

Finansiär

Klimatledande processindustri

Huvudförfattare

Elin Svensson och Pontus Bokinge, CIT Renergy

Sennai Mesfun och Filippa Andersson, RISE

Projektdeltagare

Stefan Heyne, Södra

Oleg Pajalic, Perstorp

Catherine Smitt Meyer och Christoffer Falk, Uniper

Martin Lindholm, Nordion Energi

Anton Larsson, BioShare

Datum

2025-06-26

Version

Slutrapport

# Koleffektiv produktion av biometan eller -metanol

Utvärdering av värdekedjor för förnybara kemikalier och bränslen



## Sammanfattning

Det finns en stor potential för att använda skogliga restprodukter som råvara för produktion av kemikalier eller drivmedel. En möjlighet är att producera biometan eller biometanol via förgasning. Den här rapporten presenterar en utvärdering av olika processkoncept och värdekedjor för sådan produktion vid Södra Cell Värö, med fokus på klimatnytta, ekonomisk bärkraft och risker.

Fyra huvudkoncept har analyserats för både metan och metanol: med och utan elektrifiering samt med och utan infångning och lagring av koldioxid (CCS). Fallen med elektrifiering innebär att vätgas som produceras via elektrolys tillförs processen, vilket möjliggör högre kolutbyte och större produktionsvolym. Detta kräver dock betydande mängder el. Resultatet blir att en del av den producerade volymen klassas som biobränsle och en del som elektrobränsle (RFNBO – Renewable Fuel of Non-Biological Origin, förutsatt att elen är förnybar), och dessa koncept benämns därför som hybridkoncept. CCS ger istället möjlighet till negativa utsläpp, med störst potential i de rena biobränslefallen.

Ekonomisk bärkraft har utvärderats utifrån uppskattade produktionskostnader och möjlig betalningsvilja hos slutanvändare inom sektorerna industri, sjöfart och flygbränsleproduktion.

Resultaten visar att industriella värdekedjor har svårt att konkurrera med värdekedjor där flyg- eller sjöfartssektorn är slutanvändare. Generellt ger hybridkoncepten högre klimatnytta än de rena biobränslefallen, och något bättre ekonomisk potential tack vare högre betalningsvilja för RFNBO-bränslen. Samtidigt innebär dessa koncept högre investeringskostnader och större komplexitet. Även CCS ser ut att kunna bidra positivt till den ekonomiska kalkylen, förutsatt att infrastruktur för transport och lagring av koldioxid etableras. Valet mellan elektrifiering och CCS beror på vilken slutmarknad som är målet. För RFNBO-metanol som går som insatsråvara för hållbart flygbränsle (SAF) uppskattas betalningsviljan kunna bli högre än för någon annan tillämpning, vilket gör det elektrifierade hybridkonceptet mest fördelaktigt, medan metanol eller metan som fartygsbränsle skulle gynnas av den negativa utsläppsfaktor som uppnås med CCS.

Projektet rekommenderar fortsatt utredning av:

- Produktion av bio- och RFNBO-metanol i hybridkoncept för SAF-produktion
- Produktion av biometan eller -metanol med CCS för sjöfartsbränsle

Dessa värdekedjor bedöms ha störst potential att kombinera klimatnytta med ekonomisk bärkraft även om de också är förenade med stora utmaningar och risker.

## Innehåll

Sammanfattning	2
Innehåll	3
1 Inledning	4
2 Utvärderade processkoncept och värdekedjor	5
3 Teknisk utvärdering	7
3.1 Processdesign	8
3.1.1 Bio-metanol	8
3.1.2 Hybrid-metanol	8
3.1.3 Bio-metan	9
3.1.4 Hybrid-metan	10
3.2 Mass- och energibalanser	10
3.2.1 Processeffektivitet	11
3.2.2 Processintegration med massafabrikens energisystem	13
3.3 Kapitalkostnader	17
4 Utvärdering av klimatnytta	19
5 Utvärdering av business case	25
5.1 Beräkning av produktionskostnader	25
5.2 Uppskattning av betalningsvilja	28
5.2.1 Metanol eller metan till sjöfart	28
5.2.2 Metanol till SAF-produktion	31
5.2.3 Metan till kemiindustri	33
5.2.4 Sammanställning betalningsvilja	33
5.3 Sammanvägd bedömning av business case	34
6 Risker och utmaningar	37
6.1 Gemensamma risker för de utvärderade fallen	37
6.2 Specifika utmaningar kopplat till produktval och elektrifiering	40
7 Slutsatser	41
7.1 Underlag för strategiska val	41
7.2 Rekommendationer	43
Referenser	44
Om CIT Renergy	46



# 1 Inledning

Stora mängder fast biomassa som GROT, bark, skogsflis och sågspån går idag till förbränning för produktion av el och värme. Det innebär att värdefulla kolatomer släpps ut till atmosfären i form av (biogen) koldioxid i stället för att nyttiggöras i produkter. Enligt siffror från rapporten ”Kartläggning av biogena kolflöden i de skogsbaserade värdekedjorna i Sverige” [1] orsakar förbränning av GROT, bark, skogsflis och sågspån koldioxidutsläpp på ca 15 miljoner ton årligen.

Det finns en stor potential att i stället producera kemikalier eller drivmedel från dessa förnybara råvaror. Särskilt hög koleffektivitet kan uppnås om man kombinerar biomassaförgasning med elektrifiering/vätgas för att maximera utbytet. Enligt (grova) uppskattningar från en områdesanalys om ”Koldioxidfri produktion i biobaserad industri” [2], skulle det på nationell nivå vara möjligt att producera ca 28 TWh bioelektrobränslen utifrån nuvarande bark- och spånflöden. Detta kan jämföras med att det 2023 användes ca 20 TWh biodrivmedel för inrikes transporter i Sverige [3]

Metan och metanol är två möjliga produkter från en förgasningsbaserad process, med intressanta affärsmöjligheter, inte minst i ett västsvenskt perspektiv. Särskilt metan, men också metanol kan fungera som insatsråvara för kemiindustrin och utgöra en bas för produktion av flera olika kemikalier. Metanol har också en potential som drivmedel, inte minst för sjöfarten, men även för flygsektorn (genom uppgradering till flygbränsle via till exempel metanol-to-jet processen). Även metan kan fungera som drivmedel för sjöfart eller vägtrafik (främst tyngre transporter).

Södra Cell Värö skulle utgöra en naturlig lokalisering för en biomassaförgasningsanläggning i Västsverige. Södra har tillgång till den skogliga råvaran, har erfarenhet och utarbetade värdekedjor för biometanol (med produktion vid Södra Cell Mönsterås), och har dessutom närhet till naturgasnätet vid bruket i Värö. En satsning på produktion av biometan eller biometanol vid Värö innebär dock ett antal vägval, och eventuella beslut är starkt beroende av såväl affärsmöjligheter som möjlig klimatnytta. Detta beror i sin tur, bland annat, på hur produkten distribueras och används, dvs av kostnader och klimatpåverkan och substitutionseffekter längs hela värdekedjan.

Som nämns ovan är det möjligt att uppnå högre kolutbyte till metan eller metanol genom indirekt elektrifiering, dvs genom att tillsätta vätgas till processen. Det här kan ses som en indirekt form av CCU (Carbon Capture and Utilization), då en större del av kolet omvandlas till produkt. Detta kräver dock stora mängder (förnybar) el, och det är inte säkert att värdet av den högre koleffektiviteten uppvägs av kostnaderna för elen. Tillgången till el /eleffekt kan också vara en begränsande faktor. Det är därför intressant att utvärdera olika alternativ även för utformningen av produktionsprocessen med olika

grad av elektrifiering. En annan möjlighet är att ta hand om den koldioxid som bildas i processen för vidare transport och permanent lagring (CCS) och på så sätt skapa negativa utsläpp.

I det här projektet har olika förgasningsbaserade processkoncept och värdekedjor för biometan och biometanol utvärderats och jämförts, med fokus på produktionskostnader, betalningsvilja, risker och klimatnytta. Tanken är att projektresultaten ska kunna utgöra ett stöd för strategiska vägval, diskussioner mellan aktörer längs värdekedjan, samt fortsatt fördjupade förstudier och preliminär processdesign. Projektresultaten kan också fungera som kunskapsunderlag för potentiella användare av biobaserad metan och metanol, för att bedöma potentialen i att använda dessa produkter som ett substitut för fossilbaserade råvaror och bränslen.

Projektgruppen har bestått av utförare från CIT Renergy och RISE, samt industriella representanter från Södra, Perstorp, Nordion Energi, Uniper och BioShare. Projektet har finansierats av Klimatledande Processindustri<sup>1</sup>.

## 2 Utvärderade processkoncept och värdekedjor

I projektet har några potentiella processkoncept för biobaserad metan och metanol utvärderats utifrån möjliga värdekedjor, affärsmöjligheter och klimatnytta.

Utgångspunkten har varit att produktionen ska ligga vid Södra Cell Värö. De olika undersökta fallen skiljer sig sedan åt vad gäller konceptuell process design, produkt och slutanvändning. För att säkerställa projektets relevans förankrades valet av värdekedjor och processkoncept samt utvärderingens utformning med projektgruppen vid en workshop.

Både metanol och metan skulle kunna användas både som insatsråvara till kemiindustrin och som bränsle. För metanfallet antas en ny anslutning från Södra Cell Värö till naturgasnätet, och att producerad metan i första hand går som insatsråvara till kemiindustrin (t.ex. Perstorp). Inom kemiindustrin används metan huvudsakligen som källa till syngas och vätgas, där ångreformerings av metan är det dominerande sättet att producera vätgas på idag. Andra potentiella tillämpningar, främst flytande metan (LBG, liquefied biogas, eller e-LNG) som ersättning för fossil LNG (Liquefied Natural Gas) som fartygsbränsle, har dock också utvärderats och diskuterats. För metanol antas istället att metanolen säljs på bränslemarknaden för användning antingen som fartygsbränsle eller vidare konvertering till SAF.

---

<sup>1</sup> [www.klimatledandeprocessindustri.se](http://www.klimatledandeprocessindustri.se)



För både metan och metanol modellerades ett basfall utan elektrifiering och ett fall med elektrifiering genom vätgasboostning. Eftersom tidigare studier på liknande processer visat att marginalnyttan (i termer av kolutbyte) av att gå mot maximal elektrifiering är relativt liten jämfört med mer måttlig elektrifiering, valdes för den här studien ett processkoncept med en sådan mer begränsad elinsats för det elektrifierade fallet (se också avsnitt 3.1 där processkoncepten beskrivs i mer detalj). Detta minskar också risken att elbehovet blir alltför stort i förhållande till tillgänglig förnybar elproduktion och elnätscapacitet.

I utvärderingen har vi dessutom för alla processkoncept inkluderat fall där den rena biogena koldioxidström som ändå avskiljs från processen, och som är störst i fallet utan elektrifiering, antas fångas in för transport och permanent lagring (CCS). Alternativet att använda avskild koldioxid för CCU har däremot inte övervägts då ökad kolomvandling till produkt snarare representeras av de elektrifierade hybridkoncepten.

Som beskrivs i mer detalj i avsnitt 3.1 antogs för metanproduktion indirekt förgasning i fluidiserad bädd (Dual Fluidised Bed, DFB) medan det för metanolproduktion antogs syrgasblåst fluidiserad bädd-teknik (Oxygen Blown Fluidised Bed, O2FB). Valet förankrades vid den inledande workshopen med projektgruppen. Där lyftes dock förgasning via entrained flow-teknik som ett potentiellt ännu mer lovande teknik för metanolfallet. Det ställer dock högre krav på biomassaråvaran in till förgasaren, och bör utredas i kombination med förbehandlingsteknik som exempelvis torrefiering. Det slutliga valet av fluidbäddsteknik baserades på att det fanns tillgängliga processmodeller för detta från tidigare studier.

Dimensioneringen av anläggningen baserades på olika scenarier för Södras framtida råvarutillgång för en förgasningsanläggning. Utifrån scenarierna diskuterades valet av dimensionering vid den inledande projektworkshopen. Även om det skulle finnas potential råvarumässigt att bygga upp till 300 MW, och det finns kostnadsfördelar att bygga större (specifik investeringskostnad minskar typiskt med större skala), innebär det också en större projektrisk, och steget upp till 300 MW bedömdes vara orimligt stort för en anläggning som sannolikt skulle bli en av de första i den här skalan. Med en större skala blir också logistik och kostnader för råvaruförsörjning en större utmaning, då biomassa behöver samlas in från ett större geografiskt område. Anläggningen modellerades därför för en input på 150 MW biomassa (LHV) in till förgasaren, där råvarumixen antogs bestå av 40% bark och 60% GROT, med en fukthalt på 52 % innan torkning och 10% efter.

De utvärderade processkoncepten och slutanvändarna sammanfattas i Tabell 1.

Tabell 1. Översikt över utvärderade processkoncept och värdekedjor.

Processkoncept	Produkt	Elektrifiering	CCS	Slutanvändning
<b>Bio-MeOH</b>	Metanol	Nej	Nej	Fartygsbränsle eller insatsvara till flygbränsleproduktion
<b>Hybrid-MeOH</b>	Metanol	Ja	Nej	Fartygsbränsle eller insatsvara till flygbränsleproduktion
<b>Bio-MeOH-CCS</b>	Metanol	Nej	Ja	Fartygsbränsle eller insatsvara till flygbränsleproduktion
<b>Hybrid-MeOH-CCS</b>	Metanol	Ja	Ja	Fartygsbränsle eller insatsvara till flygbränsleproduktion
<b>Bio-Metan</b>	Metan	Nej	Nej	Insatsråvara till kemiindustrin eller fartygsbränsle
<b>Hybrid-Metan</b>	Metan	Ja	Nej	Insatsråvara till kemiindustrin eller fartygsbränsle
<b>Bio-Metan-CCS</b>	Metan	Nej	Ja	Insatsråvara till kemiindustrin eller fartygsbränsle
<b>Hybrid-Metan-CCS</b>	Metan	Ja	Ja	Insatsråvara till kemiindustrin eller fartygsbränsle

### 3 Teknisk utvärdering

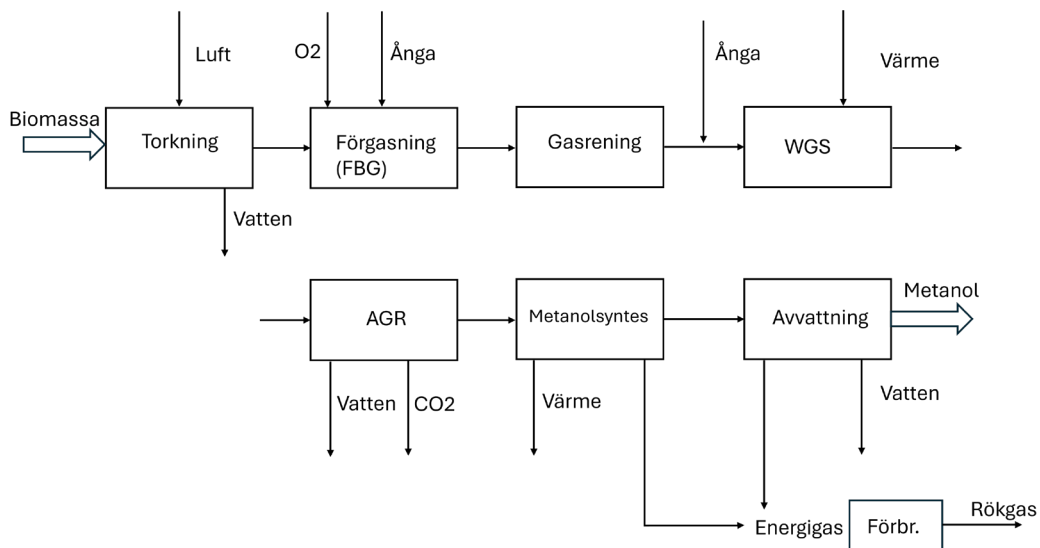
Den tekniska beskrivningen av de utvärderade processalternativen i det här avsnittet utgår från att läsaren har en övergripande kunskap om förgasningsbaserad teknik, nedströms processer för omvandling av syntesgas samt vätgasproduktion genom elektrolys. För mer detaljer hänvisas till de studier som fungerat som underlag för modellering och analys, bl.a. [4–6].

Processerna modellerades i Aspen Plus för att få fram mass- och energibalanser, vilka sedan användes för att beräkna och utvärdera de olika processkonceptens kolutbyte och energiverkningsgrad. Möjligheter till integrering med Södra Cells bruk i Värö utvärderades, och den totala kapitalkostnaden för de olika processdesignerna togs fram.

