

Konceptstudie E-bränslehubb

Slutrapport
Av: AFRY Management Consulting

2026-06-15

Versionshistorik

Version	Datum	Uppdatering
v100	2026-06-10	Första utskick av slutrapport till referensgrupp
v101	2026-06-11	Ett tydliggörande kring RFNBO-krav på sida 7, efter återkoppling från Länsstyrelsen, samt i Appendix I
v102	2026-06-15	Klargörande kring potentiellt vätgasbehov inom industrin på sida 29, efter återkoppling från Nordkalk

Rapportdisposition

	sida		sida
AFRY standard disclaimer och rättigheter	4	V. Urval av e-bränslen baserat på elektrifieringspotential	31
Förkortningar och definitioner av återkommande ord i rapporten	5	VI. Övergripande tekniska förutsättningar för undersökta e-bränslen	32
1. Sammanfattning av bakgrund och rekommendation framåt	6	VII. Övergripande regulatoriska förutsättningar för undersökta e-bränslen	33
2. Bakgrund och metod	7	VIII. Övergripande förväntad marknadsstorlek i Europa för undersöka e-bränslen	34
I. Uppdraget från Region Gotland	8	6. Dimensionering och business case	35
II. Metod för utvärdering av förutsättningarna för produktion och användning av e-bränsle på Gotland	11	I. Sammanfattning: AFRYs förslag gällande hur kommersiell lönsamhet kan uppnås	36
III. Metod för rangordning av e-bränslen utifrån vilka som bäst kan möta Gotlands framtida energibehov	13	II. Tre föreslagna fallstudier att gå vidare med	37
IV. Metod för dimensionering av elektrolysör	14	III. Dimensionering av elektrolysör, storlek och CAPEX	38
V. Metod för utvärdering av business case	15	IV. Illustrativ modell av e-bränslehubben på Gotland	39
3. Grundläggande antaganden för att realisera e-bränslehubben	18	V. Uppskattad betalningsvilja i Europa 2040	40
4. Förutsättningar för e-bränsleproduktion på Gotland	21	VI. Uppskattad produktionskostnad (LCOH) 2040	44
I. Lokala förutsättningar för e-bränsleproduktion	22	7. Rekommenderat nästa steg	46
I. Sammanfattning	22	I. Rekommenderade faser, inkl. nyckelroller och exempel på samverkansparter	47
II. Förväntat energibehov och efterfrågan på flytande och gasformiga bränslen på Gotland 2040	23	II. Risker	49
III. Teoretisk maximal produktionsvolym per e-bränsle	24	III. Övergripande tidplan	50
II. Regulatorisk översikt för e-bränsleproduktion	25	8. Kontakt	51
5. Sammanställning av relevanta e-bränslen för att säkra Gotlands ö-driftförmåga	26	Appendix	53
I. Sammanfattning: AFRYs förslag gällande sektorer och e-bränslen i fokus	27	I. Regulatorisk översikt för Vätgasproduktion	54
II. Sammanställning av e-bränsleutvärdering	28	II. Regulatorisk översikt för E-bränsleproduktion	63
III. Uppskattad efterfrågan per sektor och bränsletyp på Gotland	29	III. Modelleringsantaganden	72
IV. Uppskattad efterfrågan per bränsletyp	30		

AFRY standard disclaimer och rättigheter

- Denna rapport har tagits fram utav AFRY Management Consulting ("AFRY") enbart med syftet att användas av Region Gotland, all annan användning är strikt förbjuden och ingen annan person eller entitet har rätt att använda denna rapport utan AFRYs skriftliga medgivande. **Genom att acceptera mottagandet av denna rapport medger och accepterar mottagaren villkoren i denna disclaimer.**
- INGET I DENNA RAPPORT SKA ELLER ÄR TILL FÖR ATT ANVÄNDAS FÖR ATT FÖRLITA SIG PÅ GÄLLANDE LÖFTEN ELLER ANTAGANDEN OM FRAMTIDA HÄNDELSEER ELLER RESULTAT. AFRY HAR TAGIT FRAM DENNA RAPPORT BASERAT PÅ VID TIDEN TILLGÄNGLIG INFORMATION OCH HAR INGEN SKYLDIGHET UPPDATERA RAPPORTEN.
- AFRY fransäger sig allt ansvar och ger ingen typ av garanti, varken uttryckligen eller underförstått, för korrektheten eller fullständigheten för informationen i denna rapport. AFRY tar inget ansvar eller ger någon form av garanti för denna rapport överhuvudtaget. Rapporten baseras till viss del på information utom AFRYs kontroll. Påståenden eller uttalanden kring estimat i denna rapport är föremål för förändring och faktiska summor kan materiellt skilja sig från vad som beskrivs i denna rapport på grund utav en rad olika faktorer. AFRY fransäger sig härmed allt typ av ansvar, helt eller delvis, för alla typer av felaktigheter eller inkomplett information som givits till AFRY eller som kommer från fel eller utelämnanden från AFRY eller någon av dess anställda eller ställföreträdare. Mottagarens användande av denna rapport och estimaten den innehåller ska göras helt på mottagarens egen risk.
- AFRY fransäger sig allt ansvar som kommer från användandet av denna rapport till den grad det är möjligt med undantag från domstolsbeslut fattade av behörig myndighet inom behörig jurisdiktion slutligen, utan möjlighet till överklagande, som grundar sig i uppsåt eller grov vårdslöshet av AFRY. AFRY fransäger sig även allt ansvar för specifika-, ekonomiska-, tillfälliga-, straffande-, indirekta- eller följdskador. **Under inga omständigheter ska AFRY ha något ansvar för användandet av denna rapport som överstiger det belopp som AFRY mottagit för framtagandet av denna rapport.**
- All information i denna rapport är konfidentiell och är avsedd för mottagarens exklusiva användande. Mottagaren får dela informationen internt till sina anställda, ställföreträdare och professionella rådgivare under förutsättning att dessa informerats av Mottagaren att informationen är konfidentiell. All annan typ av användning är strikt förbjuden.
- Alla rättigheter, inklusive immateriella rättigheter, tillhör AFRY. Ingen del av denna rapport får reproduceras i någon form eller på något sätt utan AFRYs skriftliga medgivande. All typ av godkänt användande eller reproduktion följer villkoren och begränsningarna satta i denna disclaimer.

Förkortningar och definitioner av återkommande ord i rapporten, samt versionshistorik

Förkortningar

- BESS: Battery Energy Storage System
- CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism
- CCS: Carbon Capture and Storage
- COD: Commercial Operational Date
- E-SAF: Electro Sustainable Aviation Fuel
- ETS: Emissions Trading System
- FID: Financial Investment Decision
- LCF: Low Carbon Fuel
- LCOH: Levelized Cost of Hydrogen
- LNG: Liquid Natural Gas
- LPG: Liquid Petroleum Gas
- PPA: Power Purchase Agreement
- RCF: Recycled Carbon Fuel

- RED: Renewable Energy Directive
- RES: Renewable Energy Source(s)
- RFNBO: Renewables Fuels of Non-Biological Origin
- WTP: Willingness To Pay

Definitioner av återkommande ord som används:

- Offtakers - En aktör som signerar ett långtidskontrakt för e-bränslen och därigenom skapar efterfrågesäkerhet för producenten
- WTP - Betalningsvilja
- LCOH - Den genomsnittliga produktionskostnaden för vätgas under hela dess livscykel

Kapitel 1:

Sammanfattning av bakgrund och rekommendation framåt

Konceptstudien visar att det är relevant att gå vidare med en fördjupad studie

Gotland har en utsatt position militärt och strategiskt, där det civila samhället måste kunna fungera i både normaltid och vid höjd beredskap, och idag är ön till stor del beroende av energiimport från fastlandet. Det pågår förstärkningar av elsystemet till och på Gotland, med pågående planering för att i orostider klara ö-driftförmåga för elsystemet med hjälp av lokal förnybar elproduktion, reservkraft, lagring och förstärkt elnätinfrastruktur. Utöver ett förstärkt elsystem menar Region Gotland att en framtida e-bränslehubb skulle kunna spela en viktig roll för denna ö-driftförmåga.

Region Gotland har anlitat AFRY Management Consulting för att genomföra en konceptstudie som undersöker vilken roll e-bränslen väntas ha på Gotland, samt vilka förutsättningar som krävs för att producera och använda e-bränslen på Gotland. E-bränslehubben skall bidra till att stärka ö-driften, men behöver fortfarande vara kommersiellt gångbar. Konceptstudiens resultat kommer att användas som beslutsunderlag kring huruvida man går vidare med en fördjupad förstudie eller ej.

