Annual availability	Capacity
				Investment	Fixed O&M	Variable O&M			
	Diesel	Diesel/MGO	0.000111	58000000/5800000	2900000	-	30	68329	6493/6493
Ship liquified gas	Ammonia	NH3	0.000172	73080000/6090000	3349500	-	30	3666	29925/29925
	Methanol	Bio methanol/MOE	0.000173	48510000/4410000	2315250	-	30	3666	29925/29925
	Gas	H2/LBG/LNG	0.000175	44100000/4410000	2205000	-	30	3666	29925/29925
	Diesel	Diesel/MGO	0.000175	44100000/4410000	2205000	-	30	3666	29925/29925