## 3.1 Processdesign

### 3.1.1 Bio-metanol

Figur 1 visar en översikt av processen för produktion av metanol. Förgasningen sker i en fluidiserad bädd, som är syre- och ångblåst för att optimera syntesgasens sammansättning för efterföljande metanolsyntes. Förgasningen sker vid 860°C och ett tryck på 10 bar [7]. För metanolproduktion ska ingående syntesgas uppfylla molförhållandet  $(H_2 - CO_2) / (CO + CO_2) > 2,05$ . Syntesgasens sammansättning justeras främst genom Water Gas Shift (WGS)-reaktionen samt en efterföljande amintvätt för avskiljning av koldioxid (Acid Gas Removal, AGR).



Figur 1. Huvudprocesssteg för produktion av bio-metanol.

### 3.1.2 Hybrid-metanol

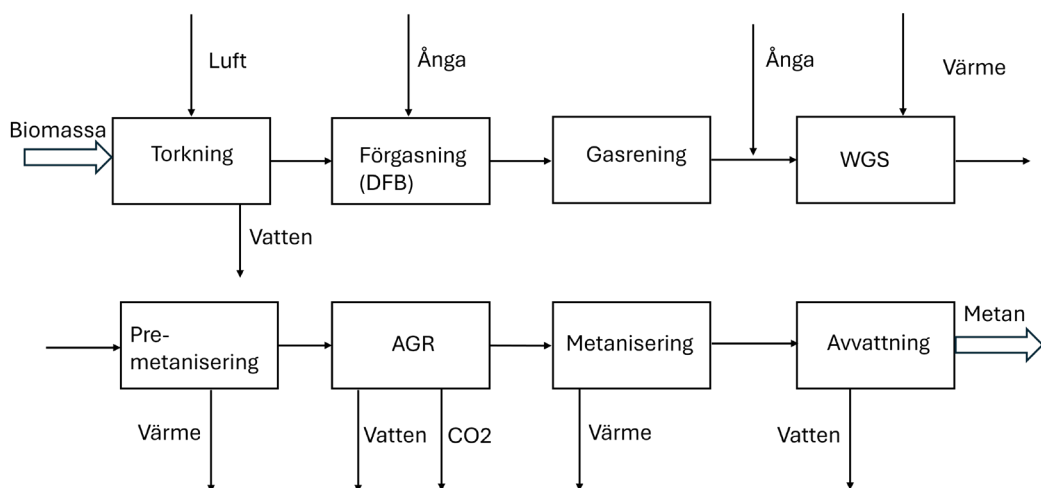
Produktionsprocessen för hybrid-metanol följer i stort sett samma huvudsteg som för bio-metanol, men skiljer sig åt genom en indirekt elektrifiering av processen i form av att vätgas tillförs syntesgasen. Vätgasen antas produceras genom elektrolys och tillförs processen efter reningen av syntesgasen och ersätter behovet av WGS-reaktor. Genom tillägget av vätgas kan nödvändigt molförhållande i syntesgasen uppfyllas, och mindre koldioxid behöver renas bort, vilket tillåter en högre kolomvandling till metanol.

Elektrolysören antas vara av typen PEM (Proton Exchange Membrane), då data för detta fanns tillgängligt från tidigare studier. Alkalisk elektrolys anses vara en lite mer mogen teknik, men i den här typen av tidiga studier gör antagandet inte så stor skillnad då teknikerna har liknande kostnader och verkningsgrader. Även tekniker som SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell) skulle kunna vara en passande högeffektiv teknik i den här typen av tillämpning där processvärme vid hög temperatur finns tillgänglig, men detta har inte studerats i projektet, bland annat för att tekniken har lägre mognadsgrad än övriga alternativ.

Elektrolysörens kapacitet beräknas till 113 MW<sub>el</sub>. Vidare antas att syrgasen från elektrolysören utnyttjas till den syrgasblåsta förgasaren, vilket gör att syrgasproduktion via luftseparation och därtill kopplad elförbrukning och investering kan undvikas.

### 3.1.3 Bio-metan

Figur 2 visar de huvudsakliga processteg som krävs för att producera bio-metan, där processens design är baserad på GoBiGas-processen [6]. Förgasningen sker genom indirekt förgasning i fluidiserad bädd (Dual Fluidised Bed, DFB), med ånga som förgasningsmedium för att maximera metanutbytet i syntesgasen. Förgasningen sker vid 860°C och atmosfäriskt tryck. Den producerade gasen kommer att bestå av 7–15% metan. I modellen har indata satts på ett sådant sätt att syntesgasen får en koncentration av 10% metan. För metanproduktion ska molförhållandet mellan vätgas och kolmonoxid i syntesgasen uppfylla  $H_2/CO = 3,1$ . Syntesgasens sammansättning justeras därför genom WGS-reaktion, pre-metanisering samt avskiljning av koldioxid via amintvätt (AGR). Gasreningssteget består bl.a. av en skrubber för avlägsnande av tjäror, i vilken RME antas användas som skrubberolja.



Figur 2. Huvudprocessteg för produktion av bio-metan.

### 3.1.4 Hybrid-metan

Som i metanol-fallet skiljer sig processerna för bio-metan och hybrid-metan åt, genom att WGS-reaktorn ersätts av vätgastillförsel i hybridfallet. Vätgasen tillförs direkt till den renade syntesgasen för att justera  $H_2/CO$ -förhållandet. Genom att vätgasen produceras vid anläggningen genom elektrolys innebär detta en indirekt elektrifiering av processen. Liksom för hybrid-metanolfallet antas en PEM-elektrolysör. Kapaciteten för elektrolysören beräknas i hybrid-metanfallet till 98 MW<sub>el</sub>. Det som sker i processen i övrigt ändras inte.

En systematisk genomgång och utvärdering av olika elektrifieringsalternativ för den här typen av process har tidigare presenterats av bl.a. Furusjö m.fl. [4]. Vätgas skulle alternativt ha kunnat adderas innan pre-metaniseringen, där WGS-reaktion också sker, vilket skulle ha ändrat resultaten något. Detta har dock inte undersökts i projektet. Vidare skulle ytterligare mängd vätgas ha kunnat adderas för att maximera kolomvandlingen. Vid tillräckligt stor vätgastillsats skulle ingen koldioxid behöver renas från syntesgasen, vilket hade gjort att AGR-steget helt hade kunnat tas bort. Även denna typ av optimering har ansetts ligga utanför det här projektets omfattning.

## 3.2 Mass- och energibalanser

De huvudsakliga mass- och energiflödena för de olika processkoncepten finns sammanställda i Tabell 2 tillsammans med några specifika nyckeltal. Mer fullständiga mass- och energibalanser efter integration med massabruket presenteras i avsnitt 3.2.2.

Tabell 2. Huvudsakliga mass- och energiflöden för produktionsanläggningen för metan eller metanol.

Flöde	Bio-MeOH	Hybrid-MeOH	Bio-metan	Hybrid-metan	Enhet
Årlig biomassa-förbrukning	1 128	1 128	1 128	1 128	GWh/år
Årlig produktion	694	1 185	728	1 119	GWh/år
Årligt elbehov	69	917	43	702	GWh/år
Specifikt elbehov	0,10	0,77	0,06	0,63	MWh el/ MWh produkt
Specifik produktion	0,61	1,05	0,65	0,99	MWh produkt/ MWh biomassa

Som tabellen visar blir den årliga produktionen omkring 700 GWh metanol eller metan per år för fallen utan elektrifiering. För hybrid-fallen ökar produktionen med ca 500 GWh

respektive ca 400 GWh. För metan kan produktionsvolymen sättas i relation till dagens biogasproduktion, som ligger omkring 2 TWh, medan industrins biogaskommission bedömer att industrins behov väntas uppgå till ca 10 TWh redan 2030<sup>2</sup>. För metanol är skalans jämförbar med den som planeras för Perstorps Project Air, som är 1 100 GWh<sup>3</sup>.

### 3.2.1 Processeffektivitet

Processernas prestanda utvärderades utifrån kol-och energiomvandlingen till den önskade produkten (metan eller metanol).

Kolutbytet ( $\eta_C$ ) beräknas enligt ekvation (1),

$$\eta_C = \frac{C_{ut,produkt}}{C_{in,tot}}, \quad (1)$$

där  $C_{ut,produkt}$  är kolmängden i produkten, dvs. metanol eller metan, och  $C_{in,tot}$  är den totala mängden kol som tillförs processen.

Energiverkningsgraden ( $\eta_E$ ) beräknas enligt ekvation (2),

$$\eta_E = \frac{E_{ut,produkt}}{E_{in,tot}}. \quad (2)$$

Både kolutbyte och energiverkningsgrad kan relateras till andelen el ( $x_{el}$ ) av processens totala energitillförsel (från el och biomassa), vilket beräknas enligt ekvation (3),

$$x_{el} = \frac{E_{el}}{E_{in,tot}}. \quad (3)$$

För beräkning av kolutbyte, energiverkningsgrad och elandel i energitillförsel bestäms in- och utflöden utifrån systemgränser som sätts runt den nya processen. Integrationen med bruket, och eventuell infångning och lagring av koldioxid (CCS) antas således ligga utanför systemet.

För de elektrifierade processkoncepten, hybrid-fallen, kan även en marginell energiverkningsgrad för den ökade elanvändningen beräknas enligt ekvation (4). Denna är ett mått på hur mycket av den ökade elanvändningen som går till energi i slutprodukten, metan eller metanol, jämfört med basfallet.

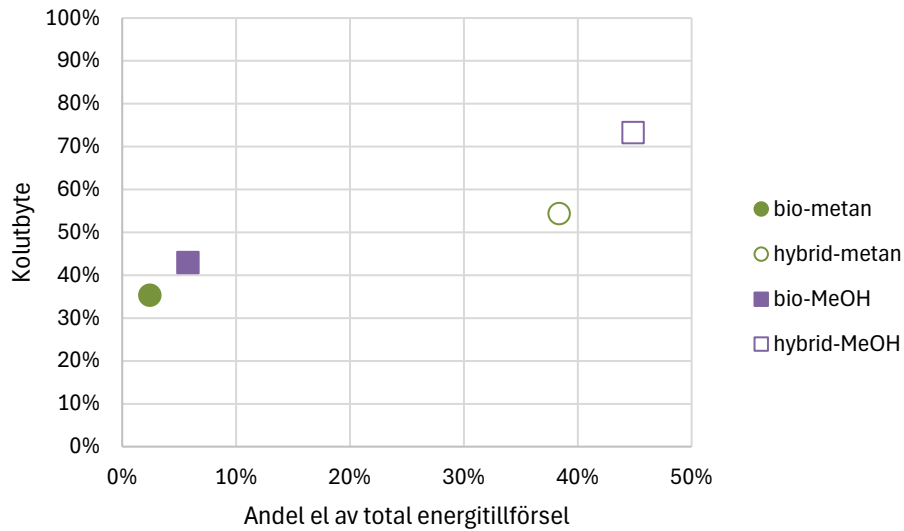
$$\eta_{El,marginal} = \frac{E_{produkt,x} - E_{produkt,ref}}{E_{el,x} - E_{el,ref}}. \quad (4)$$

I ekvation (4) hänvisar *ref* till det icke elektrifierade processkonceptet för motsvarande produkt, och *x* till hybrid-fallet.

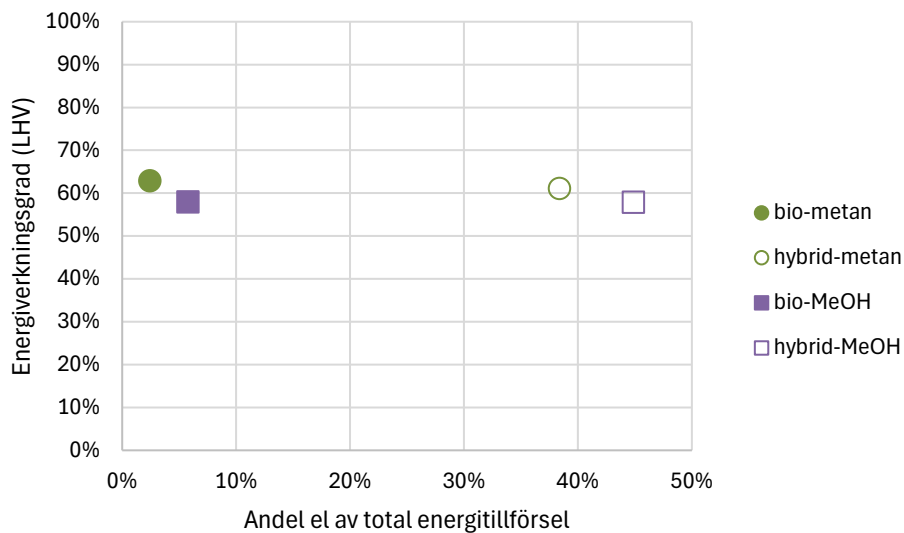
<sup>2</sup> <https://biogaskommissionen.se/>

<sup>3</sup> <https://projectair.se/>

Figur 3 visar kolutbytet som en funktion av andelen el i energitillförseln och Figur 4 visar motsvarande energiverkningsgrad.



Figur 3. Kolutbyte för de olika processkoncepten.



Figur 4. Energiverkningsgrad för de olika processkoncepten.

Andelen el tillförsel i hybridfallet är ett resultat av valet att enbart titta på en måttlig elektrifiering där inte mer vätgas tillförs än vad som behövs för att kunna ersätta WGS-reaktorn.



Tydligt är att elektrifieringen ökar kolomvandlingen (Figur 3), och en elektrifiering från runt 5% till 40% ökar kolomvandlingen med 20 procentenheter för metan och 30 procentenheter för metanol. En ännu högre grad av elektrifiering hade kunnat öka kolutbytet ytterligare, men detta har inte analyserats vidare i projektet.

För energiverkningsgraden (Figur 4) ses ingen signifikant skillnad mellan bio-koncepten och de elektrifierade hybrid-koncepten. Den marginella energiverkningsgraden från el till slutprodukt (metan eller metanol) är för både metan och metanol 58%, vilket alltså innebär att 58% av den ökade elanvändningen bidrar till energiinnehåll i produkten. Det betyder att omvandlingen av el till slutprodukt varken är mer eller mindre energieffektiv än omvandlingen av biomassa till produkt. Den beräknade marginella energiverkningsgraden är jämförbar med energiverkningsgraden för ren elektrobränsleproduktion, som ligger på 57% (med hänsyn till nettoångbehov) baserat på teknikdata från danska Energistyrelsen [8] och samma antagande om elektrolytverkningsgrad (71%) som i den här studien.

### 3.2.2 Processintegration med massafabrikens energisystem

Biobränsleanläggningen<sup>4</sup> antas integreras med massafabrikens energisystem via utbyte av ångflöden för att maximera synergier i ånga-, värme- och elutbyte. Procesströmmar med höga temperaturer eller energirika purgegaser från biobränsleanläggningen kan bidra till produktion av högtrycksånga, medan fabriken ångsystem kan förse biobränsleanläggningen med processånga vid önskat tryck och temperatur. För att uppskatta potentialen för energiintegration och återvinning av högvärdig värme från den nya processen tillämpades pinchanalys [9], med fokus på att minimera behovet av externa energitjänster samt återvinna överskottsvärme i form av ånga på trycknivåer som är kompatibla med fabriken system.

Att kvantifiera dessa synergier är inte okomplicerat, eftersom den optimala lösningen beror på fabriken prioriteringar – det kan handla om att minimera förbränningen av biomassa i barkpannan, maximera elproduktionen eller maximera biobränsleproduktionen. Bland dessa ger minimering av biomassaförbränning en tydlig referensram för att utvärdera synergier och nyckeltal. Dessutom kan den sparade biomassan räknas som en del av råvaran till biobränsleproduktionen, vilket ytterligare förbättrar systemets totala resurseffektivitet.