Konceptstudien visar att det finns en teoretisk möjlighet att etablera en e-bränslehubb på Gotland och att det är relevant att gå vidare med en fördjupad studie. Konceptstudien visar att e-bränslehubben kan bidra till stärkt ö-driftförmåga genom att förse prioriterade sektorer på Gotland med bränsle, och har potential att vara kommersiellt gångbar, dock enbart under förutsättning att tre centrala förutsättningar etableras och stärks:

1. En robust teknisk grund, såsom utbyggd vindkraftskapacitet och säkerställd tillgång till biogen koldioxid
2. Tydliga och ändamålsenliga regulatoriska ramverk införs, såsom:
 - Tydligare riktlinjer från EU kring vad som kommer klassas som biogen respektive fossil koldioxid från CCS – Detta behövs för att skapa rätt förutsättningar att använda biogen koldioxid från Slite
 - Underlättade krav på elektricitet som används för att producera e-bränsle – detta behövs för att e-bränslet ska klassas som grönt inom EU¹
3. Effektiv kommersiell riskreducering, exempelvis genom verifierad efterfrågan och tillgång till relevanta stöd- och finansieringsmekanismer

1) Krav på temporär och geografisk korrelation för RFNBO-kompatibel elkonsumtion



Rekommendationen är att i en vidare fördjupningsstudie undersöka tre alternativ närmare, utan inbördes ordning – E-metan, E-metanol eller Vätgas

Att fokusera på ett e-bränsle är mest konkurrenskraftigt

- **1-bränsle-strategi:** Anläggningen bör fokusera på ett enskilt e-bränsle - e-metan, e-metanol eller ren vätgas. Att koncentrera produktionen till det bränsle som möter den bredaste efterfrågebasen är den mest konkurrenskraftiga strategin.
- **Skalfördelar och ekonomiska begränsningar:** Att fragmentera produktionen över flera e-bränslen skulle urholka skalfördelarna. Av totalt 1.1 TWh potentiellt e-bränslebehov väntas 0.5-0.7 TWh kunna mötas samlat av enskilda e-bränsle, vilket är att föredra. Att dela upp denna kapacitet för att möta flera nedströms syntesprocesser skulle öka de specifika kostnaderna och minska den kommersiella lönsamheten överlag.
- **Vidare studier krävs för val av bränsle:** Det är för tidigt att fastställa valet av bränsle inom ramen för denna konceptstudie. En slutgiltig bränslestrategi kräver ytterligare utvärdering av detaljerade tekniska kostnader, betalningsvilja hos lokala offttakers, samt de strategiska målen hos de framtida projektägarna.

Föreslagna e-bränslen att undersöka vidare, och huvudsaklig logisk grund

E-metan



- Kompatibelt med nuvarande och planerade Gotlandsfärjor (inkl. Horizon X)
- Drar nytta av den befintliga lokala biogasinfrastrukturen
- Bred tillämpbarhet inom både industri- och transportsektorer
- Stark potential för premiumprissättning inom sjöfart (givet införande av RFNBO-mandat) samt på regionala exportmarknader (t.ex. Finland och Tyskland)

E-metanol



- Möjliggör lagring vid omgivningstemperatur och är väl optimerad för maritim användning
- Kan användas i planerade Gotlandsfärjor (inkl. Horizon X) med flera bränslealternativ efter viss anpassning av turbiner
- Stark potential för premiumprissättning inom sjöfart (givet införande av RFNBO-mandat) samt på regionala exportmarknader (t.ex. Finland och Tyskland)

Vätgas



- På sikt tillämplbart som bränsle för färjetrafik (inkl. Horizon X) och specialiserad lokal industri (t.ex. som ett delflöde till kalkindustrin och gödselproduktion)
- Tillgång till storskalig europeisk efterfrågan via en potentiell pipeline mellan Gotland och Tyskland
- Stark potential för premiumprissättning inom sjöfart (givet införande av RFNBO-mandat) samt för export till tysk vägtransport

Kapitel 2:

Bakgrund och metod

Region Gotland sökte stöd i att utvärdera förutsättningar för e-bränslen på Gotland i en övergripande konceptstudie

Konceptstudie e-bränslehubb Gotland



Gotlands utsatta militära och strategiska position ställer höga krav på ett robust och fungerande samhälle även vid höjd beredskap, inte minst vad gäller energiförsörjningen. Idag är ön i stor utsträckning beroende av energiimport från fastlandet, men pågående och planerade satsningar syftar till att stärka det lokala elsystemet och möjliggöra ö-drift genom en kombination av förnybar produktion, lagring, reservkraft och nätförstärkningar. I detta sammanhang identifieras en e-bränslehubb som en potentiellt viktig komponent, särskilt mot bakgrund av det betydande bränslebehovet inom färjetrafik, landtransporter, industri, försvar och kraftproduktion.

Konceptstudien syftar till att beskriva vilken roll e-bränslen kan och bör ha på Gotland genom ett systemperspektiv som integrerar el, bränsle, lagring, användning, beredskap och ekonomi. Målet är att ta fram ett beslutsunderlag som bedömer förutsättningarna för att producera och använda e-bränslen lokalt samt avgör om det finns tillräckligt starka skäl för att gå vidare med en fördjupad förstudie.





Konceptstudien har utvärderat förutsättningarna för produktion och användning av e-bränsle på Gotland i tre huvudsakliga steg



1. Lokala förutsättningar för e-bränsleproduktion

Metod

- Kartläggning av lokala förutsättningar för e-bränsleproduktion på Gotland
- Beräkning av teoretiskt maximal produktionsvolym av e-bränslen på Gotland givet tillgång till förnybar el och koldioxid
- Sammanställning av regulatoriska förutsättningar för e-bränsleproduktion

Leverabler

- Maximal produktionsvolym på Gotland per e-bränsle
- Regulatorisk översikt för e-bränsleproduktion



2. Val av e-bränslen

- Värdering av e-bränslen baserat på följande utvärderingskriterier:
 - Uppskattat framtida bränslebehov
 - Elektrifieringspotential per sektor
 - Tekniska förutsättningar
 - Regulatoriska förutsättningar
 - Förväntad marknadsstorlek i Europa år 2040

- Urval av e-bränslen för vidare analys baserat på lokala och europeiska förutsättningar på Gotland



3. Dimensionering och business case

- Beräkning av storleksintervall för en elektrolysör som kan tillgodose potentiellt e-bränslebehov på Gotland
- Analys och jämförelse av betalningsvilja och LCOH per e-bränsle och relevanta sektorer på Gotland

- Illustrativ modell för e-bränslebaserat energisystem på Gotland
- Övergripande business case baserat på betalningsvilja och LCOH
- Rekommenderade nästa steg för etablering av e-bränslehubb



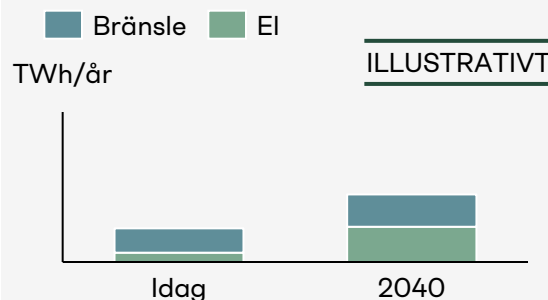
Baserat på lokala förutsättningar beräknas teoretisk maxproduktion, för att indikera vilka e-bränslen som är mest lämpliga att analysera vidare i förstudien

1. Uppskattad framtida efterfrågan

- De initiala uppskattningarna baseras på scenariot *Expansiv regional utveckling - Höjd beredskap* för år 2040. Efterfrågan omfattar:
 - Baslast, inklusive hushåll, kommersiell verksamhet och jordbruk
 - Industri, inklusive CCS samt produktion av 22 kton vätgas och ~2 kton ammoniak
 - Transport

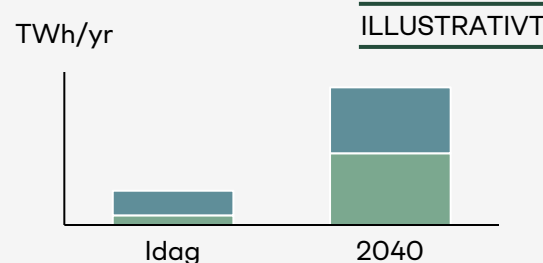
Scenario: *Expansiv regional utveckling - Höjd beredskap*

Total efterfrågan - 2040



AFRYs beräkning i WP2/3

Total efterfrågan - 2040 inkl e-bränslehubb

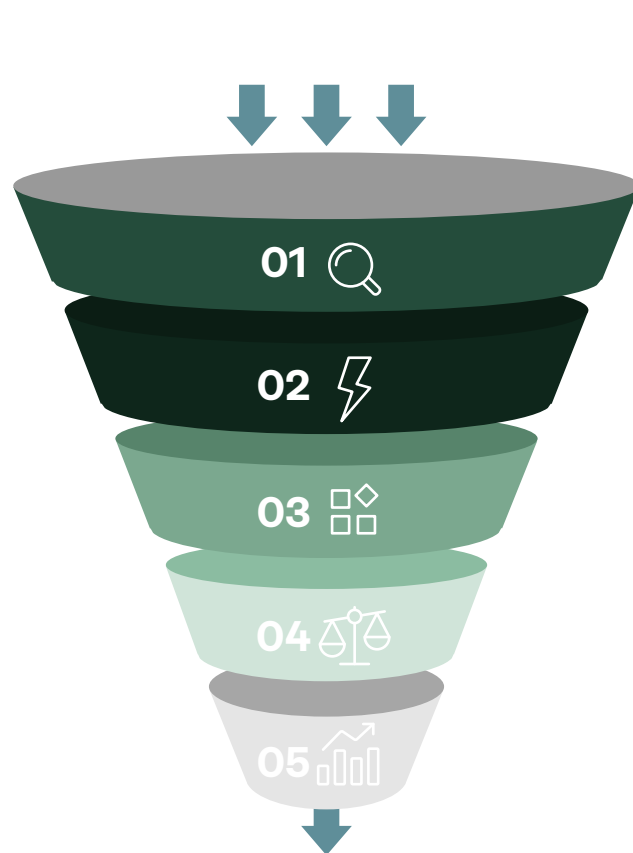


2. Teoretisk maximal produktion av e-bränslen

- Den teoretiska maxproduktionen uppskattas för varje tillgängligt e-bränsle för att bedöma vilket alternativ som bäst bidrar till att främja Gotlands självförsörjning, baserat på lokala förutsättningar
- Den teoretiska maxproduktionen definieras som den högsta produktionen som är möjlig utifrån lokalt producerad el, biogen CO₂ och grön vätgas
- Potentialen begränsas därför av tillgången till lokalt producerad grön el och biogen CO₂, vilket innebär att både havsbaserad vindkraft och CCS behöver realiseras
 - **400 kton biogen CO₂ per år före 2040**
 - **2GW havsbaserad vindkraft installerad före 2040**
- För beräkningen definieras den tillgängliga lokala elen som den el som återstår efter uteslutandet av:
 - Baslast, inklusive hushåll, kommersiell verksamhet och jordbruk
 - Industri, inklusive CCS samt produktion av 22 kton vätgas och ~2 kton ammoniak
 - Transport
- De producerade e-bränslena förväntas motsvara Gotlands förväntade energibehov. Både tillgång och efterfrågan kommer att beskrivas vidare och dimensioneras i kommande avsnitt