I dagsläget körs dock barkpannan enbart ett begränsat antal timmar under året vid massabruket, vilket gör möjligheten att minska bränsleanvändning där begränsad. Då det

---

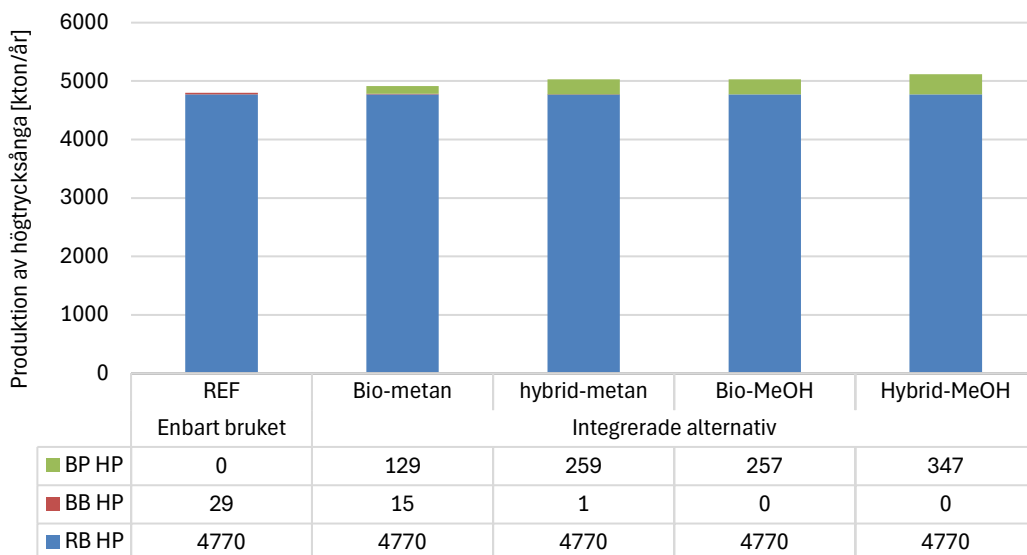
<sup>4</sup> För enkelhets skull används biobränsle här som samlingsbegrepp för metan och metanol, även om dessa produkter inte nödvändigtvis kommer att användas som bränsle, utan också kan tänkas användas som insatsråvara. Den nya anläggningen för biomassaförgasning med efterföljande metanisering eller metanolsyntes refereras därför till som ”biobränsleanläggningen”.

inte finns möjlighet att använda överskottsånga från den nya processen för att ersätta ånga från barkpannan antas istället att den ångan går till brukets turbiner. Detta förutsätter att det finns tillräcklig kapacitet i antingen mottrycksturbin eller kondensurbin för att ta emot ett ökat flöde. Den bedömning som gjorts är att det finns ett mycket begränsat utrymme, men att det för de flesta fall är tillräckligt stort för att ta emot ångöverskottet.

Elproduktionen i brukets turbiner – en mottrycksturbin och en kondensurbin, som båda har avtappningar för processånga vid olika tryck – påverkas både av ett ökat flöde av högtrycksånga in till turbinerna, och av förändringar i avtappningar av lågtrycksånga. Ökad avtappning av lågtrycksånga för att täcka ett ökat behov av processånga leder till ett minskat flöde genom kondensurbinens kondenssteg.

För att kvantifiera synergier utvärderades de integrerade konfigurationerna så att processångbehovet för både massafabriken och biobränsleanläggningen uppfylldes. Synergien definierades som förändringen i mängden biomassa som förbränns i barkpannan, samt påverkan på elproduktionen i brukets turbiner. Utifrån detta och processernas elbehov kunde sedan nettobehovet av biomassa och effekter på nettoexport av el bestämmas.

Figur 5 visar resultaten för ångproduktion för referensfallet (enbart bruket) respektive de integrerade alternativen. Referensfallet bygger på data som representerar årsvärden för 2024 för Södra Cell Värö. Då kommer över 99 % av högtrycksången (HP) från sodapannan (RB) på årsbasis. Mindre än 1 % av ångproduktionen kommer från barkpannan (BB), som enbart är i drift under relativt få timmar.

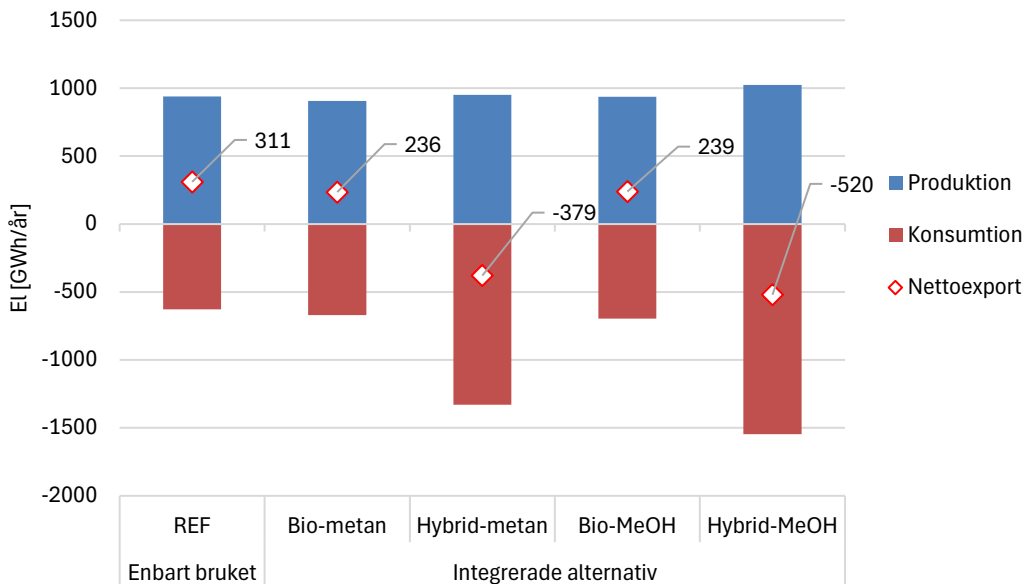


Figur 5. Produktion av högtrycksånga (HP) för referensfallet (enbart bruket) och de integrerade processkoncepten med ånga genererad från överskottsvärme från biobränsleanläggningen. RB – Sodapanna, BB – Barkpanna, BP – Biobränsleanläggning. I hybrid-fallet för metanolproduktion genereras dessutom mellantrycksånga (IP), men denna finns inte avsättning för i brukets ångsystem.

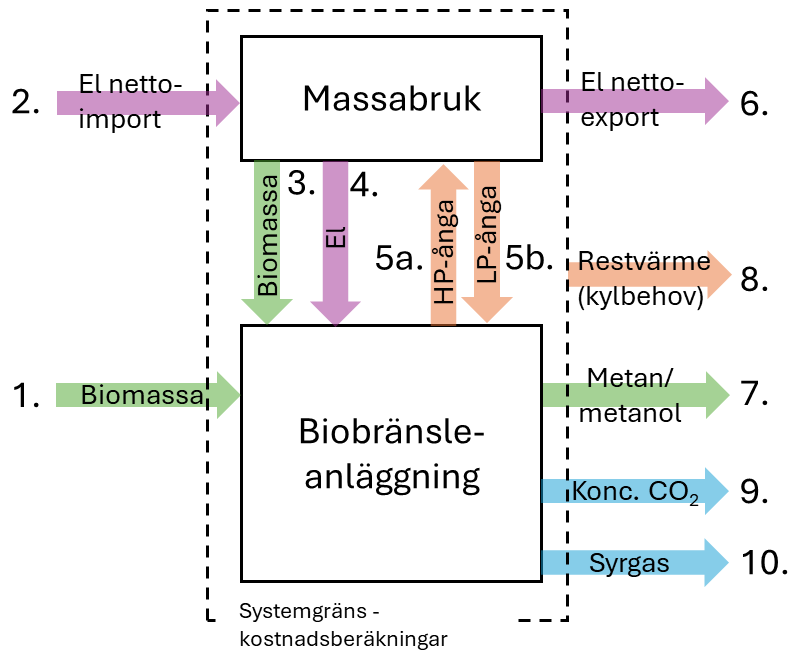
För de integrerade konfigurationerna producerar sodapannan samma mängd högtrycksånga medan barkpannans ångproduktion kan minskas under de timmar den är i drift, med motsvarande mängd ånga som genereras från biobräsleanläggningen (BP). Förutom att ta hänsyn till barkpannans drifttid har årstidsvariationer eller andra typer av driftvariationer inte tagits med i beräkningarna. Figuren visar tydligt att integrationen med biobräsleanläggningen har liten påverkan på brukets totala ångproduktion.

Figur 6 visar resulterande elbalanser för referensfallet (enbart bruket) respektive de integrerade alternativen. Här syns att integrationen har liten påverkan även på elproduktionen i bruket. För hybridkoncepten ses däremot hur den stora ökningen av elkonsumtion leder till att bruket går från att vara en nettoexportör av el till att bli en nettoimportör. I referensfallet exporterar bruket 311 GWh<sub>el</sub>/år till elnätet. För de integrerade bio-alternativen minskar nettoexporten något, och för de elektrifierade hybrid-koncepten blir den resulterande elbalansen ett nettounderskott på 374 GWh<sub>el</sub>/år och 516 GWh<sub>el</sub>/år för metan respektive metanol.

In- och utgående flöden för det integrerade systemet, samt interna flöden mellan massabruket och metan/ol-anläggningen illustreras i Figur 7. Värden för de olika flödena för de olika processkoncepten finns i Tabell 3.



Figur 6. Elproduktion, -förbrukning och nettoexport. Referensfallet avser enbart bruket, och de olika metan- och metanolfallen avser de integrerade systemen där ånga från metan/ol-anläggningen integreras med brukets ångsystem.



Figur 7. Översikt över flöden till och från den nya metan- eller metanolanläggningen, inkl flöden mellan bruket och anläggningen, och flöden som förändras pga integrationen mellan bruk och anläggning. Notera att hela elbehovet för den nya anläggningen (4.) har illustrerats som ett flöde från bruket, men att detta till stor del kan täckas av ökad import (2.) som i praktiken inte behöver gå via bruket.

Besparingen av bränsle i barkpannan, som kan frigöras som råvara till förgasningsprocessen, har beräknats baserat på förändringen i ångproduktion i barkpannan samt antagandet att verkningsgraden för omvandling från biomassa till ånga är 83 %. Resultatet framgår av värdena för flöde nr 3 (Tabell 3), som alltså visar mängden biomassa till förgasningsanläggningen, som kan tillgodoräknas från minskat bränslebehov i barkpannan.

Flöde nr 8, restvärme, utgörs dels av överskottsånga (lågtrycks- och i vissa fall mellantrycksånga), som det inte finns avsättning för i det integrerade systemet, och dels av överskottsvärme vid lägre temperaturer som hade kunnat utnyttjas för exempelvis fjärrvärme, om en sådan möjlighet hade funnits. Det är värt att notera att beräkningarna utgått från dagens energibalanser i bruket. Andra strategiska projekt i bruket, som ligninuttag eller koldioxidavskiljning, kan komma att påverka såväl ångproduktion som ångbehov och därmed skapa nya avsättningsmöjligheter och ett tydligt värde för ångan från biobränsleanläggningen.

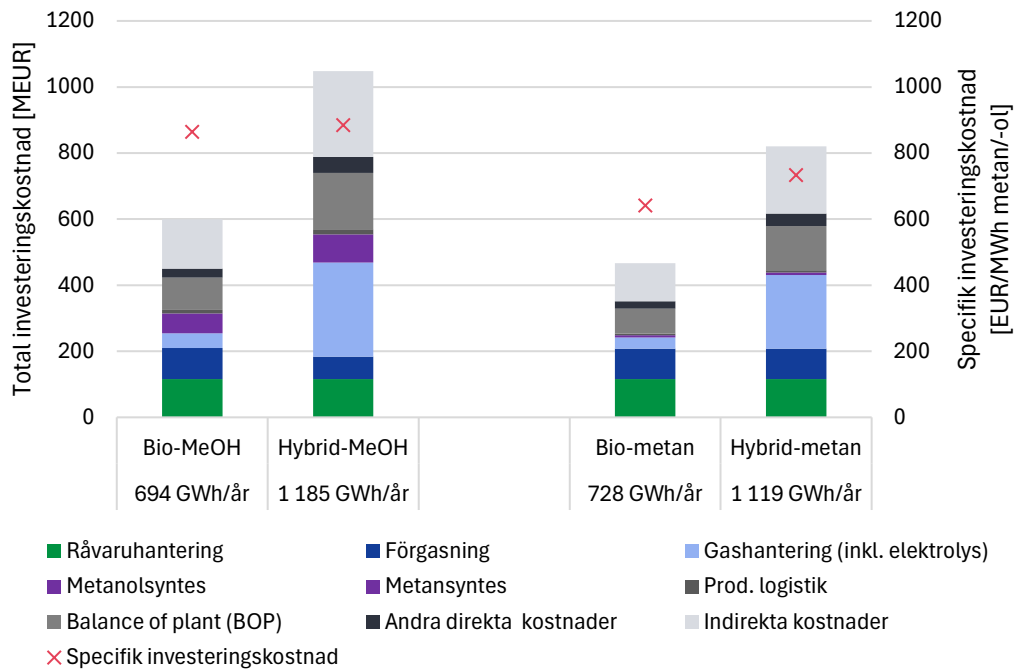
Tabell 3. Värden för flöden in, ut och internt (mellan massafabriken och bränsleanläggningen) för det integrerade systemet. Numreringen av flödena hänvisar till Figur 7. Notera att de olika fallen har samma mängd biomassa in till förgasaren (flöde nr 1 + 3), men olika skala med avseende på producerad volym av metan eller metanol (flöde nr 7). Notera också att elbehovet för den nya anläggningen (4.) anges som ett internt flöde från bruket, men antas täckas av ökad import (2.) som i praktiken inte behöver gå via bruket.

Nr.	Flöde	Bio-MeOH	Hybrid-MeOH	Bio-metan	Hybrid-metan	Enhet
<b>In</b>						
1.	<b>Biomassa</b>	1 100	1 100	1 114	1 100	GWh/år
2.	<b>El nettoimport</b>		520		379	GWh/år
<b>Internt</b>						
3.	<b>Biomassa</b>	28	28	14	27	GWh/år
4.	<b>El</b>	69	917	43	702	GWh/år
	<b>varav el till PEM</b>		850		667	GWh/år
5.	<b>Ånga</b>					
5a.	<b>HP (86 bar)</b>	286	376	129	259	kton/år
5b.	<b>LP (3-5 bar)</b>	222	76	193	141	kton/år
<b>Ut</b>						
6.	<b>El nettoexport</b>	239	0	236	0	GWh/år
7.	<b>Metan/metanol</b>	694	1 185	728	1 119	GWh/år
8.	<b>Restvärme (kylbehov)</b>	86	331	0	58	GWh/år
9.	<b>Konc. CO<sub>2</sub></b>	203	73	151	73	kton/år
10.	<b>O<sub>2</sub></b>		59		56	kton/år

Systemgränsen runt det integrerade systemet används för kostnadsberäkningarna i projektet, som alltså uppskattar driftkostnader baserat på förändringar i bränsle- och elbalanser. För beräkningar av klimatnytta används dock en systemgräns runt själva metan/ol-anläggningen.

### 3.3 Kapitalkostnader

Den totala investeringskostnaden (TFCI – Total Fixed Capital Investment) för de olika processdesignerna beräknades baserat på litteraturdata, kombinerat med direkt data från industriella projektpartners, och anpassades med skaldimensionering till processernas storlek [4]. Utrustningskostnad för huvuddelarna av processen, och total sammanlagd TFCI visas i Figur 8. Alla kostnader är beräknade i 2023 års euro. Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) användes för att justera kostnader från äldre källor. Direkta kostnader, för t.ex. byggnader, rör, och kontrollsystem, samt indirekta kostnader så som ingenjörsarbete, försäkringar etc. är inkluderade i TFCI.



Figur 8. Total investeringskostnad (Total Fixed Capital Investment, TFCI) för de olika processdesignerna, samt specifik investeringskostnad per MWh produkt. Samtliga fall är designade för 150 MW biomassa.

För elektrifieringsfallen, hybridmetan och -metanol, är den största kostnaden elektrolysören, som ingår i posten Gashantering. För hybridmetanol-fallet kan dock syrgasen från elektrolysören utnyttjas till den syrgasblåsta förgasaren, vilket gör att investering i syrgasproduktion via luftseparation kan undvikas. Detta avspeglas i den lägre kostnaden för förgasning i hybridmetanol-fallet jämfört med biometanol-fallet.

Den högre totalkostnaden för hybridfallen, i absoluta tal, kompenseras av en högre produktion, vilket gör att den specifika investeringskostnaden per MWh produkt är jämförbar för bio- och hybridfallen. Om den högre investeringskostnaden skulle ses som en barriär för investering i hybridkonceptet finns möjligheten att skala ner produktionen till en nivå som motsvarar, exempelvis, den rena biobränslefallet. Detta kan dock förväntas leda till högre specifika kostnader på grund av kostnadsfördelar av att bygga i större skala.

Värt att notera är att det finns stora osäkerheter i samtliga kostnadsposter eftersom ingen detaljerad kostnadsoptimering har gjorts med avseende på dimensionering och processdesign.



## 4 Utvärdering av klimatnytta

För att utvärdera värdekedjornas klimatnytta antogs att producerade bränslen ersätter fossila motsvarigheter. Utsläpp för såväl producerade bränslen som fossila motsvarigheter fastställdes i enlighet med relevanta EU-regelverk. Enligt gällande regelverk producerar de utvärderade värdekedjorna två olika kategorier av förnybara bränslen: Samtliga värdekedjor producerar biobränsle<sup>5</sup> medan hybridvärdekedjorna producerar både biobränsle och RFNBO<sup>6</sup>-bränsle. Produkten i hybridvärdekedjorna ses alltså som en blandning av två olika bränslen och inte som ett ”hybridbränsle”.

EU har fastställt två olika beräkningsmetodiker för de två bränslekategorierna. Utsläpp från produktion och användning av biobränsle ska beräknas enligt den metodik som beskrivs i bilaga V-VI till förnybartdirektivet (EU) 2018/2001, medan motsvarande för RFNBO-bränsle ska beräknas enligt metodiken som fastställs i bilagan till delegerad förordning (EU) 2023/1185.

De båda beräkningsmetodikerna har samma övergripande princip (”Well-to-X”): Utsläpp ska beräknas för hela värdekedjan, från utvinning av råvara till användning av bränsle, och beräkningen ska beakta växthusgaserna CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O och CH<sub>4</sub>. Beräkningen ska endast omfatta ”driftutsläpp”; utsläpp från uppförande och avveckling av nödvändig utrustning/infrastruktur ska inte beaktas.

När bränslen sambearbetas ska andelen av respektive bränsletyp i den totala produktionen bestämmas som andelen av processens totala relevanta energitillförsel som uppfyller kraven för att räknas som insatsvara för respektive bränsletyp (2023/1185, punkt 3 i bilagan). Alltså: om x% av en process relevanta energitillförsel uppfyller kraven för att räknas som insatsvara för biobränsleproduktion och y% uppfyller kraven för att räknas som insatsvara för RFNBO-produktion ska processen anses producera x% biobränsle och y% RFNBO.

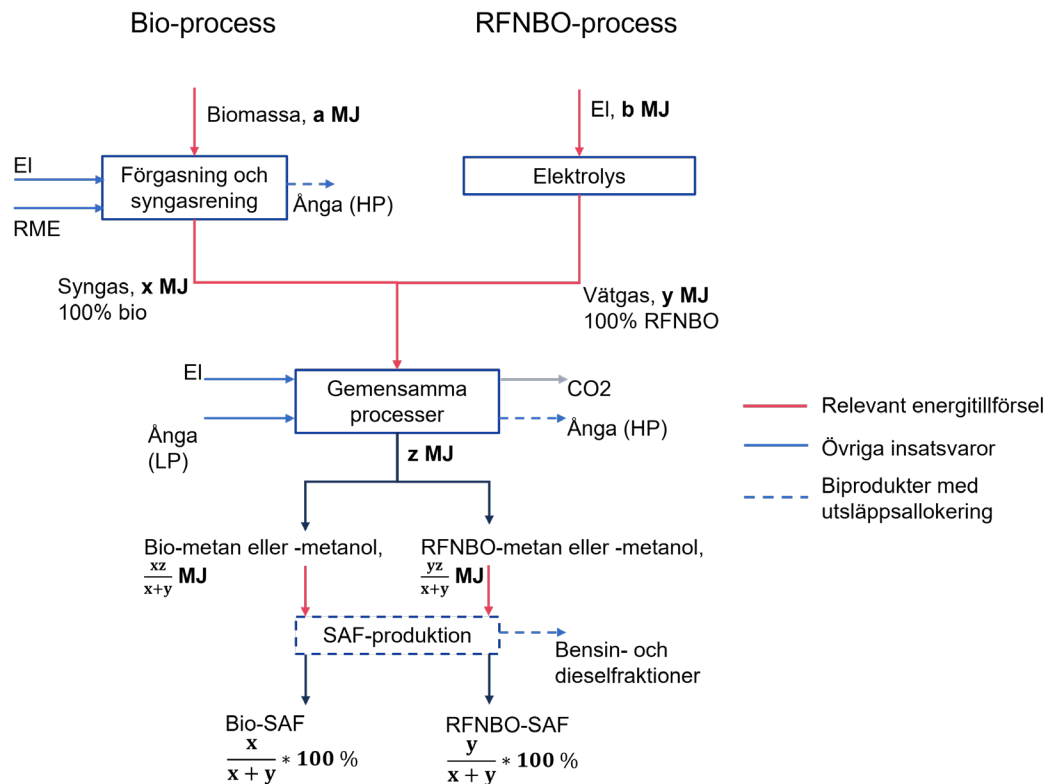
Som relevant energitillförsel räknas bland annat el som höjer bränslets eller mellanprodukters värmevärde (el till elektrolys) och insatsvaror som tillförs bränslets molekylstruktur (lägre värmevärdet ska användas). För att producera RFNBO-bränsle måste förnybar el som uppfyller kraven i delegerad förordning (EU) 2023/1184 användas; för att producera biobränsle måste hållbarhetskriterierna i förnybartdirektivet uppfyllas.

---

<sup>5</sup> Förnybartdirektivet skiljer på bränsletyperna *biodrivmedel* (vätskeformiga bränslen för transportändamål), *flytande biobränsle* (vätskeformiga bränslen för andra ändamål) och *biomassabränslen* (gasformiga och fasta bränslen). Här används för enkelhetens skull samlingsbegreppet ”biobränsle”.

<sup>6</sup> Renewable fuels of non-biological origin

I de produktionsprocesser som utvärderats i föreliggande projekt sambearbetas bio- och RFNBO-bränsle i processens senare steg (bränslesyntes och uppgradering) medan de första omvandlingsstegen (förgasning och gasrening respektive elektrolys) är tydligt åtskilda. Andelen biobränsle respektive RFNBO-bränsle i produkten skulle i princip kunna bestämmas utifrån motsvarande andelar i antingen den relevanta energitillförseln till processens första steg (förgasning respektive elektrolys) eller till de gemensamma processtegen (se Figur 9). Här är regelverket inte helt tydligt men vår tolkning<sup>7</sup> är att det sistnämnda alternativet ska användas.



Figur 9. Uppdelning av produktionsprocessen i en bio-del och en RFNBO-del, samt de insatsvaror och biprodukter som beaktades i klimatberäkningarna. Till de första omvandlingsstegen i respektive processdel är relevant energitillförsel antingen 100% biomassa (förgasning) eller 100 % förnybar icke-biogen energi (elektrolys), varför mellanprodukterna (syngas respektive vätgas) också räknades som antingen 100 % bio eller 100 % RFNBO. Förhållandet mellan biobränsle och RFNBO-bränsle i slutprodukten bestämdes utifrån andelen syngas respektive vätgas i energitillförseln till de gemensamma projektstegen.

Vid beräkning av utsläppen från produktion och distribution av projektets förnybara bränslen inkluderades de insatsvaror<sup>8</sup>, biprodukter och processteg som visas i Figur 9. All bildad koldioxid är biogen och ger nollutsläpp om den släpps ut till atmosfären, men

<sup>7</sup> Baserad på fjärde stycket i punkt 1 i bilagan till 2023/1185, som säger att man i fall med sambearbetning ”vid beräkningen av växthusgasutsläppsintensiteten [ska] göra en proportionerlig åtskillnad [...] förutsatt att processen i övrigt är identisk för båda delarna”

<sup>8</sup> Uppströmsutsläpp för använda insatsvaror inkluderades i deras utsläppsfaktorer



bidrar med negativa utsläpp om den fångas in och lagras. Utöver vad som visas i Figur 9 inkluderade beräkningarna utsläpp från transport och distribution av metanol, metan och SAF samt utsläpp från värdekedjan för transport och lagring av koldioxid.

För de gemensamma processtegen gjordes en fiktiv uppdelning i en RFNBO-del (som använder all RFNBO-vätgas) och en bio-del (som använder all vätgas från förgasningen)<sup>9</sup>. Alla utsläpp för produktion av vätgas av respektive typ allokerades till motsvarande del av den fiktivt uppdelade processen. Övriga utsläpp allokerades mellan de båda processdelarna i proportion till mängden vätgas av respektive typ.

För biprodukter allokerades utsläpp mellan biprodukt och mellan-/slutprodukt i proportion till energiinnehållet<sup>10</sup>. Endast utsläpp till och med den punkt där biprodukten produceras allokerades. I gemensamma processteg allokerades mängden biprodukt (och mängden avskild koldioxid) mellan de båda bränsletyperna på samma sätt som utsläpp från insatsvaror. Notera att GHG-metodiken endast tillåter att utsläpp allokeras till biprodukter som nyttiggörs, vilket bland annat innebär att utsläpp inte allokeras till värme som kyls bort. Biprodukter med utsläppsallokering visas i Figur 9.

Massabruket ansågs ligga utanför beräkningarnas systemgräns och flöden till-/från bruket behandlades som såld/köpt energi eller material.

För att kunna jämföra klimatnyttan mellan fall med metanol till SAF-produktion och fall med direktanvändning av metanol som fartygsbränsle inkluderades en mycket förenklad SAF-produktionsprocess i beräkningarna. Den förenklade processen har inga insatsvaror utöver metanol och karaktäriseras helt och hållet av en energiverkningsgrad från metanol till SAF och andra bränslebiprodukter. Uppströmsutsläppen från ingående metanol allokerades mellan SAF och biprodukter på energibas.

Producerade bränslen antogs ersätta fossila motsvarigheter med utsläppsfaktorn 94 gCO<sub>2</sub>e/MJ.

De utsläppsfaktorer och tekniska data som användes i beräkningarna visas i Tabell 4. I övrigt användes de mass- och energibalanser som beskrivs i kapitel 3.2.

<sup>9</sup> Notera alltså att mängden produkt av respektive typ bestäms utifrån relevant energitillförsel, medan utsläppsallokeringen mellan RFNBO och icke-RFNBO görs utifrån mängden vätgastillförsel av respektive typ. Se kapitel 7.13 i RedCerts principdokument "Scheme principles for the production of RFNBO and RCF" för en beskrivning av hur sambearbetning av RFNBO och andra drivmedelstyper hanteras under REDIII.

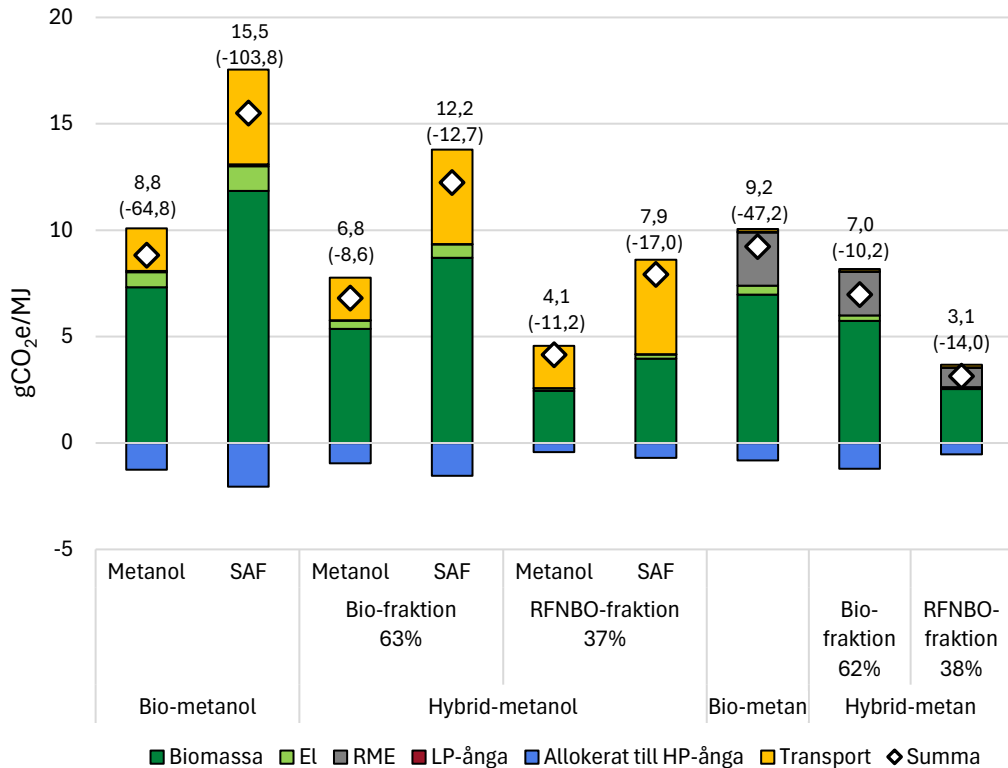
[https://redcert.org/images/RFNBO/SP\\_Production\\_of\\_RFNBO\\_and\\_RCF\\_EN.pdf](https://redcert.org/images/RFNBO/SP_Production_of_RFNBO_and_RCF_EN.pdf)

<sup>10</sup> Vid utsläppsallokering till värme ska enligt beräkningsmetodiken endast nyttiggjort värme beaktas. Detta beräknas genom att multiplicera energiinnehållet i exporterat värme (referenstemperatur 0 °C) med Carnot-faktorn  $\frac{T-273,15}{T}$ .

Tabell 4. Utsläppsfaktorer och andra data som användes för beräkning av utsläpp och klimatnytta.

Utsläppsfaktorer		
Förnybar el (vindkraft via PPA)	0 gCO <sub>2</sub> e/MJ	Förutsätts uppfylla villkoren för nollutsläpp enligt (EU) 2023/1184
Biomassa	7,1 gCO <sub>2</sub> e/MJ	Träflis från träindustriavfall, transport 500-2500 km. Normalvärde ur (EU) 2018/2001, konsoliderad version 20.11.2023, sida 155.
CO <sub>2</sub> -transport och lagring	22,5 gCO <sub>2</sub> e/kgCO <sub>2</sub>	Utsläpp från drift ("operation") av CCS-infrastruktur (transport, lagring) baserade på [10].
RME (skrubberolja för tjärrening)	50,1 gCO <sub>2</sub> e/MJ	Biodiesel raps, normalvärde för odling, bearbetning, transport och distribution. (EU) 2018/2001 konsoliderad version 20.11.2023, sida 129.
LP-ånga	0,2 gCO <sub>2</sub> e/MJ	Beräknad utifrån emissionsfaktor för biomassa (ovan), emissionsfaktor för svartlut (0 gCO <sub>2</sub> e/MJ) och brukets bränsle- el och ångbalans, enligt metod i (EU) 2018/2001 konsoliderad version 20.11.2023 (bilaga VI avsnitt B punkt 1d led iv)
Transport: pipeline	0,1 kgCO <sub>2</sub> e/tkm	ISCC EU 205 Annex I. Antaget transportavstånd: 100 km.
Transport: metanol	2,0 gCO <sub>2</sub> e/MJ	(EU) 2018/2001 konsoliderad version 20.11.2023, sida 134. Metanol, normalvärde för transport och distribution
Transport: SAF	1,0 gCO <sub>2</sub> e/MJ	(EU) 2018/2001 konsoliderad version 20.11.2023, sida 134. Fischer-Tropsch-diesel, normalvärde för transport och distribution
Fossil motsvarighet	94 gCO <sub>2</sub> e/MJ	(EU) 2023/1185
Övriga data för utsläppsberäkningar		
HP-ånga, energiinnehåll	0,91 MWh/ton	86 bar(a), 450 °C
LP-ånga, energiinnehåll	0,76 MWh/ton	4 bar(a), mättad
Utbyte, SAF-produktion	0,20 MJ SAF 0,29 MJ Diesel-fraktion 0,12 MJ Bensin-fraktion	Baserat på [11]. Utbytet anges per MJ metanol. Notera att alla fraktioner får samma utsläppsintensitet eftersom utsläpp allokeras mellan produkt och biprodukt på energibas.

Beräknade utsläppsfaktorer ( $\text{gCO}_2\text{e}/\text{MJ}$ ) för de olika produkterna visas i Figur 10. Utsläppen för SAF gäller per MJ producerad SAF (och alltså inte per MJ metanol till SAF-produktion).