Därefter rangordnas möjliga e-bränslen utifrån följande fem utvärderingskriterier för att avgöra vilka som bäst kan möta Gotlands framtida energibehov



01. Gotlands uppskattade framtida bränslebehov

- Uppskattat framtida behov per sektor och bränsletyp analyseras för att fastställa vilka e-bränslen som potentiellt kan produceras lokalt. Sektorer med lågt behov ges lägre prioritet när e-bränslehubben modelleras

02. Elektrifieringspotential per sektor

- Sektorer utvärderas baserat på deras elektrifieringspotential, då direkt elektrifiering är mer energieffektivt än att använda elektricitet för att producera e-bränslen. Sektorer för vilka elektrifiering är mindre sannolik och som därför har mer nytta av en e-bränslehubb bör prioriteras

03. Tekniska förutsättningar

- E-bränslen utvärderas baserat på hur kompatibla de är med befintlig infrastruktur. Hög kompatibilitet medför en lägre tröskel för övergång till e-bränsle, medan låg kompatibilitet antyder ett behov av mer omfattande åtgärder och investeringar

04. Regulatoriska förutsättningar

- E-bränslen bedöms utifrån hur stabilt regelverket är, om det finns europeiska incitament som kan främja framtida efterfrågan eller om det är mycket oreglerat vilket ofta medför lägre efterfrågan

05. Förväntad marknadsstorlek i Europa år 2040

- Den potentiella efterfrågan på bränslet i Europa år 2040 används för att avgöra vilka e-bränslen som sannolikt kommer att ha störst marknadsvärde



Elektrolysören dimensioneras baserat hur mycket el och biogen koldioxid som behövs för att möta potentiellt e-bränslebehov på Gotland

Potentiell efterfrågan på e-bränsle år 2040

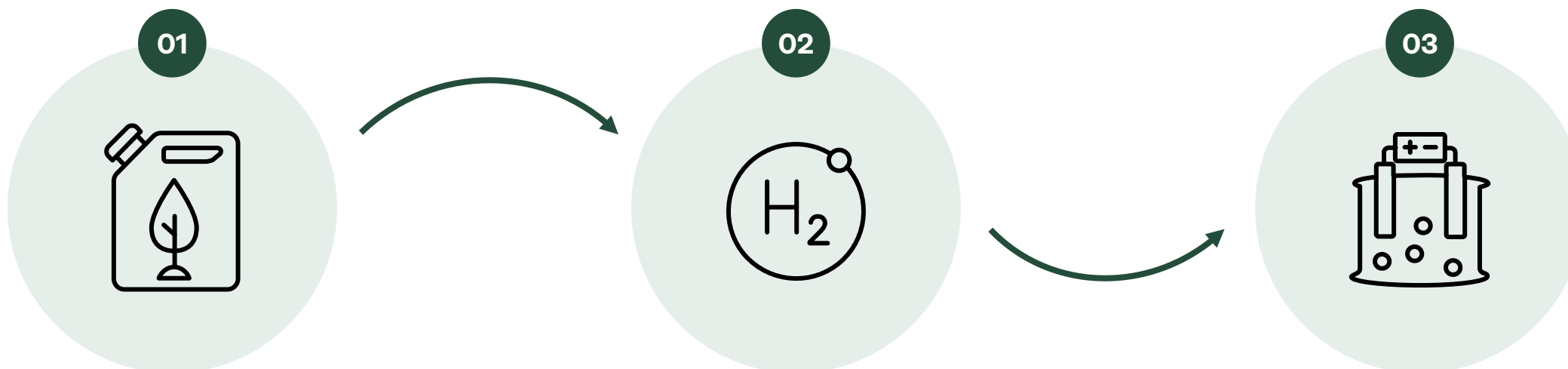
För varje e-bränsle jämförs potentiell efterfrågan med Gotlands teoretiska maxproduktion

Nödvändiga insatsvaror

Behovet av vätgas och biogen CO₂ beräknas, sett till både vätgas- och e-bränsleproduktion

Dimensionering

Elektrolysören dimensioneras baserat på behovet av vätgas till e-bränsleproduktionen



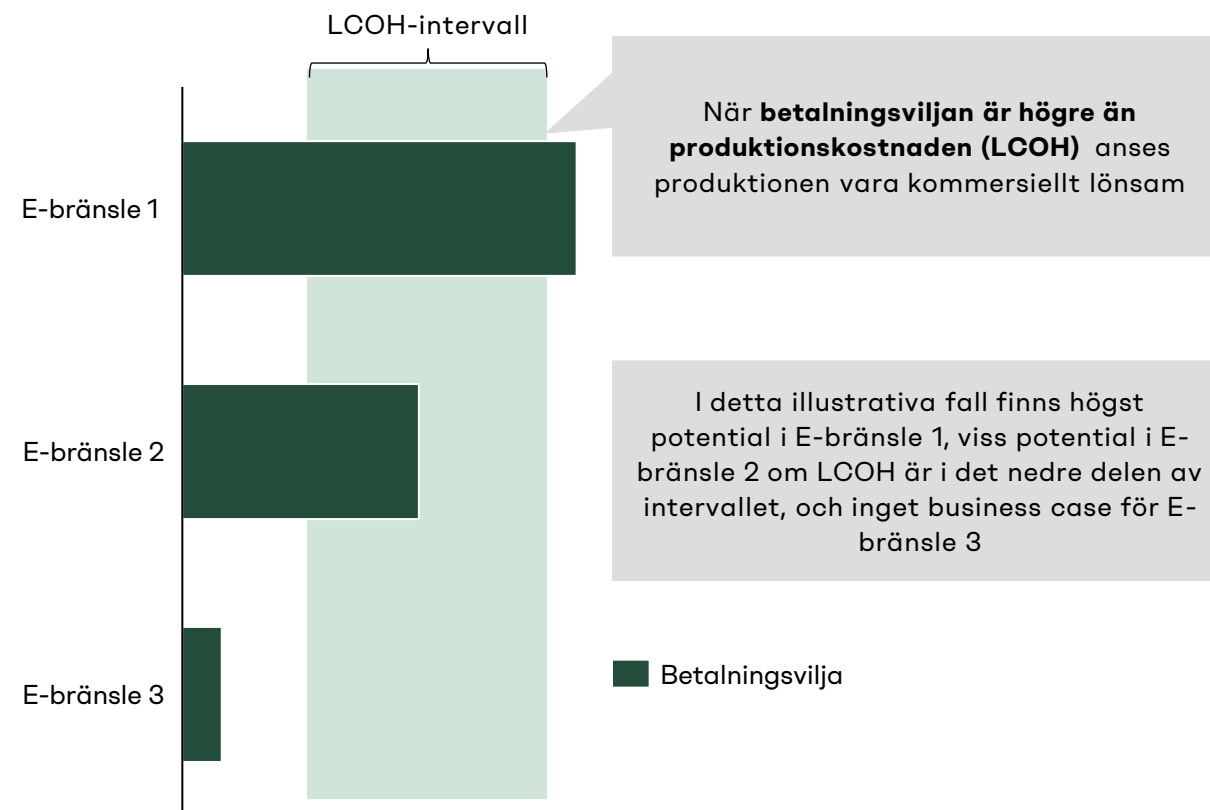


Business caset utgörs av en jämförelse av framtida betalningsvilja per respektive e-bränsle, och kostnaden för att producera vätgas på Gotland

Metod

- Estimerat effektintervall (MW) för elektrolysören baserat på potentiell efterfrågan på e-bränsle och det teoretiska maximumet
- Estimerad betalningsvilja för e-metan, e-metanol och vätgas i EUR/kg H₂
 - Kostnad för alternativt fossilt bränsle
 - Besparingar relaterade till regulatorisk efterlevnad, t.ex. undvika EU ETS-kostnader
 - Potentiell grön premium
 - Kostnader för bränslesyntes
- Översiktlig uppskattning av LCOH för vätgasproduktion på Gotland
 - I dessa beräkningar har inte LCOH-optimering genom alternativa intäktströmmar från t.ex. försäljning av restvärme till fjärrvärmenätet, försäljning av syrgas till industrin, eller statlig subvention tagits i beaktning.
- Generella nästa steg med fokus på:
 - Kommersiell lönsamhet baserad på möjlig storlek, WTP och LCOH
 - Förutsättningar
 - Behov av samarbete
 - Tidslinje
 - Behov av infrastruktur
 - Risker

Illustration av business case





Betalningsvilja uppskattas baserat på kostnaden för referensbränslet, med en tilläggspremie som återspeglar värdet av utsläppsreduktioner och en grön premie