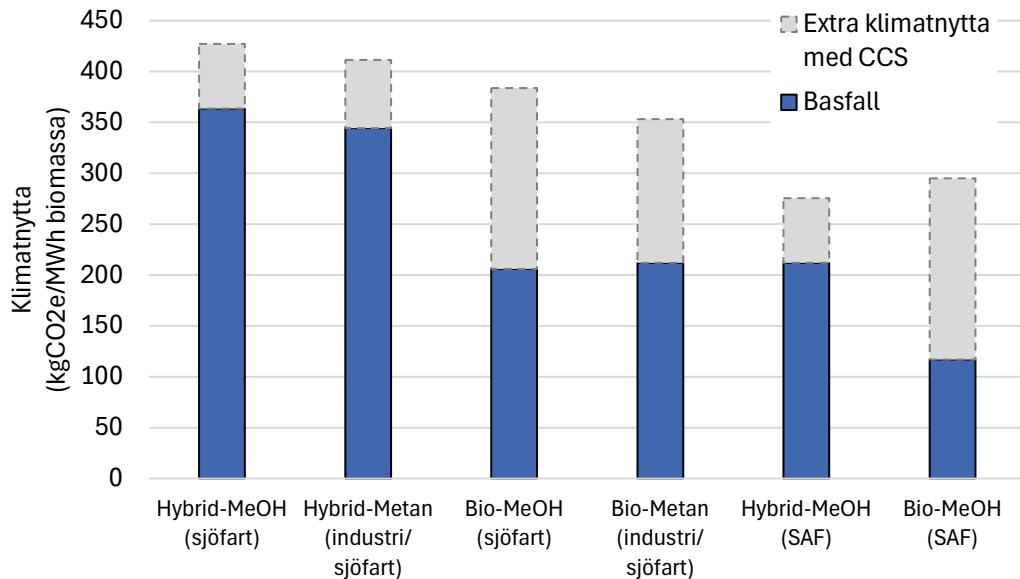
Figur 10. Beräknade utsläppsfaktorer ("well-to-x") för analyserade bränslen och drivmedel. Poster ovan 0-strecket anger utsläpp per utsläppskategori om inga utsläpp allokeras till biprodukter. Posten "Allokerat till HP-ånga" avser utsläpp som kan allokeras till exporterad HP-ånga om denna nyttiggörs vid bruket. Siffrorna överst på varje stapel anger utsläpp (efter allokering av utsläpp till biprodukten HP-ånga). Siffror inom parentes anger utsläppsfaktorn i fall där CCS-tillämpas på hela koldioxidflödet som avskiljs i produktionsprocessen. För hybridprocesserna fås olika utsläppsfaktorer för bio- respektive RFNBO-fraktionen. Den genomsnittliga utsläppsfaktorn per MJ producerat hybridbränsle blir ett viktat medelvärde av de två utsläppsfaktorerna.

Det kan noteras att RFNBO-bränslena ger lägre utsläpp än biobränslen, vilket beror på att den viktigaste insatsvaran (förnybar el) har utsläppsfaktorn  $0 \text{ gCO}_2\text{e}/\text{MJ}$ . Samtliga bränslen uppnår dock den utsläppsminskning som krävs för att räknas mot förnybartdirektivets mål, dvs

1. För RFNBO: 70 % utsläppsminskning mot jämförelsevärdet  $94 \text{ gCO}_2\text{e}/\text{MJ}_{\text{bränsle}}$
2. För biodrivmedel i transportsektorn: 65 % utsläppsminskning mot jämförelsevärdet  $94 \text{ gCO}_2\text{e}/\text{MJ}_{\text{bränsle}}$
3. För biomassabränsle till värmeproduktion: 80 % utsläppsminskning mot jämförelsevärdet  $80 \text{ gCO}_2\text{e}/\text{MJ}_{\text{värme}}$

Bio-metan som används för uppvärmning ger dock utsläpp som ligger förhållandevis nära de högsta tillåtna: med 90 % pannverkningsgrad blir utsläppen per MJ värme drygt 10 gCO<sub>2</sub>e/MJ<sub>värme</sub> medan högsta tillåtna utsläppsfaktor är 16 gCO<sub>2</sub>e/MJ<sub>värme</sub>.

Med hjälp av de beräknade utsläppsfaktorerna och producerade bränslemängder, samt antagandet att varje MJ bränsle ersätter ett fossilt alternativ med utsläppsfaktorn 94 gCO<sub>2</sub>e/MJ kan klimatnyttan för respektive processkoncept och värdekedja beräknas. Klimatnyttan är alltså ett mått på undvikna fossila utsläpp minus de utsläpp som uppstår i den nya värdekedjan. Resultaten visas i Figur 11, där klimatnyttan anges per MWh biomassa in till det integrerade systemet. Eftersom skillnaderna i nettotillförsel av biomassa är mycket små mellan de olika fallen skulle jämförelsen mellan fallen se snarlik ut om klimatnyttan istället jämfördes på årsbasis.



Figur 11. Klimatnytta per MWh tillförd biomassa (netto) till det integrerade systemet. Varje MJ producerat bränsle har antagits ersätta en MJ fossilt alternativ med utsläppsfaktorn 94 gCO<sub>2</sub>e/MJ. Den extra klimatnyttan i fallen med CCS uppstår till följd av den lägre (negativa) utsläppsfaktorn för det producerade bränslet i dessa fall. Notera att vi har försummat utsläpp kopplade till förvätskning av metan i sjöfartsfallet, vilket leder till att klimatnyttan blir samma för metananvändning i industri och sjöfart. Förvätskning med svensk el bedöms dock bidra mycket lite till värdekedjans utsläpp.

Resultaten visar att klimatnyttan generellt är bättre för hybrid-koncepten, men att CCS kan ge ett markant bidrag till klimatnyttan för de rena bio-fallen. Den lägre klimatnyttan då metanol används för produktion av SAF beror på utbytesförluster i omvandlingen från metanol till flygbränsle. Här är värt att påpeka att det finns begränsat med dataunderlag för Methanol-to-Jet (MtJ)-processen och ett högre utbyte än det som antagits här (ca 63%) skulle ge en mindre skillnad mellan fartygsbränsle- och SAF-fallet.



## 5 Utvärdering av business case

För att utvärdera business case jämfördes uppskattade produktionskostnader och potentiell betalningsvilja för de olika produkterna. År 2035 har valts som referensår för antaganden om priser och styrmedelsutveckling. Alla priser och kostnader anges i 2023 års penningvärde.

### 5.1 Beräkning av produktionskostnader

Givet de uppskattade mass- och energibalanserna och investeringskostnaderna från processmodelleringen (se avsnitt 3.1.1 och 3.3) beräknades produktionskostnader för metanol och metan för de olika processkoncepten. Antagna priser för bl.a. el och biomassaråvara, andra relevanta kostnader och ekonomiska antaganden finns sammanställda i Tabell 5.

El som används för produktion av RFNBO måste vara förnybar enligt det regelverk som fastställs i (EU) 2023/1184. El som levereras via elnätet kan räknas som helt förnybar om vissa villkor (som beror på utsläppsintensitet och andel förnybar elproduktion i aktuellt elprisområde) uppfylls. För el som används för RFNBO-produktion i elområde SE3 ställs krav på att elen upphandlas genom så kallade PPA:er (Power Purchase Agreements)<sup>11</sup>. Det elpris som antagits för beräkningarna är en uppskattning av priset på förnybar el enligt långa sådana avtal. För övrig elanvändning, som används eller allokeras till biobränsleproduktionen krävs inte nödvändigtvis PPA. Vi har för enkelhets skull ändå valt att anta samma elpris även för denna del av elförbrukningen. Dels utgör detta en relativt mindre andel av de totala produktionskostnaderna, dels kan spotpriset på sikt förväntas närma sig priset för PPA i takt med att andelen fossilfri el i nätet ökar. Utgångspunkten för antagandet om elpris har varit anläggningens lokalisering vid Södra Cell Värö, dvs i elområde SE3. En annan lokalisering av en sådan här anläggning, t.ex. i SE1 eller SE2 hade kunnat motivera ett antagande om betydligt lägre elpris.

Priset för syrgas används för att beräkna värdet av den syrgas som bildas som biprodukt till vätgas vid elektrolys och baseras på tidigare studier. Eftersom syrgas används i massabruket idag, finns också en potentiell avsättning, där syrgasen från elektrolysoren kan ersätta inköpt syrgas för t.ex. syrgasdelignifiering och blekningssteg. Det antagna värdet på den producerade syrgasen är i det lägre spannet av såväl marknadspris som alternativ produktionskostnad [12] för att göra det motiverat att utnyttja syrgasen.

---

<sup>11</sup> I tillägg finns krav på temporal och geografisk korrelation som den genom PPA:er upphandlade elproduktionen måste uppfylla. Något förenklat innebär detta att elproduktion och vätgasproduktion måste ske samtidigt och i samma elprisområde. Eftersom det rör sig om EU-regelverk finns dock ett stort antal undantags- och övergångsregler. Se figur 3 och kapitel 4 i ISCC EU 202-6 för en fullständig bild av de krav som ställs på elförsörjningen.

Behovet av syrgas i bruket bedöms dock vara lägre än produktionen (som är ca 8 ton/timme), och för att inte överskatta värdet av syrgas som biprodukt har det antagits att enbart 50% av syrgasen kan nyttiggöras.

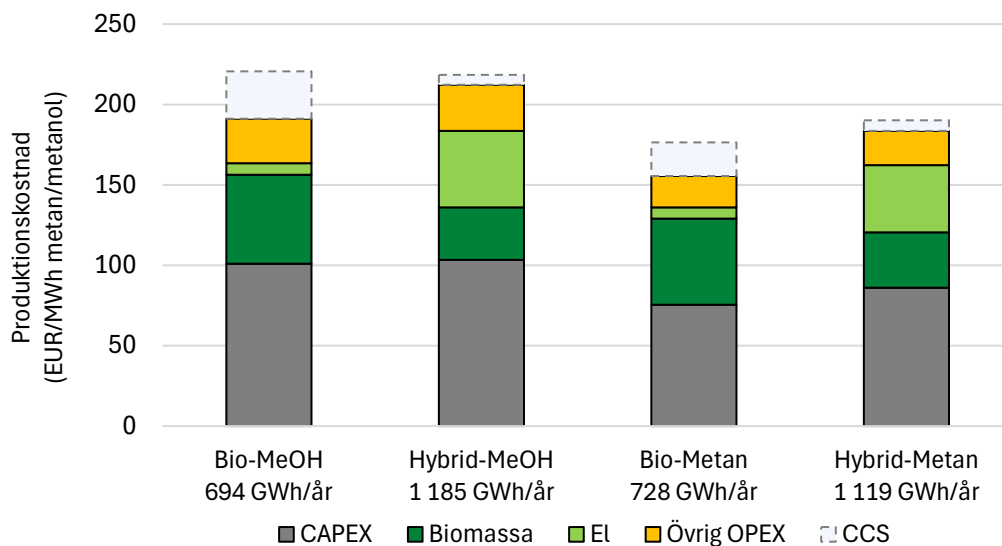
Tabell 5. Antaganden för uppskattning av produktions- och distributionskostnader

El	68 EUR/MWh	Uppskattning av 10-års PPA-avtal för vind 2026-2035 för Sverige [13]. För beräkningarna antas samma elpris även där PPA inte krävs enligt regelverken.
Biomassa	35 EUR/MWh	Relativt stabilt spotpris för flis sep-23 – nov-24 [14].
Syrgas	60 EUR/ton, 50% nyttjandegrad	Antagande baserat på rapport från HyCoGen-projektet [12] där marknadsvärde mellan 40 och 160 EUR/ton och kostnad för syrgasproduktion genom luftseparation på ca 50-80 EUR/ton nämns.
RME (Skrubberolja för tjärrening)	100 EUR/MWh	
Förvätskning, mellanlagring transport och permanent lagring av koldioxid	100 EUR/ton	Uppskattning baserat på data från [15] avseende kostnader för koldioxidvolymen omkring 200 000 ton/år.
Kylvatten	0,13 EUR/m <sup>3</sup>	I linje med andra studier inom Klimatledande processindustri [16,17], samt antagande om 10 graders temperaturökning
Drifttid	8000 tim/år	
Kostnad för anslutning till gasnätet	30 MSEK	Enligt underlag från Nordion 20-40 MSEK för en kapacitet kring 1,2 TWh/år (motsvarande produktionen i hybridfallet).
Räntor under byggtiden	17% av total investering (TFCI)	Beräknat baserat på 8 % ränta och att investering fördelas jämnt under 3 års byggtid
O&M	3% av CAPEX	
Annuitetsfaktor	0,1	Motsvarande 8% ränta under 20 år
Distributionskostnader metanol	0,15 EUR/GJ	Uppskattning utifrån uppgifter om en kostnad på 0,91 EUR/GJ för distribution över 150 km [18]. Här antas omkring 25 km.

Kostnaderna för transport och lagring av koldioxid är förenklat hanterade genom att anta en fast kostnad för förvätskning, mellanlagring, transport och geologisk lagring per ton koldioxid som är oberoende av den avskilda volymen. Antagandet baseras på publicerade kostnadsuppskattningar för olika volymer och transportavstånd [15], där vi utgått från en

volym omkring 200 000 ton/år och försummat kostnader för mellanlagring vid bruket. Vidare har vi antagit 20 km lastbilstransport till närliggande hamn, samt kostnader för skeppstransport och mellanlagring i hamn som motsvarar kostnader från Göteborgs hamn till Kollsnes i Norge. Detta ger uppskattade kostnader för förvätskning (ca 200 kr/ton), lastbilstransport (ca 100 kr/ton), skeppstransport och mellanlagring (ca 350 kr/ton). När det gäller den permanenta geologiska lagringen är osäkerheten i kostnad betydande. Uppgifter från Northern Lights om en tariff för transport och lagring som tjänst på 30-55 EUR/ton nämns i ovan citerad rapport [15]. Om andelen transportkostnad i denna tariff antas motsvara 15 EUR/ton (rapportens uppskattade transportkostnad för stora volymer), kan lagringskostnaden uppskattas till 150–400 kr/ton. Med ett antagande i den högre änden av spannet (350 kr/ton) fås en trevligt jämn siffra för den totala kostnaden för hela kedjan från förvätskning till slutlagring på 1000 kr/ton.

Figur 12 visar de beräknade produktionskostnaderna för de olika fallen. Kostnaderna har beräknats utifrån en systemgräns runt det integrerade massabruket och biobränsleanläggningen (se Figur 7). Det innebär att flöden av ånga, biomassa och el mellan bruket och biobränsleanläggningen inte har prissatts, utan energikostnaden beräknas baserat på förändring i biomassatillförsel och nettoexport/import av el i det integrerade systemet jämfört med det fristående massabruket. Kostnaden för biomassaråvaran motsvarar alltså kostnaden för nettobehovet av biomassa efter tillgodoräknande av den biomassa som sparas i brukets barkpanna genom utbyte av ånga mellan anläggningarna. Kostnaden för el beräknas baserat på minskad nettoexport av el jämfört med det fristående massabruket plus eventuell tillkommande nettoimport.



Figur 12. Specifika produktionskostnader per MWh producerad metan eller metanol för en anläggning med förgasningskapacitet på 150 MW biomassa. Övrig OPEX utgörs till mer än 90% av drift- och underhållskostnader (O&M), men inkluderar också kostnader för kylvatten, skrubberolja (RME) och metanoldistribution samt värdet av producerad syrgas (negativ kostnad).

Resultaten för bio-metan kan jämföras med tidigare studie baserat på GoBiGas [19], där motsvarande produktionskostnad uppskattades till 722 SEK/MWh för en 100 MW anläggning. Kostnaderna som uppskattas här ligger betydligt högre, vilket förklaras av betydande skillnader i både CAPEX och OPEX. Ökningen i OPEX beror på att det antagna priset på biomassaråvara är omkring dubbelt så högt som i tidigare studie, samtidigt som det beräknade utbytet från biomassa till metan är något lägre. Ökningen i CAPEX beror på en kombination av högre antagen räntenivå, generella kostnadsökningar (kostnadsindexet CEPCI har ökat med 40% sedan 2014, vilket var basår för GoBiGas-studien), högre kostnadsuppskattningar för vissa enskilda processteg, samt ytterligare påslag för räntor under byggtiden.

Möjligheter till kostnadsminskningar finns troligen framför allt för CAPEX, där optimerade teknikval och dimensionering kan effektivisera processdesignen. Här kan det möjligen också finnas investeringsstöd att söka för att täcka delar av kostnaden.