Metod

Betalningsvilja för fossilt bränsle

Betalningsvilja för det konventionella, fossilbaserade bränslet, uppskattat genom att summera fasta och rörliga kostnader för fossil bränsleproduktion

Betalningsvilja för att undvika utsläpp och böter

Beräkna CO₂-utsläppen från grå vätgas och multiplicera dem med EU ETS-priset på CO₂ för att härleda betalningsviljan för att undvika utsläpp samt eventuella tillämpliga regulatoriska sanktioner

Betalningsvilja för grön premium

Ytterligare betalningsvilja från slutproduktens gröna premium uppskattas genom att applicera en premiumandel på priset för det fossila referensbränslet

Sammanlagd betalningsvilja för e-bränslet

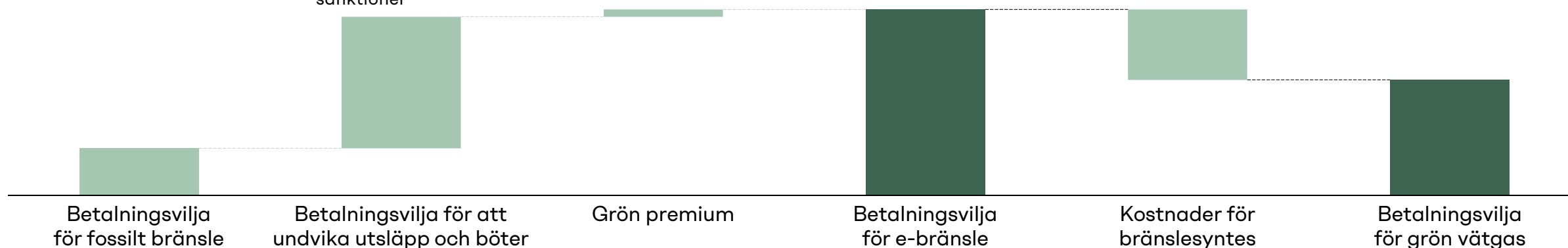
Betalningsvilja för e-bränslet motsvarar den sammanlagda betalningsviljan för bränslemolekylen, undvikna utsläppskostnader samt den gröna premien

Kostnader för e-bränslesyntes

Kostnader för t.ex. e-bränslesyntes, CAPEX och OPEX, samt CO₂-inköp

Betalningsvilja för grön vätgas

Betalningsvilja för vätgas extraheras från den totala WTP för koldioxidsnålt e-bränsle genom att exkludera kostnader relaterade till e-bränslesyntes





LCOH beräknas som summan av CAPEX, OPEX och energikostnader dividerat med vätgasproduktionen

Metod

- Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) är den genomsnittliga kostnaden för att producera vätgas, där alla kostnader över anläggningens livslängd beaktas
- AFRY beräknar LCOH genom att uppskatta CAPEX och OPEX för vätgasproduktion samt tillämpa en landspecifik diskonteringsränta
- Detaljerade antaganden, inklusive t.ex. CAPEX för elektrolysörer, finns i *Appendix: Modelleringsantaganden*. Elprisprognoser baseras på AFRYs Independent Market Reports
- I dessa beräkningar har inte LCOH-optimering genom alternativa intäktsströmmar från t.ex. försäljning av restvärme till fjärrvärmenätet, försäljning av syrgas till industrin, eller statlig subvention tagits i beaktning.
- Elnätet i SE3 förväntas inte uppfylla kraven i delegerade akten för produktion av RFNBO-kompatibel vätgas. Utsläppsintensiteten i elmixen förväntas överstiga <18g CO₂/MJ¹
- Det innebär att kraven på temporär och geografisk korrelation behöver uppfyllas, samt att nätbaserade konfigurationer för e-bränslehubben kräver gröna PPA:er

$$LCOH = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annual OPEX} + \text{Annual Energy Cost}}{\text{Annual } H_2 \text{ Production}}$$

Not: Dessa siffror baseras på en tidigare AFRY-studie vars resulterande värden justerats till reala 2025-nivåer. Även om vissa värden kan ha förändrats sedan dess, förväntas de övergripande slutsatserna inte påverkas väsentligt

1) AFRYs analys

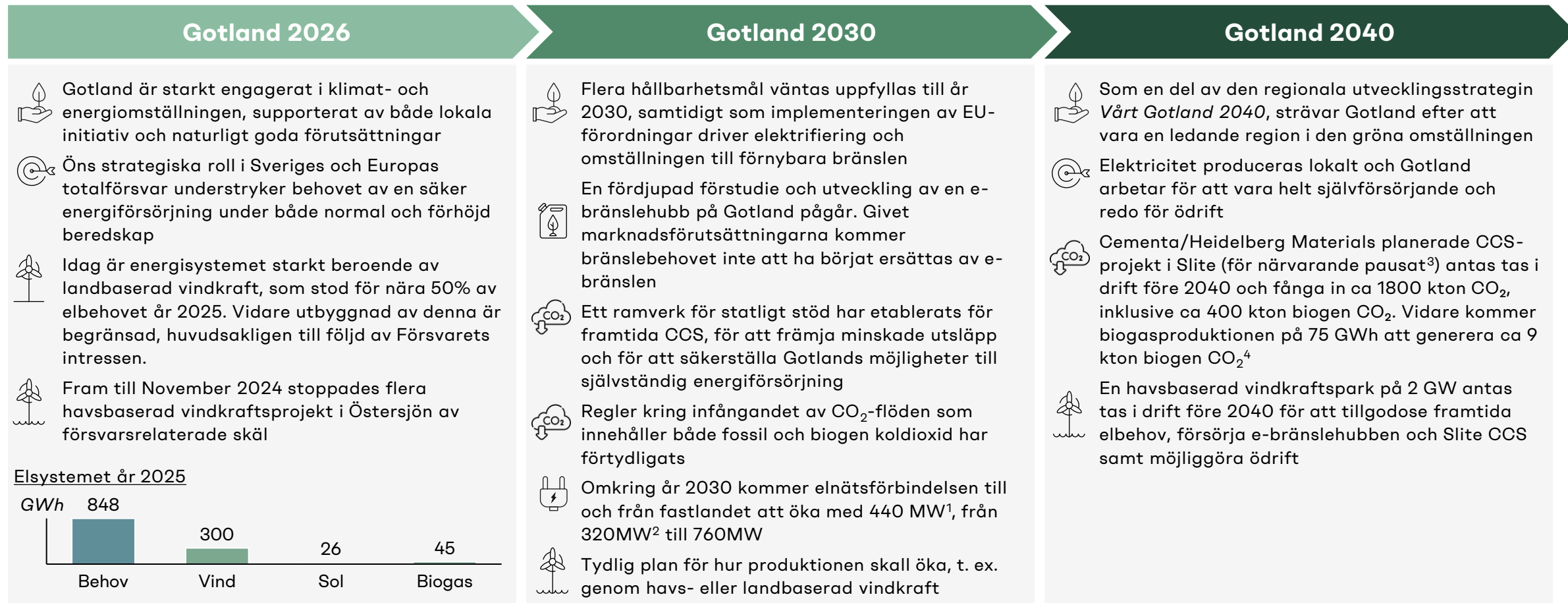


Kapitel 3:

Grundläggande antaganden för att realisera e-bränslehubben

Att driva den gröna omställningen framåt kräver samlade insatser; Slite CCS och en havsbaserad vindkraftspark antas tas i drift senast 2040

Utmålad scenarion beskriver vad vi behöver anta inträffar för att en e-bränslehubb ska kunna realiserats senast 2040



1) Gotlandsförbindelsen, GEAB. 2) HVDC-länken mellan Gotland och fastlandet, ABB. 3) CCS-satsningen vid cementfabriken i Slite pausas, Heidelberg Materials. 4) Antagande att biogas ger ca 0.2kg CO₂ per kWh. Environmental impact of biogas, Journal of Environmental Science and Health (2018)

Teknisk grund, regulatorisk tydlighet och kommersiell riskreducering är centrala förutsättningar för att säkerställa långsiktig hållbarhet för Gotlands e-bränslehubb

Förutsättningar för en e-bränslehubb på Gotland



Teknisk grund

1. **Produktionsplan:** Etablera en masterplan för dedikerad ny land-/havsbaserad vindkraft på eller i anslutning till Gotland
2. **Försörjningstrygghet:** Säkerställ långsiktiga biogena CO₂-volym (140–210 kton/år) genom strategiska industriella partnerskap, t.ex. Heidelberg
3. **Direkt elektrifiering:** Prioritera elektrifiering som huvudspår där det är genomförbart och mest kostnadseffektivt
4. **Fokus på svårastställda sektorer:** Rikta e-bränsleproduktionen mot sektorer som sjöfart och tung industri
5. **Säsongsintegration:** Utveckla lagrings- och exportlösningar för att hantera variationer i sjöfartens efterfrågan samt överskott under lågperioder



Regulatorisk klarhet

1. **CO₂-redovisning för blandströmmar & RFNBO-efterlevnad:** Etablera en EU-certifierad metodik (t.ex. massbalans) för att verifiera och allokera den biogena andelen från blandade utsläppskällor (som Heidelberg) till e-bränslen genom CCU¹. Detta krävs för att säkerställa RFNBO-certifiering av e-bränsleproduktion
2. **Svenska RFNBO-mandat för vägtransport:** Inför tydliga nationella krav på användning av RFNBO i Sverige, liknande Tyskland och Finland, vilket är avgörande för att säkra avsättning och validera betalningsviljan
3. **Flexibla IKN-avståndsregler:** Säkerställ utökade regulatoriska undantag inom IKN² för att möjliggöra internt nät mellan förnybar elproduktion och elektrolysören bakom mätaren
4. **Utnyttjandegrad för elektrolysör:** Lätta upp krav på temporär och geografisk korrelation för att möjliggöra högre utnyttjande av elektrolysören



Kommersiell riskreducering

1. **Offtake-validering:** Anpassa produktionskostnaden (LCOH) till marknadens betalningsvilja genom systemoptimering och nära dialog med offtakers
2. **CCUS-ramverk:** Säkerställ godkänt statligt stöd för implementering av CCUS hos Heidelberg
3. **EHB-stöd:** Teckna CfD³-kontrakt genom European Hydrogen Bank för att skapa prisstabilitet under drift
4. **Utvecklingsbidrag:** Säkerställ finansiering via etablerade svenska stödprogram som Industrikivet och Klimatkivet
5. **Riskreducering av CAPEX:** Säkerställ ytterligare ramverk för statligt stöd för anläggningsinvesteringar

1) Carbon Capture and Utilization. 2) Icke-koncessionspliktiga nät. 3) Contract-for-difference

Kapitel 4: Förutsättningar för e-bränsleproduktion på Gotland



En e-bränslehubb på Gotland är avhängig utbyggnaden av förnybar el och behöver hantera den begränsade tillgången på biogen koldioxid

Slutsatser

1.

Ny havsbaserad vindkraft är nödvändig för att möta den framtida efterfrågan

- Totalt energibehov på Gotland förväntas öka från 3.6 till 7.2 TWh, huvudsakligen p.g.a. CCS-anläggningen i Slite samt ytterligare omställning av industri och transport¹
- Lokal elproduktion täcker idag ca 40% av elanvändningen och ca 11% av den totala energianvändningen. Till 2040 antas den lokala produktionen täcka såväl baslast som den tillkommande efterfrågan från CCS samt vätgas- och gödselproduktion. Under dessa förutsättningar krävs utbyggnad av havsbaserad vindkraft för att uppnå självförsörjning

2.

Biogen CO₂ blir den begränsande faktorn för e-bränsleproduktion på Gotland

- Lokal e-bränsleproduktion begränsas av tillgången på lokal el och biogen CO₂
- Givet att Slite CCS fångar in 400 kton biogen CO₂ per år är biogen CO₂ den begränsande faktorn för produktion av alla kolbaserade e-bränslen.
- Lämpliga e-bränslen ur denna aspekt är vätgas och ammoniak som ej kräver biogen CO₂ i produktionen

3.

E-bränslen med hög teoretisk maxproduktion och flera användningsområden bör prioriteras

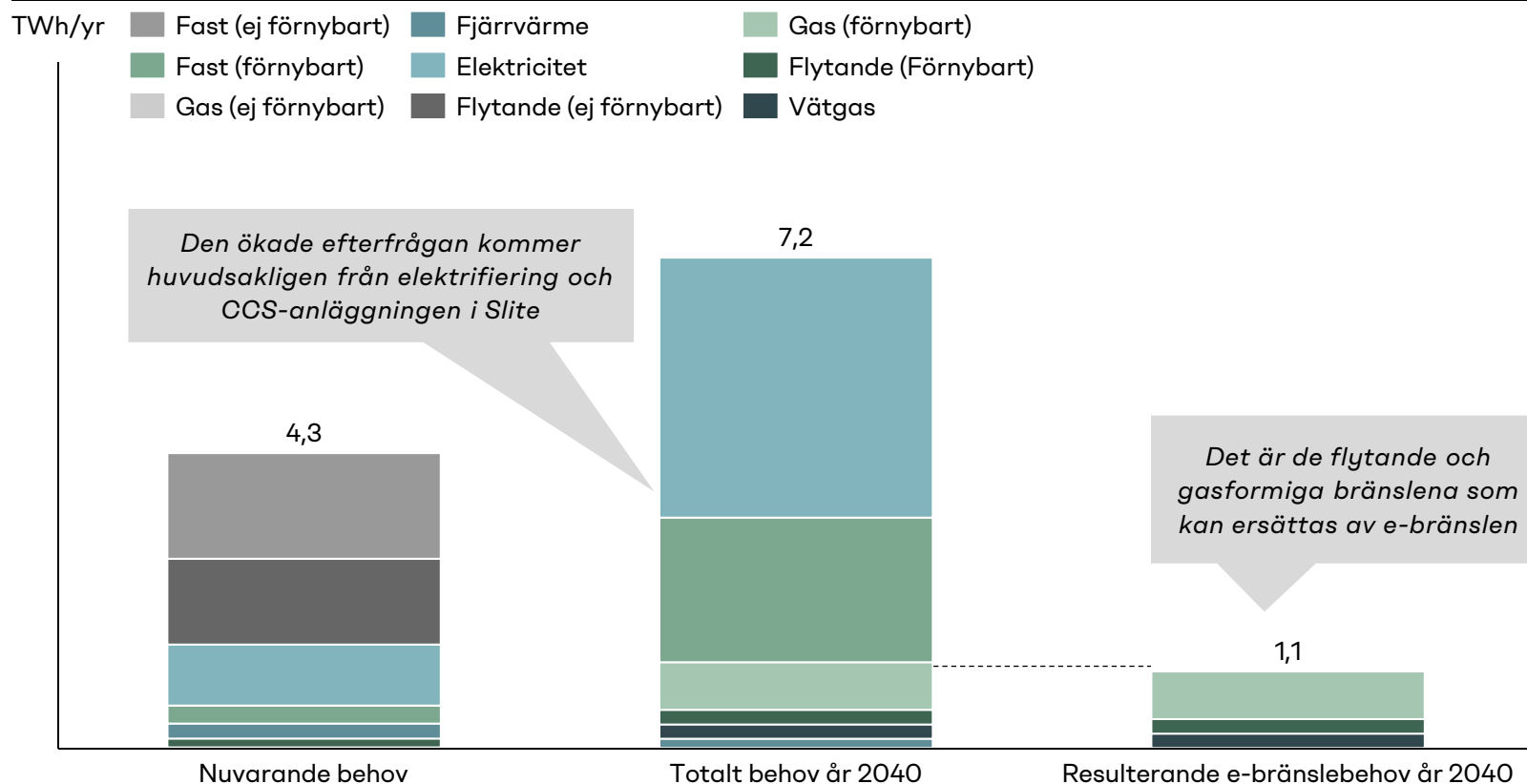
- E-bränslen med hög el-till-CO₂-kvot inkluderar e-SAF, e-metan och e-metanol. Eftersom e-metan och e-metanol har fler huvudsakliga användningsområden föreslås att dessa undersöks vidare
- Då bränslena lämpar sig för olika ändamål är det mest strategiskt att välja de som både har en hög teoretisk maxproduktion och flera användningsområden

1) Detta inkluderar inte potentiell efterfrågan från själva e-bränslehubben



Gotlands energibehov förväntas öka till 7.2 TWh år 2040; e-bränslen har potential att möta efterfrågan på flytande och gasformiga bränslen motsvarande ca 1.1 TWh

Gotlands uppskattade energibehov (TWh)¹



Kommentar

- Gotlands totala behov förväntas öka med 2.9 TWh till 7.2 TWh år 2040, i takt med att energisystemet ställer om till fossilfri försörjning
- Den ökade efterfrågan kommer huvudsakligen från ökad elektrifiering i regionen, samt CCS-anläggningen i Slite, vilket totalt motsvarar ett behov på ca 3.8 TWh
- Cementindustrin väntas ha det näst största energibehovet om ca 5 TWh varav 40% möts av fast förnybart bränsle och 54% elektricitet, som till stor del antas gå till CCS-anläggningen i Slite
- Det fasta bränslebehovet i cementindustrin täckts idag främst av avfallsbaserade bränslen. Diskussioner med Heidelberg materials (Industri) visar att deras huvudsakliga efterfrågan i år 2040 fortsatt avser fasta bränslen, som inte kan ersättas med e-bränslen utan mycket stora investeringar
- Därmed utgörs resulterande e-bränslebehov år 2040 av det förväntade energibehovet från förnybara bränslen i flytande och gasform, om ca 1.1 TWh

1) Uppskattningen är baserad på *Scenarier för Gotlands energibehov 2040* (Länsstyrelsen, 2026). Värdena är scenariobaserade och bör betraktas som indikativa