## 5.2 Uppskattning av betalningsvilja

För att uppskatta framtida betalningsvilja för förnybar metan och metanol antogs att slutanvändaren kan betala samma pris som för något likvärdigt alternativ. Som alternativ valdes bränslen/kemikalier för vilka det finns mogna(re) marknader. Följande två prissättningsprinciper användes:

1. Slut användaren kan betala ett pris som motsvarar priset för ett fossilt alternativ, med hänsyn till eventuella subventioner och sanktioner (skattelättnader, straffavgifter, utsläppsrätter)
2. Slut användaren kan betala samma pris som för ett mer moget förnybart alternativ

### 5.2.1 Metanol eller metan till sjöfart

År 2035 kommer sjöfarten inom EU omfattas fullt ut av unionens system för handel med utsläppsrätter och regleringen FuelEU Maritime. Fuel EU Maritime ställer krav på gradvis minskad växthusgasintensitet i fartygs energianvändning under perioden 2025-2050 (artikel 4). Från 1 januari 2034 *kan*<sup>12</sup> det dessutom införas en extra skyldighet att använda minst 2 energi-% RFNBO (artikel 5). Berörda aktörer som inte når målen gällande växthusgasintensitet och RFNBO-inblandning beläggs med en straffavgift som är proportionerlig mot avvikelserna (artikel 23). Notera att straffavgifterna blir större för fartyg som missar målen flera år i rad, en effekt som inte tagits hänsyn till i föreliggande projekt.

---

<sup>12</sup> Om denna skyldighet införs eller inte beror bland annat på kommissionens bedömning av RFNBO-marknadernas utveckling



Det är rederier (och alltså inte exempelvis bränsleleverantörer) som omfattas av såväl EU-ETS som FuelEU Maritime.

För att uppskatta rederiernas betalningsvilja för förnybar metanol eller metan jämfördes två alternativ för ett rederis energiförsörjning år 2035<sup>13</sup>:

1. Använd 100 % VLSFO, köp nödvändiga utsläppsrätter och betala alla straffavgifter enligt FuelEU Maritime
2. Använd, på flottnivå<sup>14</sup>, precis så mycket förnybar metanol eller metan som krävs för att undvika straffavgifter enligt FuelEU Maritime. Använd VLSFO för återstående energianvändning och köp nödvändiga utsläppsrätter

Ett rederi antogs villigt att betala det metanolpris som leder till att de två alternativen ger samma totalkostnad per energienhet inköpt bränsle. Eftersom Fuel EU Maritime innehåller mål om minskad växthusgasintensitet i bränslemixen leder denna ansats till högre betalningsvilja för bränslen med lägre utsläppsintensitet.

Data som användes för att beräkna betalningsvilja för förnybara bränslen visas i Tabell 6. Utvärderingen gjordes för år 2035 vilket innebär att dubbelräkning av e-bränslen (artikel 5.1) inte tillåts. Det villkorade delmålet om 2 % RFNBO-inblandning (artikel 5.3) antogs dock vara i kraft år 2035. Delmålet innebär en extra straffavgift för rederier som inte blandar in minst 2 % RFNBO och leder alltså till högre betalningsvilja för RFNBO-bränsle jämfört med biodrivmedel. Straffavgiftens storlek beror på skillnaden i marknadspris mellan RFNBO-bränsle och konventionellt bränsle, vilken antogs vara 240 EUR/MWh<sup>15</sup>.

För användning av metan i sjöfart krävs förvätskning, något som inte tas hänsyn till i de produktionskostnader som beräknats i projektet. Det innebär att en potentiell köpare av det gasformiga metanet måste ta höjd för förvätskningskostnader och den beräknade betalningsviljan inkluderar ett avdrag på 15 EUR/MWh<sup>16</sup> metan för att täcka dessa kostnader.

Givet antagandena i Tabell 6 är betalningsviljan för e- respektive bio-metanol år 2035 **338 EUR/MWh** respektive **295 EUR/MWh**. Motsvarande siffror för metan är **325 EUR/MWh** respektive **279 EUR/MWh**. Den extra straffavgiften kopplad till delmålet för 2 % inblandning av e-bränsle förklarar ca 30 EUR/MWh av prisskillnaden mellan e- och biobränsle; återstående prisskillnad förklaras av skillnad i WtW-utsläpp.

<sup>13</sup> Samma ansats användes av Methanol Institute i ett white paper publicerat år 2024 [20].

<sup>14</sup> Artikel 21 i FuelEU Maritime tillåter att regelverket uppfylls för en ”pool” av fartyg, det måste alltså inte uppfyllas för varje enskilt fartyg

<sup>15</sup> Detta antagande har liten påverkan på beräknad betalningsvilja: en dubbling respektive halvering av antagen prisskillnad påverkar beräknad betalningsvilja med mindre än +/- 10%.

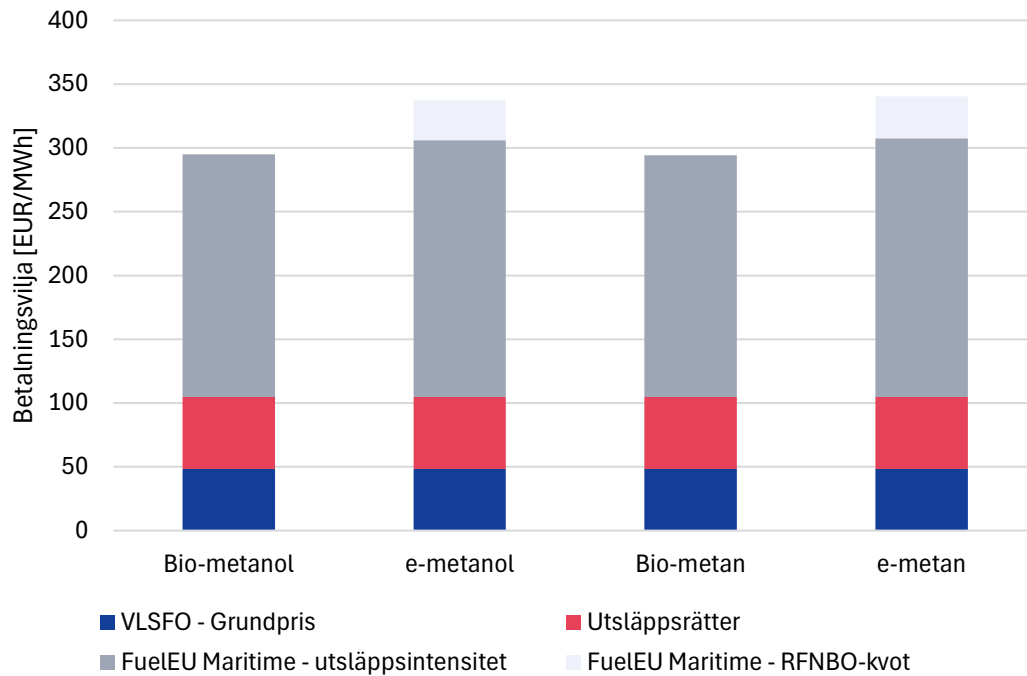
<sup>16</sup> Baserat på data från Oxford Institute for Energy Studies, rapport NG 142

Tabell 6. Data som användes för att beräkna betalningsvilja för metanol som används som sjöfartsbränsle.

Marknadspris, VLSFO	550 EUR/ton	Ship & Bunker [21], priser från februari 2025.
Marknadspris, utsläppsrätter	200 EUR/tonCO <sub>2</sub>	Prognos Bloomberg NEF, 2034. [22]
Förbränningsutsläpp, VLSFO	3,21 kgCO <sub>2</sub> /kg	[20]
LHV VLSFO	41 MJ/kg	Fuel EU Maritime, Bilaga IV del B.
WtW-utsläpp, VLSFO	91,16 gCO <sub>2</sub> e/MJ	Fuel EU Maritime, Artikel 4.2
WtW-utsläpp, bio-metanol	8,8 gCO <sub>2</sub> e/MJ	Se Figur 10
WtW-utsläpp, e-metanol	4,1 gCO <sub>2</sub> e/MJ	Se Figur 10
WtW-utsläpp, bio-metan	9,2 gCO <sub>2</sub> e/MJ	Se Figur 10
WtW-utsläpp, e-metan	3,2 gCO <sub>2</sub> e/MJ	Se Figur 10
Prisskillnad, RFNBO/konventionellt drivmedel	240 EUR/MWh	Antagande

Betalningsviljans fördelning mellan olika bidragande komponenter (priser och straffavgifter) illustreras i Figur 13. Som framgår av figuren beror betalningsviljan framför allt av straffavgifterna kopplade till FuelEU Maritime, vilket innebär att resultaten inte är särskilt känsliga för antaganden kring pris på utsläppsrätter och fossilt bränsle.

Betalningsviljan ovan är beräknad utifrån de utsläppsfaktorer som beräknats i projektet utan CCS. Om CCS-används i produktionsprocesserna och minusutsläppen allokeras till producerat bränsle kan betydande minusutsläpp uppnås framför allt i fallen med renodlad bio-produktion (se avsnitt 4). Med utsläppsfaktor  $-64,8$  gCO<sub>2</sub>e/MJ för bio-metanol och  $-47,2$  gCO<sub>2</sub>e/MJ för bio-metan blir betalningsviljan i stället 465 respektive 410 EUR/MWh.



Figur 13. Betalningsvilja för utvärderade bränslen vid användning i sjöfart, fördelad på de komponenter som bidrar till betalningsviljan. "Bio" avser bränslen producerade genom de bio-processer som utvärderats i projektet; "e" avser RFNBO-delen av utvärderade hybridprocesser.

Den framräknade betalningsviljan är en övre gräns för vad rederier som omfattas av FuelEU Maritime och EU-ETS kan vara beredda att betala för förnybar metanol, och gäller i ett fall med brist på förnybara sjöfartsbränslen. I ett fall med överskott på förnybara bränslen relativt målen sätts priset i stället i konkurrens mellan förnybara alternativ.

### 5.2.2 Metanol till SAF-produktion

Producenter av SAF som använder tekniken "Methanol-to-Jet" (MtJ) kan använda förnybar metanol som insatsvara. Betalningsviljan kan då anses bestämmas av försäljningspriset för SAF, minus flygbränsleproducentens övriga produktionskostnader (dvs kostnaderna för MtJ-steget) och "vinstmarginal". Betalningsviljan för metanol blir alltså knuten till marknadspriset för SAF. Det finns idag prisdata för (bio-)SAF som producerats genom hydrering av oljor och fetter (HVO/HEFA). Detta teknikspår är dock råvarubegränsat och marknadsbilden kan förväntas förändras kraftigt under det närmaste årtiondet till följd av att nya teknikspår (eventuellt) kommersialiseras och att regelverket ReFuelEU Aviation (troligen) driver fram kraftigt ökad användning av hållbart flygbränsle.

ReFuelEU Aviation kräver att flygbränsleleverantörer säkerställer föreskrivna minimiandelar SAF (räknat på energibas) i flygbränsle som tillgängliggörs på unionens

flygplatser (artikel 4). Andelen SAF ska öka från minst 2 % år 2025 till minst 70 % år 2050. Dessutom tillkommer ett särskilt inblandningsmandat för e-SAF (RFNBO) som ska öka från minst 1,2 % perioden 2030–2031 till minst 35 % år 2050.

I förordningen finns straffavgifter som drabbar flygbränsleleverantörer som inte levererar föreskrivna minimiandelar SAF (artikel 12.4). Straffavgifternas storlek beror av marknadspriset för SAF på ett sätt som innebär att det i praktiken alltid är billigare att leverera föreskrivna minimiandelar (oavsett produktionskostnad/marknadspris) än att betala straffavgifterna. Det går därför inte att utifrån straffavgifternas utformning beräkna framtida betalningsvilja för SAF på de europeiska marknaderna. Det går däremot att konstatera att **regelverket, om det implementeras, kan driva fram extremt höga marknadspriser för SAF och att betalningsviljan för metanol för SAF-produktion i så fall blir högre än för någon annan tillämpning som utvärderats i föreliggande projekt.**

Om ReFuelEU Aviation rivs upp eller kraftigt försvagas uteblir den starka effekt på SAF-priser som diskuteras ovan. I ett sådant fall kan dagens marknadspriser för SAF ses som ett ”worst-case” för framtida betalningsvilja<sup>17</sup>. År 2024 var det genomsnittliga marknadspriset på SAF ca 1900 EUR/ton [14]. Utifrån detta SAF-pris och en produktionskostnad för MtJ på motsvarande 136 EUR/ton SAF uppskattades framtida betalningsvilja för metanol till SAF produktion till 94 EUR/MWh metanol.

Produktionskostnaden för MtJ uppskattades med hjälp av data från [11]. En sammanställning av använda data ges i Tabell 7. Notera att produktionskostnaden för MtJ-SAF endast inkluderar CAPEX vilket innebär att beräkningen överskattar betalningsviljan. Den beräknade betalningsviljan är dock ändå mycket för låg för att motivera en investering i metanolproduktion.

Tabell 7. Data för att uppskatta kostnaden för SAF-produktion från metanol via MtJ-processen.

CAPEX, MtJ	83 MEUR	FCI. Figur 7b i [11]
Kapacitet, MtJ	70 ktpa flytande bränsle	Tabell 7 i [11]
	22,1 ktpa SAF	Tabell 7 i [11]
Metanolförbrukning	3,40 ton MeOH/ton flytande bränsle	Tabell S10 i [11]
Kostnadsallokering	CAPEX och metanolförbrukning allokeras mellan produkter på massbasis	

<sup>17</sup> Även utan ReFuelEU Aviation kan SAF-priser förväntas öka på grund av ökande efterfrågan samtidigt som dagens produktionstekniker (med låga produktionskostnader) är tydligt råvarubegränsade. Dagens prisbild kan därför ses som ”worst-case”.

### 5.2.3 Metan till kemiindustri

Betalningsviljan för förnybar metan till kemiindustrin beräknades utifrån antagandet att användaren är beredd att betala ett pris motsvarande handelspriset för naturgas plus värdet av de skatter och avgifter som undviks när fossil gas ersätts av förnybar gas.

För europeisk – och västsvensk – kemiindustri är gashandelspriset nära kopplat till utvecklingen på spotmarknaden Dutch TTF. Det genomsnittliga handelspriset år 2024 var 34,6<sup>18</sup> EUR/MWh. Beroende på slutanvändning tillkommer – utöver nätavgifter – energiskatt, koldioxidskatt och kostnad för utsläppsrätter.

Tabell 8 visar totalpris för olika typer av användare, beräknade utifrån genomsnittligt gashandelspris 2024, aktuella skattesatser (giltiga från 1 juli 2025) samt ett antaget EU-ETS-pris år 2035 på 200 EUR/ton CO<sub>2</sub>. En användare av förnybar gas slipper både skatter och utsläppsrätter och kan därför betala ett gashandelspris motsvarande tabellens totalpris. Detta pris är klart lägre än de uppskattade produktionskostnaderna (se avsnitt 5.1) vilket innebär att subventioner och/eller en betydande grön prispremie kommer krävas för lönsamhet, se även diskussionen i avsnitt 5.3.

Tabell 8. Värde av förnybar metan till några olika relevanta användningsområden inom industri.

[EUR/MWh]	Handelspris	Energi-skatt <sup>19</sup>	Koldioxid-skatt <sup>20</sup>	EU-ETS <sup>21</sup>	Total
Uppvärmning, del av EU-ETS	34,6	10,0	-	41,2	85,8
Uppvärmning, ej del av EU-ETS	34,6	10,0	25,6	-	70,1
Råvara/feed	34,6	-	-	-	34,6

### 5.2.4 Sammanställning betalningsvilja

Uppskattad betalningsvilja för de olika bränslen och användningsområden som utvärderats visas i Tabell 9 nedan. Som diskuteras närmare i nästa avsnitt har betalningsviljan på bränslemarknaderna (sjöfart, flygbränsleproduktion) potential att bli klart högre än produktionskostnaderna, medan det omvända gäller för betalningsviljan vid industriell användning av metan.

<sup>18</sup> Medelvärde av “End of Day” år 2024 för Dutch TTF Day Ahead 2024. Data från EEX: <https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub/natural-gas/indices>

<sup>19</sup> Omräknad från 1259 SEK/1000m<sup>3</sup> med 39.6 MJ/m<sup>3</sup>

<sup>20</sup> Omräknad från 3233 SEK/1000m<sup>3</sup> med 39.6 MJ/m<sup>3</sup>

<sup>21</sup> Förbränningsutsläpp 205.9 kgCO<sub>2</sub>e/MWh

Tabell 9. Uppskattad betalningsvilja för projektets olika bränslen och användningsområden.