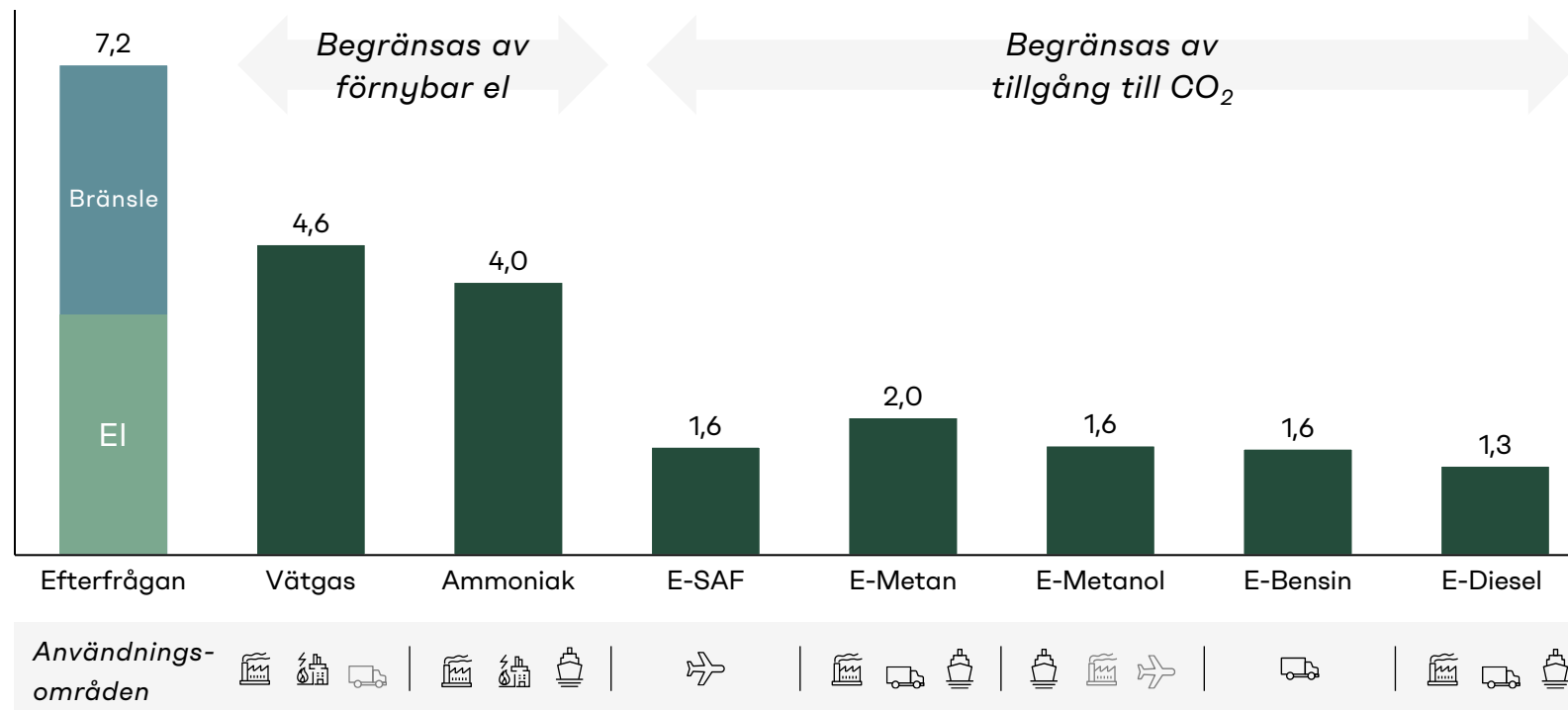


För att möta potentiellt e-bränslebehov om 1.1 TWh på Gotland väntas varken tillgång till el eller biogen CO₂ vara begränsande faktorer

Teoretisk maxproduktion - 2040

■ Teoretisk maxproduktion

TWh/yr



Slutsatser

- Den övergripande lokala efterfrågan av e-bränslen på Gotland om 1.1 TWh understiger den teoretiskt möjliga produktionen för samtliga e-bränslen. Därmed väntas inte tillgång till biogen CO₂ eller el vara begränsande faktorer i just detta fall för att stärka ö-driftsförmågan. Detta gäller givet att nödvändiga förutsättningar som definierats i Kapitel 2 genomförts
- Då bränslena lämpar sig för olika användningsområden är det mest strategiskt att välja de som kan fylla efterfrågan från flera användningsområden
- För att även producera e-bränsle för export visar resultaten att tillgång till biogen CO₂ är den begränsande faktorn för alla kolbaserade bränslen. E-bränslen med hög el-till-CO₂-kvot inkluderar e-SAF, e-metan och e-metanol
- I Kapitel 4 analyseras vilka e-bränslen som är mest relevanta att analysera vidare, givet efterfrågan på Gotland per användningsområde, regulatoriska förutsättningar samt förväntad europeisk marknadsstorlek

Grafen visar energiproduktion per bränsle baserat på teoretisk maxproduktion och begränsningar med hänsyn till el och CO₂



Implementeringen av EU:s vätgaspolitik släpar efter i medlemsländerna, efterfrågan på e-bränsle drivs av sanktioner vid bristande efterlevnad

Slutsatser

1.

Förnybar vätgasproduktion styrs av strikta regler som omfattar SE3 och Gotland

- Efterfrågan på vätgas inom EU är politiskt driven, specifikt policypaketet *Fit for 55*, förnybartdirektivet *RED III* samt den delegerade akten rörande additionalitet
- Bränslespecifika mål sätts i RED III: till exempel skall 42% av industrins vätgas ha producerats som RFNBO¹ till år 2030, och 60% år 2035. Hittills finns inga sanktioner inom ramarna för EU ETS och CBAM
- SE3, och därmed Gotland, förväntas uppfylla kravet på additionalitet, vilket innebär att förnybar vätgas måste produceras med ny förnybar elproduktion (RES) som byggs specifikt för att möjliggöra produktionen

2.

EU ligger efter sina vätgasmål och de flesta länder har ännu inte implementerat RED III

- Trots EU:s politik och styrmedel har vätgasekonomin ännu inte tagit fart, och EU ligger efter sina mål. Utvecklingen hindras av EU:s strikta definition av RFNBO¹, projektens höga kostnader samt tveksamhet bland offtakers² mot att ingå långsiktiga avtal vid dagens prisnivåer
- Implementeringen av RED III är dessutom kraftigt försenad i de flesta av EU:s medlemsstater, vilket bidrar till att det saknas starka incitament för användning av vätgas. EU-kommissionen har inlett en uppdatering av regelverket och tros överväga att lätta på vissa krav

3.

E-bränslen täcks av styrmedel som omfattar sanktioner vid bristande efterlevnad

- Till skillnad från vätgas stöds e-bränslen av bränslespecifika regelverk som *ReFuelEU Aviation*, *FuelEU Maritime* och *UK SAF mandate*, som medför sanktioner vid bristande efterlevnad och stärker offtakers' betalningsvilja
- E-SAF har det mest utvecklade regelverket, vilket har bidragit till ett överskott av projekt. Inom sjöfarten finns ännu inga specifika krav på RFNBO, vilket innebär att gröna e-bränslen på kort sikt måste konkurrera med biobränslen. På längre sikt är det dock osannolikt att biobränslen kan möta sjöfartens efterfrågan

1) Renewable Fuels of Non-Biological Origin

2) En aktör som signerar ett långtidskontrakt för e-bränslen och därigenom skapar efterfrågesäkerhet för producenten



Kapitel 5:

Sammanställning av relevanta e-bränslen
för att säkra Gotlands e-bränsleförmåga



AFRY föreslår att utvärdera en e-bränslehubb som försörjer färjetrafik, industri, tung trafik och areella näringar, och ser särskild relevans i e-metan, e-metanol och vätgas

Sektorer i fokus

- ✓ **Färjetrafiken** står för den största efterfrågan på e-bränsle på Gotland, och beräknas uppgå till 0.6 TWh år 2040. Redan idag görs investeringar i e-bränslekompatibla katamaraner
 - ✓ **Industriell efterfrågan** domineras av cementsektorn, där användningen av fasta bränslen förväntas bestå. Ytterligare 0.3 TWh energibehov inom industrin väntas användas i befintliga industriella processer, som ett delflöde till Nordkalks kalkugn, samt för gödselproduktion
 - ✓ **Areella näringar** och **tung trafik** förväntas i hög grad elektrifieras. Återstående energibehov kan potentiellt täckas av e-bränslen som är kompatibla med befintlig teknik och inte kräver stora investeringar
-
- ✗ **Försvarssektorn** antas upprätthålla sitt nuvarande behov av diesel. Lagring bedöms vara billigare och mer flexibelt än att förlita sig på lokal e-bränsleproduktion; försvaret prioriteras därför inte i studien
 - ✗ **Sjöfarten** antas läggas på tredje part av Heidelberg materials. En övergång till e-bränslen skulle kräva investeringar i kompatibla fartyg samt ny infrastruktur för bunkring på Gotland, vilket bedöms som mycket kostsamt
 - ✗ **Bostadssektorn**, den **offentliga sektorn** samt den **privata transport-sektorn** förväntas i stor utsträckning elektrifieras (alternativt fortsätta använda fjärrvärme), vilket bör prioriteras för att maximera energisystemets effektivitet

Urval av e-bränsle

Den uppskattade efterfrågan på flytande och gasformiga bränslen är det som framförallt är relevant att ersätta med en e-bränslehubb, och väntas uppgå till 1.1 TWh år 2040¹

- ✓ **E-metan** är kompatibelt med befintlig färjeteknik inom sjöfarten och befintlig biogasinфраstruktur på Gotland kan utnyttjas, vilket minskar komplexiteten vid implementering
 - ✓ **E-metanol** är tekniskt tillämpligt i färjetrafiken, men både den förväntade efterfrågan på Gotland och den europeiska marknadsstorleken bedöms vara liten
 - ✓ **Vätgas** är endast delvis tillämplig i färjetrafiken och kräver investeringar i infrastruktur och lagring. Den förväntas dock få användning på lång sikt och är en central insatsvara för alla e-bränslen. Den europeiska vätgasmarknaden väntas bli störst och uppgå till omkring 14-15 Mton per år till år 2040
-
- ✗ **Ammoniak** förväntas på lång sikt spela en roll inom sjöfart och kan ha vissa användningsområden inom industrin på Gotland, men bedöms inte som lämplig för passagerarfärjor med hänsyn till säkerhetsaspekter
 - ✗ **E-diesel** är kompatibelt med befintlig teknik på Gotland, men begränsas av låg teknisk mognad. Europas efterfrågan väntas i stor utsträckning täckas av sidoproduktion från e-SAF (syntetiskt flygbränsle)

1) Konceptstudien värderar inte huruvida den potentiella e-bränsleefterfrågan kan mötas av lokal biobränsle.



Sammanställning av e-bränsleutvärdering enligt de fem utvärderingskriterier som tillsammans avgör vilka bränslen som är bäst lämpade att möta Gotlands behov

Viktning	25%	25%	25%	25%	
	Gotländsk efterfrågan	Tekniska förutsättningar	Regulatoriska förutsättningar	Europeisk efterfrågan	Resultat med motivering
E-metan	4 Bred efterfrågan inom sjöfart, transport och industri	4 Kompatibelt med existerande infrastruktur inom transport och sjöfart	4 Giltigt som RFNBO för FuelEU Maritime samt ytterligare stöd för vägtransport	3 Efterfrågan drivs av vägtransportkvoter, sjöfart och industri	4 Hög kompatibilitet; regelmässigt stöd inom sjöfart och transport; förväntas ersätta LNG inom industrin på lång sikt
E-metanol	2 Potentiell efterfrågan finns inom färjetrafiken på medel- och lång sikt	4 Kompatibelt med nya Horizon X-färjorna	3 Giltigt som RFNBO för FuelEU Maritime – direkt RFBNO-kvot trolig efter 2031	2 Begränsad efterfrågan inom sjöfart och transport, kan användas för SAF-produktion	3 Potentiellt tillämpbart i färjetrafiken; låg förväntad efterfrågan på grund av stark konkurrens från andra bränslen
Vätgas	3 Efterfrågan styrs av industrin, färjetrafiken och e-bränsleproduktion	3 Kompatibelt med nya Horizon X-färjorna, men kräver utökad infrastruktur	2 Höga ambitioner från EU men begränsat stöd bortom RED III; utvärdering pågår	3 Kortsiktig efterfrågan för ammoniak och raffinaderi; marknad väntas från 2030	3 Stor europeisk marknad, dock dröjer implementering och det är en utmaning att adressera raffinaderier som oftakers i enskilda projekt
Ammoniak	1 Mer praktiska alternativ finns, med lägre krav på investering	1 Kompatibelt med sjöfart, men ej lämpligt för passagerartrafik	3 Giltigt som RFNBO för FuelEU Maritime; drar fördel från CBAM	3 Offtakers finns t. ex. inom gödsel; CO ₂ -prissättning väntas öka efterfrågan under 2040-talet	2 Stor förväntad marknadsstorlek och god regelmässig säkerhet, men höga produktionskostnader hindrar grön ammoniak från att ersätta blå och grå ammoniak
E-diesel	2 Efterfrågan finns inom tung transport, areella näringar och försvar ¹	4 Hög kompatibilitet med transport, areella näringar och försvar	2 Stöd finns inom vägtransport men e-metan är mer kostnads-effektivt	1 Begränsas av teknisk mognadsgrad; främst en e-SAF-biprodukt	2 Trots hög kompatibilitet är produktion av e-diesel inte konkurrenskraftig; att lagra diesel är mer praktiskt

1) Försvarets efterfrågan har bedömts kvalitativt då offentliga uppgifter saknas

5 = Goda förutsättningar, hög potential

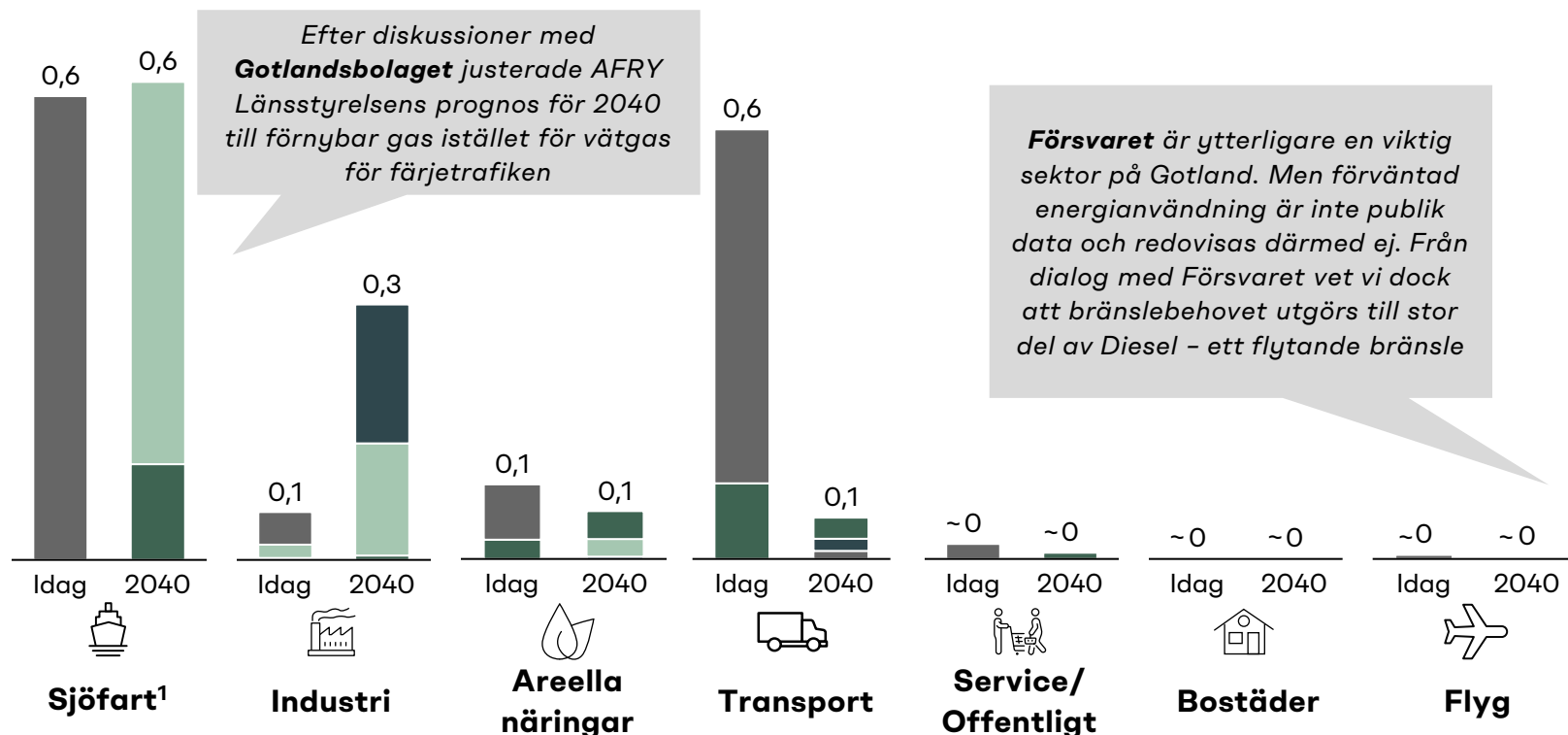
3 = Medelgoda förutsättningar, viss potential

1 = Dåliga förutsättningar, stora begränsningar²⁸

Framtida efterfrågan på e-bränslen drivs av sjöfart, industri, transport och areella näringar, med begränsad efterfrågan från offentlig sektor, bostäder och flyg

Uppskattad efterfrågan per sektor och bränsletyp på Gotland – exklusive elektricitet och fjärrvärme (TWh)¹

■ Flytande (ej förnybart) ■ Flytande (förnybart) ■ Gas (ej förnybart) ■ Gas (förnybart) ■ Vätgas



Kommentar

- Det resulterande behovet av e-bränsle om ca 1.1 TWh är främst koncentrerad till sjöfart, industri, areella näringar och transport
- Sjöfarten uppskattas ha högst efterfrågan, ca 0.6 TWh, av vilket ca 0.5 TWh avser gasformigt bränsle. Diskussioner med Gotlandsbolaget tyder på att efterfrågan i praktiken kan komma att täckas antingen av vätgas eller ett gasformigt e-bränsle, beroende på kommersiella förutsättningar
- Industriell efterfrågan på e-bränsle uppgår till 0.3 TWh vätgas och gasformiga e-bränslen, för användning för befintliga processer, som ett delflöde till Nordkalks kalkugn, samt för gödselproduktion
- Försvarets framtida efterfrågan på e-bränsle förväntas vara låg, då lagring av konventionell diesel bedöms vara mer ändamålsenligt och mindre kostsamt än investering i lokal e-diesel