[EUR/MWh]	Bio utan CCS	RFNBO utan CCS	Bio med CCS	RFNBO med CCS
Metanol till sjöfart	295	338	465 <sup>22</sup>	380 <sup>23</sup>
Metan till sjöfart	279	325	410	371
Metanol till SAF-produktion	Klart högre än för metanol till sjöfart vid fullständig implementering av ReFuelEU Aviation, annars klart lägre än för metanol till sjöfart			
Metan till uppvärmning, inom EU-ETS	86			
Metan som råvara/feed	35			

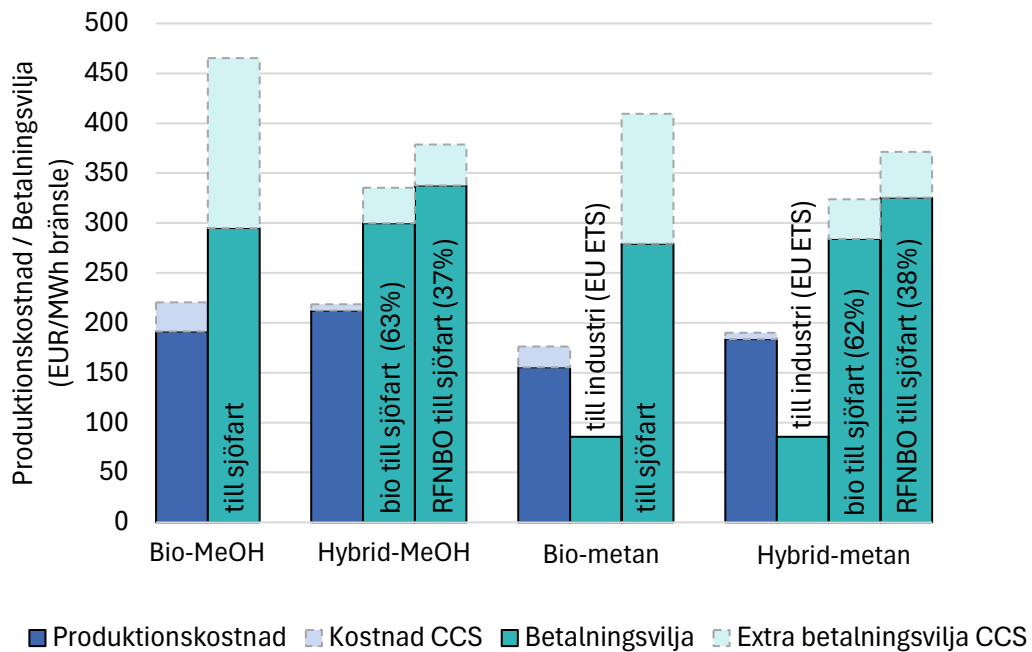
### 5.3 Sammanvägd bedömning av business case

Det finns stora osäkerheter i de uppskattade produktionskostnaderna, som påverkas av priser på el och biomassa, kostnadsutveckling för kapitalintensiv utrustning som förgasare och elektrolysörer samt olika val i processdesignen. Ännu större osäkerheter finns det i uppskattningen av betalningsvilja för produkterna, där framtida marknadspriser beror på hur nya regelverk implementeras, och vad de får för inverkan både på efterfrågan och alternativ produktion.

En jämförelse av uppskattade produktionskostnader och betalningsvilja kan därför bara ge en indikation om potentiell lönsamhet. En sådan jämförelse visas i Figur 14. För hybrid-fallen produceras ”på pappret” två olika bränslen: ett biobränsle och ett RFNBO-bränsle. Som beskrivs i mer detalj i avsnitt 5.2 så kommer sannolikt betalningsviljan för dessa skilja sig åt.

<sup>22</sup> Bio-process med CCS.

<sup>23</sup> RNBO-del av hybridprocess



Figur 14. Jämförelse av uppskattad produktionskostnad och betalningsvilja för metan och metanol. Betalningsviljan för metanol utgår från att metanolen används som fartygsbränsle. För metanol som råvara för produktion av SAF kan betalningsviljan komma att bli betydligt högre, men är svår att uppskatta. För metan visas dels en industriell användning, med ett "best case" för industrins betalningsvilja där metan används för uppvärmning inom EU ETS, dels användning som fartygsbränsle. Betalningsviljan för fartygsbränsle skiljer sig åt mellan bio- och RFNBO-fraktionen i hybridfallen varför de visas som separata staplar, med produktionsandelen av respektive fraktion angiven inom parentes. Den genomsnittliga betalningsviljan per MWh bränsle som produceras i hybridfallen blir ett viktat medelvärde av de båda fraktionerna.

På grund av svårigheterna att bedöma betalningsviljan för metanol som råvara för SAF-produktion, presenteras i Figur 14 enbart det fall där metanol antas användas som fartygsbränsle. Betalningsviljan för metanol till SAF kan tänkas bli betydligt högre än så (förutsatt att ReFuelEU Aviation implementeras fullt ut), men om regelverket försvagas och betalningsviljan sätts utifrån nuvarande marknadspriser för HVO-baserad SAF kommer den uppskattade betalningsviljan inte ens upp i 100 EUR/MWh, vilket är långt ifrån den nivå som produktionskostnaderna ligger på.

För metan har betalningsvilja för två olika värdekedjor uppskattats: en industriell användning, och en användning som fartygsbränsle. Grundantagandet för den industriella värdekedjan var att metan skulle användas som insatsråvara till kemiindustrin. I Figur 14 har vi dock valt att illustrera ett fall där metan används för uppvärmning, då detta ger bästa möjliga betalningsvilja för industriell användning tack vare incitamenten som ges av att undvika kostnader för utsläppsrätter och energiskatt. Resultaten visar tydligt att inte ens för ett sådant "best case" kommer betalningsviljan upp i nivå av



produktionskostnaderna. För metan som råvara blir betalningsviljan ännu lägre. Möjligen kan man då istället tänka sig en prispremie på 10–20% för att råvaran är grön. Detta räcker dock inte heller för att komma upp till nivån av produktionskostnaden. Betalningsviljan för flytande biogas (LBG) eller e-LNG (RFNBO-fraktionen i hybridfallet) som ersättning för fossil LNG som fartygsbränsle uppskattas dock bli klart högre än produktionskostnaderna.

Eftersom den uppskattade betalningsviljan för bio- och RFNBO-bränslen till sjöfartssektorn påverkas av bränslets utsläppsreduktion blir betalningsviljan betydligt högre när CCS inkluderas, vilket leder till bränslen med negativ utsläppsfaktor. Den ökade betalningsviljan för metan eller metanol som produceras med negativa utsläpp motsvarar ett värde på omkring 600 EUR/ton lagrad biogen koldioxid. Eftersom koldioxidavskiljning är ett integrerat och nödvändigt steg i processen är infångningskostnaderna mycket låga och kostnaderna för transport och lagring har i projektet uppskattats till ca 100 EUR/ton. CCS kan alltså kraftigt förbättra lönsamheten i produktionsprocessen. Detta ska dock inte tolkas som hög lönsamhet för CCS-processen *i sig själv* – hela intäkten är kopplad till försäljning av fartygsbränslet (inte till försäljning av utsläppskrediter) och CCS bidrar till att höja betalningsviljan för bränslet genom att sänka utsläppsfaktorn.

För metan till industrin görs bedömningen att det inte finns några incitament kopplat till själva produkten som ger en ökad betalningsvilja för negativa utsläpp genom att inkludera CCS. Däremot finns potentiellt möjligheten att sälja negativa utsläppskrediter som en separat produkt på frivilligmarknader. Priser på sådana krediter kring 200–300 EUR/ton skulle ge ett bidrag till projektets intäktssida på ca 40–60 EUR/MWh metan för det rena biometan-fallet eller ca 15–20 EUR/MWh metan för hybrid-processen.

Sammantaget indikerar resultaten en tydlig potential för ett business case för både metan och metanol till bränslesektorn, medan förutsättningarna för metan till industriell användning ser mindre lovande ut.

Förutsättningarna för CCS ser också ut att kunna ge ett betydande positivt bidrag till business caset, förutsatt att det går att skapa möjligheter för transport och lagring av koldioxid. En fördel med denna möjlighet är, att eftersom koldioxidavskiljningen är ett integrerat steg i processen oavsett om koldioxiden ska fångas in eller inte, kan tillägget av förvätskning, transport och lagring av koldioxid implementeras i ett senare skede utan att det behöver påverka processen i övrigt.



## 6 Risker och utmaningar

Under en workshop med projektgruppen genomfördes en strukturerad diskussion kring de huvudsakliga riskerna i ett projekt för produktion av metan eller metanol från biomassa. Diskussionen omfattade flera perspektiv – tekniska, ekonomiska, marknadsmässiga och regulatoriska – och byggde på deltagarnas erfarenheter från industri, forskning och projektutveckling.

### 6.1 Gemensamma risker för de utvärderade fallen

#### **Tekniska och processrelaterade risker**

En central teknisk risk som identifierades rör gränssnitten mellan olika delprocesser, exempelvis mellan förgasning och syntes. Ett sådant här projekt bygger på att kombinera teknik från olika leverantörer, vilket gör att det uppstår osäkerheter kring hur väl dessa delar fungerar tillsammans i praktiken. Avsaknaden av en helhetsleverantör som kan ta ansvar för hela producentledet innebär att garantier för processens funktionalitet är svåra att erhålla, vilket i sin tur påverkar möjligheten till extern finansiering. Samtidigt påpekas att detta varit det vanliga vid stora investeringar inom kemisk processindustri där ett projekt ofta byggs upp av teknik från olika leverantörer. Dock saknas vana och erfarenhet, då den typen av projekt genomförs så sällan. Inom massa- och pappersindustrin har dessutom situationen varit annorlunda då det i princip endast finns ett fåtal teknikleverantörer och dessa på ett annat sätt ofta kunnat ta ansvar för hela projekt.

Vidare konstaterades att det här projektet inom Klimatledande processindustri inte haft möjlighet att optimera processdesignen för de olika produkterna. Befintliga modeller har använts och antagandena har anpassats efter tillgängliga data. Här ingår såväl grundläggande val kring förgasningsteknik och inkluderade reningssteg som optimering av storlek på anläggningen och enskilda processteg för att få en kostnadsminimerad avvägning mellan investerings- och driftkostnader. Förenklingarna riskerar att leda till felaktiga slutsatser om investerings- och driftkostnader.

Det framhölls att detaljerade studier för kostnadsoptimerad dimensionering av processkomponenter är mycket kostsamma, vilket ofta leder till att sådana analyser prioriteras bort i tidiga skeden. Detta skapar en risk för att beslut fattas på otillräcklig grund och att projekt har svårt att gå vidare in i s.k. FEED-studier på grund av höga kostnader och kvarstående osäkerheter.

En annan teknisk osäkerhet gäller uppskalning. Det här projektet har undersökt potentialen för att gå direkt till en relativt stor anläggning utan mellansteg i



uppskalningen. Utmaningen bedöms framför allt ligga i kombinationen av olika tekniker, då de enskilda teknikstegen antas vara relativt beprövade. Att först bygga en demonstrationsanläggning skulle kunna vara motiverat för att minska osäkerheter kring teknik och kostnader, men skapar å andra sidan andra utmaningar kopplat till affärsmodeller och partnerskap.

### **Kostnader och finansiering**

Ekonomiskt identifierades flera risker kopplade till projektets struktur och finansieringsförutsättningar. Komplexiteten i projektet, som även tas upp som en teknisk risk, innebär att det är svårt att få finansörer att acceptera riskerna i projektet, särskilt i avsaknad av en aktör som tar ett helhetsansvar. Detta kan leda till högre kapitalkostnader eller i värsta fall att finansiering uteblir helt.

En annan viktig aspekt är kostnaden för biomassa, som är en central insatsvara i processen och står för en stor del av produktionskostnaden. Det gör det viktigt med tryggad, stabil försörjning till rimliga priser. Även med tillgång till egen råvara finns en risk att ökad efterfrågan från andra sektorer driver upp värdet av biomassan, vilket kan skapa en inlåsningsseffekt där investeringar i anläggningar blir mindre attraktiva jämfört med att sälja biomassan på en öppen marknad. Det finns också osäkerheter kring en hållbar framtida nivå av uttag av skogsråvara och huruvida det kan påverka råvaruförsörjningen och -priset för en storskalig anläggning.

Vidare återstår, som nämnts under tekniska risker, osäkerheter i investerings- och driftkostnader med tanke på att processdesignen inte optimerats, och kostnader i hög utsträckning bygger på litteratordata. Särskilt kostnadsuppskattningar för ny teknik har ändrats mycket de senaste åren, och teknik- och kostnadsutvecklingen framåt är osäker. Det gäller till exempel kostnad för elektrolys och transport och lagring av koldioxid.

### **Marknad och styrmedel**

Marknadsrelaterade risker dominerade diskussionen. Det konstaterades att betalningsviljan för grön metan och metanol i dagsläget är låg, och att marknaden i hög grad är beroende av subventioner och politiska styrmedel – exempelvis är betalningsviljan för förnybara sjöfartsbränslen kraftigt beroende av straffavgifter inom FuelEU Maritime (se Figur 13), varför det regelverket är avgörande för business caset. Osäkerheten kring framtida regelverk och stödsystem, både på nationell nivå och inom EU, gör det svårt att bygga långsiktiga affärsmodeller.

Erfarenheter från tidigare projekt visar att styrmedel kan förändras snabbt, vilket skapar en instabil investeringsmiljö. Långsiktighet och stabilitet är en förutsättning för att investerare ska gå in med kapital. Det efterfrågas någon form av Contracts for Difference (CfD), och påpekas att först när det finns möjlighet att säkra off-take agreements till



någon slags minimipris som betalningsviljan blir tillräckligt tydlig för att projekten ska bli av.

För metanol identifierades dessutom en risk för prispress från subventionerad import, särskilt från Kina. Detta kan ytterligare försvåra konkurrenskraften för inhemskt producerad grön metanol. För metan är marknaden mer begränsad, särskilt inom industri och kraftvärme, där betalningsviljan är låg. Däremot finns potentiella tillämpningar inom sjöfart, vilket kan skapa nya möjligheter.

Timingen i projektets genomförande lyftes som en kritisk faktor också i förhållande till marknadsutveckling. Eftersom marknaden för produkten – liksom för insatsvaror som biomassa och förnybar el – är starkt påverkad av politiska beslut, finns det en risk att missa viktiga marknadsfönster med toppar i efterfrågan och priser.

### **Tillstånd och etablering**

Tillståndsprocesser för nya anläggningar identifierades som en potentiell flaskhals, särskilt i tätbebyggda områden där lokal opinion kan påverka processen. Även om tillstånd inte nödvändigtvis omöjliggör projektet, kan de leda till betydande förseningar. Detta är särskilt problematiskt i projekt där flera aktörer är beroende av varandras tidplaner.

### **Partnerskap och samordning**

Redan tidigt i det här projektet inom Klimatledande processindustri konstaterades att det inte är självklart vilken aktör som ska driva, bygga och äga en sådan här anläggning

En återkommande punkt under riskanalysdiskussionen handlade också om att ett sådant här projekt bygger på samverkan och partnerskap mellan flera aktörer – producenter, teknikleverantörer, finansörer och infrastrukturägare. Detta skapar komplexitet i samordningen, särskilt när olika parter har olika mål, tidshorisonter och beslutsprocesser. Risken är att bristande synkronisering leder till förseningar eller att projektet inte realiserar i sin helhet.

### **Övriga risker**

Slutligen diskuterades mer övergripande risker, såsom politisk instabilitet och medial exponering. Det konstaterades att opinionen kring stora industriprojekt kan svänga snabbt, vilket kan påverka projektets legitimitet och genomförbarhet. Det lyftes även att det finns en risk att projektet inte lyckas förutse framtida marknadsbehov, särskilt om nya användningsområden för metan eller metanol uppstår som inte beaktats i nuläget.



## 6.2 Specifika utmaningar kopplat till produktval och elektrifiering

Under workshopen identifierades några risker som är specifika för respektive produktspår samt för de så kallade hybridfallen, där elektrifiering spelar en central roll.

### **Skillnader mellan metan och metanol**

Eftersom distribution av metan är knuten till gasnätet har det en mer begränsad marknad än metanol, särskilt för industriella tillämpningar vilket varit i fokus för det här projektet. Det finns dock en potentiell tillväxt inom sjöfartssektorn, där metan (i flytande form, dvs bio-LNG eller e-LNG) kan användas som bränsle. Samtidigt finns ett politiskt tryck för att minska beroendet av importerad fossil metan, vilket kan skapa efterfrågan på både biogas och elektrometan. ”Industrins biogaskommission”, som samlar flera av Sveriges industriaktörer driver också frågan om behovet av kraftigt ökad storskalig produktion av biogas för att täcka industrins behov. Metanol har en bredare global marknad med stor produktionskapacitet, vilket gör att metanol utsätts för hårdare prispress. Detta gör att konkurrenskraften för inhemskt producerad grön metanol är starkt beroende av styrmedel och politiska incitament.

En fördel med att gå mot metan som fartygsbränsle är att bio- och e-LNG direkt kan ersätta fossilt bränsle i de fartyg som är byggda för LNG. En övergång till metanol kräver däremot en konvertering för att möjliggöra metanol som turbinbränsle, vilket innebär en större teknisk risk i användarledet.

När det gäller uppskalning av tekniken till den skala som utvärderats i projektet ses risken som större för metanproduktion. Som nämnts ovan handlar det framför allt om utmaningar med att matcha ihop olika tekniker när man skalar upp. För metanol finns andra möjligheter att ta vara på erfarenheter från fossilbaserad metanolproduktion via entrained flow-förgasning. Här finns också teknikleverantörer som skulle kunna ta helhetsansvar för hela produktionsledet. Den teknik som utvärderats för metanolproduktion i det här projektet bygger dock på fluidbäddsteknik och inte entrained flow. Det påpekas att om man skulle vilja utreda en annan förgasningsteknik bör man också titta på förbehandling av biomassaråvaran genom exempelvis torrefiering.

### **Risker kopplade till hybridlösningar med hög elektrifieringsgrad**

Hybridfallen, där elektrifiering sker genom elektrolys för vätgasproduktion, innebär särskilda tekniska och ekonomiska risker som skiljer sig från de rena biobaserade produktspåren.

I många projekt med vätgasproduktion via elektrolys antas att elektrolysoren kommer att kunna köras flexibelt - för att på så sätt anpassa produktionen efter elpriser eller delta i stödtjänstmarknader. Det finns dock osäkerheter i om detta är tekniskt genomförbart i

praktiken. Vissa komponenter i processen, såsom gasrening eller vätgasintegration, kan ha begränsad förmåga att snabbt växla driftläge. Det finns därmed en risk att flexibiliteten överskattas i modeller och kalkyler. I det här projektet har dock ingen sådan flexibilitet antagits för beräkningarna.

En annan risk gäller tillgången till tillräcklig elnätskapacitet. Elektrolysören kräver stora mängder el, och det är inte säkert att det finns tillräcklig kapacitet i det lokala nätet. Detta kan påverka både tidplan och investeringsbeslut.

## 7 Slutsatser

Det här projektet har utvärderat produktion av metan eller metanol genom förgasning av skoglig biomassa vid en anläggning vid Södra Cell Värö, med en kapacitet av 150 MW biomassa. Detta möjliggör en produktion av ca 700 GWh metan eller metanol per år, vilket kan ökas till 1100 GWh för metan och 1200 GWh för metanol genom tillförsel av vätgas från elektrolys till processen. I ett sådant hybridkoncept produceras därmed både bio- och elektrobränsle (RFNBO).

Värmeintegration med massbrukets energisystem genom utbyte av ånga ger vissa synergier, men potentialen att spara bränsle eller öka elproduktionen i bruket är begränsad då barkpannan har en väldigt låg årlig drifttid och brukets turbiner redan körs nära full kapacitet. För samtliga utvärderade fall minskar därför brukets nettoexport av el, och för hybridfallen leder elektrolysörens stora elbehov till att bruket blir en stor nettoimportör av el.

### 7.1 Underlag för strategiska val

Resultaten ger ingen tydlig indikation på om metan eller metanol är det bästa strategiska valet. Däremot går det att dra en del övergripande slutsatser kring valet av värdekedjor och processkoncept.

#### **Industriella värdekedjor har svårt att konkurrera**

Ekonomiskt sett ser potentialen för att sälja metan eller metanol till bränslesektorn betydligt mer lovande ut än för industriell användning. Allra störst är potentialen för metanol som råvara för produktion av flygbränsle där betalningsviljan kan bli mycket högre än för alla andra alternativ, men här är också osäkerheterna kring framtida styrmedelsutveckling och därmed betalningsvilja betydande. Här finns det en risk att en uppluckring av ReFuelEU Aviation skulle leda till en mer begränsad efterfrågan och i så fall lägre priser.

För både metanol och metan finns också en ekonomisk potential som fartygsbränsle, där betalningsviljan uppskattas kunna bli klart högre än produktionskostnaden, drivet framför allt av de krav som ställs i FuelEU Maritime. Detta förutsätter dock att billigare, alternativ produktion – exempelvis flytande biogas producerad genom rötning – inte räcker för att möta efterfrågan.

När det gäller metanol visar resultaten att direkt användning som fartygsbränsle ger större klimatnytta än användning för produktion av flygbränsle (SAF), vilket beror på omvandlingsförluster i Methanol-to-Jet-processen.

För industriella tillämpningar är business caset svagare. Även i ett scenario där metan används för uppvärmning inom en verksamhet som ingår i EU ETS, vilket ger den högsta möjliga betalningsviljan för industriell användning av metan, är produktionskostnaderna högre än förväntad betalningsvilja. För användning av metan som råvara i kemiindustrin ser förutsättningarna ännu sämre ut. Här behövs betydande prispremier för gröna, hållbara produkter, i kombination med nya styrmedel, för att skapa förutsättningar för en lönsam affärsmodell.

### **Hybridkoncept har större ekonomisk potential än ren biobränsleproduktion tack vare högre betalningsvilja för elektrobränsle**

Elektrifiering av de förgasningsbaserade processkoncepten ökar kolutbytet avsevärt – med upp till 30 procentenheter. På grund av stora energiomvandlingsförluster i elektrolytprocessen sker detta dock utan motsvarande förbättring i energieffektivitet.

Hybridfallen kräver omfattande elimport – över 500 GWh per år vid produktion av metanol, vilket kan jämföras med att bruket idag exporterar 300 GWh per år.

Hybridkoncepten ger dock generellt större klimatnytta än motsvarande värdekedjor för ren biometan eller biometanol tack vare att en stor andel av insatsvaran är förnybar el med noll i utsläppsfaktor.

De totala kostnaderna för hybridkoncepten, där elektrolytutrustning utgör en betydande del av investeringen och elkostnaden en betydande del av driftkostnaderna, är mycket högre än för motsvarande biobränslekoncept. Men eftersom den totala produktionen också ökar kraftigt blir skillnaden i specifik produktionskostnad per enhet produkt försumbar i relation till osäkerheterna i kostnadsuppskattningarna

Tack vare högre förväntad betalningsvilja för den RFNBO-fraktion som produceras ger hybridkoncepten något bättre marginal mellan produktionskostnad och betalningsvilja än ren biobränsleproduktion. Samtidigt innebär elektrifiering av processen en ökad komplexitet, högre risk kopplat till elmarknadsutveckling, och större initial investering i ett projekt som redan är förenat med hög risk.

## CCS kan potentiellt förbättra business caset, särskilt vid produktion av fartygsbränsle

För samtliga processkoncept avskiljs koldioxid från processen, omkring 70 000 ton per år för hybridfallen, och ca 150 000 respektive 200 000 ton per år för biometan- och biometanol-fallet. Eftersom detta sker som en integrerad del av processen för att få rätt sammansättning på syntesgasen in till efterföljande metanolsyntes eller metanisering ger detta en möjlighet till kostnadseffektiv infångning av koncentrerad biogen koldioxid. Därmed finns också en potential till negativa utsläpp om den avskilda biogena koldioxiden sedan förvätskas, transporteras till en lagringsplats och där lagras permanent. Detta kan i sin tur öka klimatnyttan markant, och då särskilt för de rena bio-koncepten.

Infångning och permanent lagring av koldioxid från processen kan förbättra business caset för de fall då metan eller metanol säljs för användning som fartygsbränsle där betalningsviljan drivs av bränslets utsläppsreduktion. Den extra kostnaden för transport och lagring bedöms i dessa fall vara liten i förhållande till den ökade betalningsviljan för ett bränsle med negativ utsläppsfaktor. Detta pekar mot en fördel för biobränsleproduktion med CCS. För SAF gäller istället att huvuddelen av betalningsviljan kommer från krav på RFNBO, vilket gör hybrid-fallet mer attraktivt.

Även om biobränsleproduktion med CCS är en intressant möjlighet med stor ekonomisk potential, innebär det också en ökad komplexitet och utmaningar kopplat till ännu ej etablerade värdekedjor och infrastruktur för transport och lagring av koldioxid.

## 7.2 Rekommendationer

Baserat på slutsatserna ovan rekommenderas att följande värdekedjor prioriteras för fortsatta utredningar:

- Produktion av bio- och RFNBO-metanol i hybridkoncept för användning som råvara till SAF-produktion
- Produktion av biometan eller -metanol med CCS för användning som sjöfartsbränsle

För dessa värdekedjor rekommenderas att mer detaljerade studier för optimering av teknikval och dimensionering, samt kostnadsberäkningar, genomförs.



## Referenser

1. Svensson S, Furuşjö E, Cintas Sanchez O, Zetterholm J, Pettersson K, Larsson S, m.fl. Kartläggning av biogena kolflöden i de skogsbaserade värdekedjorna i Sverige. BioInnovation; 2023. <https://www.bioinnovation.cdn.triggerfish.cloud/uploads/2022/10/omradesanalys-biogena-kolfloden.pdf>
2. Svensson E, Ulmefors H. Områdesanalys - Koldioxidfri produktion i biobaserad industri. BioInnovation; 2024. <https://www.bioinnovation.cdn.triggerfish.cloud/uploads/2024/09/oa-koldioxidfri-produktion-rev-2024-09-11.pdf>
3. Energimyndigheten. Officiell energistatistik - Transportsektorns energianvändning. Energimyndigheten; 2025. <https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/tillforsel-och-anvandning/transportsektorns-energianvandning>
4. Furuşjö E, Mesfun S, Samavati M, Larsson A, Gustafsson G. Bio-electrofuels – hybrid fuels for improved resource efficiency. f3 centre; 2022. <https://f3centre.se/en/renewable-transportation-fuels-and-systems/>
5. Mesfun S, Gustafsson G, Larsson A, Samavati M, Furuşjö E. Electrification of Biorefinery Concepts for Improved Productivity—Yield, Economic and GHG Performances. *Energies* 2023;16:7436.
6. Larsson A, Gunnarsson I, Tengberg F. The GoBiGas Project - Demonstration of the Production of Biomethane from Biomass via Gasification. Göteborg Energi; 2023. [https://www.goteborgenergi.se/Files/Webb20/Kategoriserad%20information/Forskningsprojekt/The%20GoBiGas%20Project%20-%20Demonstration%20of%20the%20Production%20of%20Biomethane%20from%20Biomass%20v%20230507\\_6\\_0.pdf](https://www.goteborgenergi.se/Files/Webb20/Kategoriserad%20information/Forskningsprojekt/The%20GoBiGas%20Project%20-%20Demonstration%20of%20the%20Production%20of%20Biomethane%20from%20Biomass%20v%20230507_6_0.pdf)
7. Worley M, Yale J. Biomass Gasification Technology Assessment: Consolidated Report. NREL; 2012. <https://docs.nrel.gov/docs/fy13osti/57085.pdf>
8. Danish Energy Agency. Technology Data: Renewable fuels - version 13. Energistyrelsen; 2025. <https://ens.dk/media/6443/download>
9. Kemp IC, Shiun Lim J. Pinch Analysis for Energy and Carbon Footprint Reduction: User Guide to Process Integration for the Efficient Use of Energy. 3:e uppl. Butterworth-Heinemann; 2020. <https://www.sciencedirect.com/book/9780081025369/pinch-analysis-for-energy-and-carbon-footprint-reduction>
10. Gentile V, Cauchois G, Ålund I, Renzi N. Carbon footprint of the Northern Lights JV CO2 transport and storage value chain. Northern Lights. <https://norlights.com/wp-content/uploads/2023/11/Report-Carbon-footprint-of-the-Northern-Lights-JV-co2-transport-and-storage-value-chain.pdf>
11. Eyberg V, Dieterich V, Bastek S, Dossow M, Spliethoff H, Fendt S. Techno-economic assessment and comparison of Fischer–Tropsch and Methanol-to-Jet processes to produce sustainable aviation fuel via Power-to-Liquid. *Energy Conversion and Management* 2024;315:118728.



12. Lindborg J. Syrgasens potentiella värde och möjligheter. RISE; 2023. <https://www.ri.se/sites/default/files/2023-03/HyCoGen%20Syrgasens%20potentiella%20v%C3%A4rde%20m%C3%B6jligheter.pdf>
13. Deflating capture prices pull solar, wind market values down across Europe in 2024. S&P Global Commodity Insights; 2025. <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/electric-power/013125-deflating-capture-prices-pull-solar-wind-market-values-down-across-europe-in-2024>
14. Energimyndigheten. Årskrönika 2024 - Energimarknaderna. Energimyndigheten; 2024. <https://energimyndigheten.a-w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=arkitektkopia&id=925f04b563f84c8791197ac120c1b41f&l=t&cat=%2FEnergimarknader&lstqty=1>
15. Löfblad E, Gode J, Kjärstad J, Grubbström C, Holm J, Romson Å, m.fl. Samverkan kring infrastruktur för transport och lagring av koldioxid. Energiforsk; 2022. <https://energiforsk.se/media/30914/samverkan-kring-infrastruktur-for-transport-och-lagring-av-koldioxid-energiforskrapport-2022-838.pdf>
16. Heyne S, Åsblad A, Markusson J, Lind L, Rogestedt M. Bio-olefins - Screening study for a commercial bio-ethylene plant in Stenungsund. Klimatledande processindustri; 2021. [https://klimatledande.lindholmen.se/sites/default/files/2024-01/vinnvaxt-bioolefins-may-2021\\_0.pdf](https://klimatledande.lindholmen.se/sites/default/files/2024-01/vinnvaxt-bioolefins-may-2021_0.pdf)
17. Bokinge P, Hildor F, Lorén A, Granéli A, Josefsson L, Pajalic O, m.fl. Power-to-food in Stenungsund - Fats and oils without agriculture. Klimatledande processindustri; 2024. <https://klimatledande.lindholmen.se/sites/default/files/2024-11/Power-to-food%20in%20Stenungsund%20Final%20public%20report.pdf>
18. Soler A, Gordillo V, Lilley W, Schmidt P, Werner W, Houghton T, m.fl. E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050. Concawe; 2022. <https://www.concawe.eu/publication/e-fuels-a-techno-economic-assessment-of-european-domestic-production-and-imports-towards-2050-update/>
19. Thunman H, Gustavsson C, Larsson A, Gunnarsson I, Tengberg F. Economic assessment of advanced biofuel production via gasification using cost data from the GoBiGas plant. Energy Science & Engineering 2019;7:217–29.
20. Economic value of methanol for shipping under FuelEU Maritime and EU ETS. Methanol Institute; 2024. [https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2024/09/economic-value-of-methanol-for-shipping-paper\\_final.pdf](https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2024/09/economic-value-of-methanol-for-shipping-paper_final.pdf)
21. World Bunker Prices. Ship & Bunker [citerad 5 maj 2025]. <https://shipandbunker.com/prices>
22. EU ETS Market Outlook 1H 2024: Prices Valley Before Rally. BloombergNEF; 2024. <https://about.bnef.com/blog/eu-ets-market-outlook-1h-2024-prices-valley-before-rally/>



## Om CIT Renergy

CIT Renergy AB är ett helägt dotterbolag till Stiftelsen Chalmers Industriteknik med energirelaterad konsultverksamhet inom de fyra affärsområdena Industri, Byggd Miljö, Samhälle och Inomhusmiljö. CIT Renergy har totalt ca 35 medarbetare.

Vår unika kompetens består av att kombinera detaljerad teknisk kunskap med ett övergripande energisystemperspektiv. Vi är specialiserade på analyser och utredningar av energisystem och energitekniker samt energieffektivisering och inomhusmiljö. Vi har lång erfarenhet av att arbeta med den energiintensiva industrin såväl som med bebyggelsens energibehov samt med strategiska frågor kring energiplanering och energisystem generellt. Vi har också stor vana vid att arbeta med uppdrag från olika myndigheter, näringsliv samt offentligfinansierade projekt. En stor andel av våra medarbetare har disputerat.

Vi är certifierade enligt ISO 9001 för kvalitet och ISO 14001 för miljö.