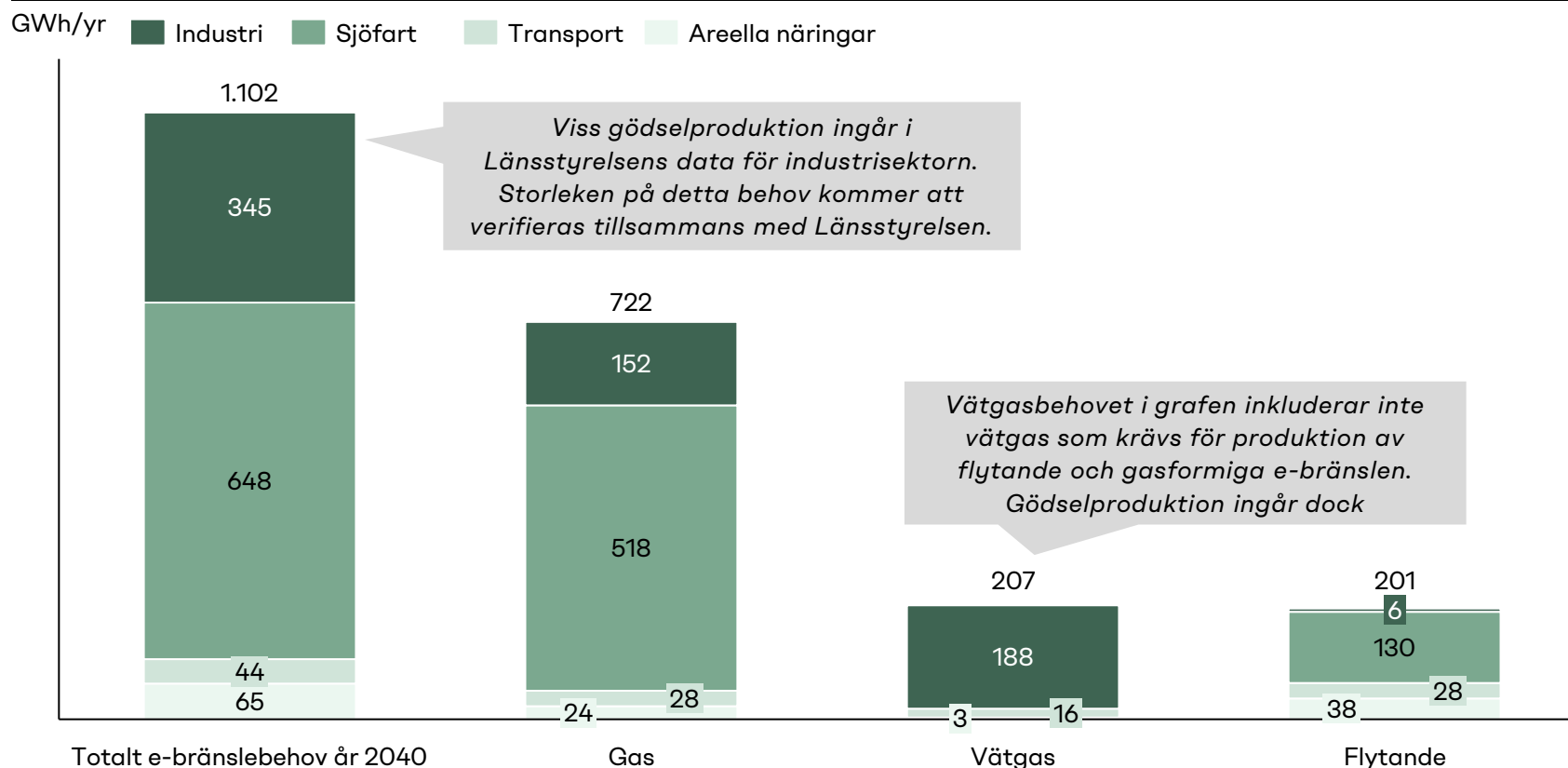
Service/offentligt, Bostäder, Flyg och Försvaret saknar betydande efterfrågan på e-bränsle och exkluderas från vidare analys

¹) Uppskattningen är baserad på *Scenarier för Gotlands energibehov 2040* (Länsstyrelsen, 2026). Värdena är scenariobaserade och bör betraktas som indikativa. Sjöfart inkluderar inte industritransporter



Merparten av Gotlands potentiella efterfrågan på e-bränslen förväntas avse gasformiga bränslen; efterfrågan kommer i första hand från sjöfarten

Uppskattad efterfrågan per bränsletyp – 2040 (GWh)¹



Kommentar

- Av totalt 1.1 TWh efterfrågan på e-bränsle på Gotland avser 0.9 TWh gasformiga bränslen och 0.2 TWh flytande bränslen
- Störst andel av potentiellt e-bränslebehov är gasform, vilket kan ersättas av e-metan. Fördelen med detta är att befintlig infrastruktur för bränslen i gasform på Gotland även kan användas för distribution och lagring av e-metan
- Ca 0.2 TWh av förväntad efterfrågan är vätgas, som främst ska användas inom industrin. Utmaningen med vätgas är komplexiteten relaterad till hantering, lagring och distribution
- Majoriteten av gasbehovet väntas finnas inom sjöfarten, där efterfrågan varierar säsongsmässigt med högre behov under sommaren, vilket ställer ytterligare krav på lagring
- Resterade 0.2TWh är flytande bränsle, vilket kan ersättas av e-metanol, e-diesel, och ammoniak

1) Uppskattningen är baserad på *Scenarier för Gotlands energibehov 2040* (Länsstyrelsen, 2026). Värdena är scenariobaserade och bör betraktas som indikativa

Konceptstudien prioriterar sjöfart, industri, areella näringar och tunga transporter, eftersom dessa sektorer har begränsade möjligheter till elektrifiering

Urval av e-bränslen baserat på elektrifieringspotential

	Elektrifieringspotential till år 2040	E-bränslehypotes
Passagerar-transport ¹	Elektrifiering är att föredra framför att använda elektriciteten till e-bränsleproduktion	-
Tung transport ¹	Viss elektrifiering sannolik; utmaningar kvarstår med hänsyn till laddinfrastruktur, avstånd och tillgång på fordon	E-diesel, E-metan
Sjöfart - Färjetrafik	Planer finns på att elektrifiera delar av flottan; första prioritet är gasdrivna dual-fuel-fartyg och multi-e-bränslefartyg	Vätgas, E-metan, E-metan
Sjöfart - Handel	Elektrifiering av långdistanssjöfart bedöms osannolik före 2040; biobränslen och e-bränslen krävs för omställning	Vätgas, E-metan, E-metan, E-ammoniak
Industri	Betydande efterfrågan på bränslen (t.ex. till cement-ugnen) kvarstår fram till 2040, trots elektrifiering	Vätgas, E-ammoniak
Areella näringar	Elektrifieras delvis; utmaningar kvarstår dock med hänsyn till laddinfrastruktur i avlägsna områden	Vätgas, E-metan, E-diesel

Kommentar

De sektorer som har låg elektrifieringspotential har generellt störst nytta av en e-bränslehubb

- **Passagerartransport** bör prioritera elektrifiering för att bibehålla ett kostnadseffektivt energisystem
- **Sjöfart - handel** sköts av tredje part och Heidelberg materials har uppgett att en övergång till e-bränslen skulle kräva mycket stora investeringar i nya fartyg och infrastruktur

Studien prioriterar därför att möta efterfrågan hos den **tunga transporten, färjetrafiken, industri och areella näringar**

1) 90% av bränslebehovet avser passagerartransport med resterande 10% förknippat med tunga fordon. Denna uppskattning baseras på fordonsantal samt antagna avstånd körda per år



E-metan och e-diesel är i hög grad kompatibla med befintlig teknik inom relevanta sektorer, vilket förenklar implementeringen

	 Tung transport	 Färjetrafik ¹	 Industri	 Areella näringar	E-bränsle poäng
E-metan	5 Tillämpligt i befintliga gasdrivna fordon	5 Tillämpligt i befintliga gasdrivna dual-fuel-fartyg och i Horizon X-fartyg	Ej tillämpligt	3 Tillämpligt i befintliga gasdrivna maskiner	4
E-metanol	Ej tillämpligt	4 Tillämpligt i Horizon X-fartygen	Ej tillämpligt	Ej tillämpligt	4
Vätgas	Ej tillämpligt	3 Tillämpligt i Horizon X-fartygen, men kräver investeringar i lagring och infrastruktur	1 Vätgas används ej i större volymer på Gotland ²	1 Kräver investeringar i nya maskiner	2
Ammoniak	Ej tillämpligt	1 Ej lämpligt för passagerartransport ur säkerhetssynpunkt	1 Ej kompatibelt med befintlig industri	Ej tillämpligt	1
E-diesel	5 Tillämpligt i befintliga dieseldrivna fordon	Ej tillämpligt	Ej tillämpligt	4 Tillämpligt i befintliga dieseldrivna maskiner	4

1) Kompatibilitetsbedömningen av färjetrafiken är baserad på Gotlandsbolagets investeringar i gasdrivna dual-fuel-fartyg och Horizon X.



E-metan är säkrast ur regelsynpunkt då det finner stöd från både RED III och FuelEU för användning inom transport och sjöfart

	Regulatoriska förutsättningar	E-bränsle poäng
E-metan	- Implementeringen av RED III i EU:s medlemsstater skapar en marknad på 0.5 Mtoe för RFNBO i vägburna fordon till 2030, där e-metan/e-LNG är konkurrenskraftigt för långdistanstransport - eLNG är giltigt som RFNBO i FuelEU Maritime, men ingen specifik kvot förrän tidigast 2031 - Stort användningsområde i industrier med begränsad regulatorisk säkerhet	4
E-metanol	- E-metanol är giltigt som RFNBO i FuelEU Maritime; men ingen specifik kvot förrän tidigast 2031 - E-metanol konkurrerar med andra avancerade biobränslen och RFNBO-klassade bränslen	3
Vätgas	- Inga sanktioner har ännu trätt i kraft som kan väntas accelerera användningen av vätgas inom stål-, raff- och kraftsektorn. Sådana styrmedel förekommer endast inom flyg och sjöfart, där vätgas ännu inte ses som ett skalbart slutbränsle - Den pågående revisionen av definitionen av grön vätgas förväntas öka implementeringstakten	2
Ammoniak	- På kort till medellång sikt drivs efterfrågan på grön ammoniak främst av användning i gödselmedel – givet att den inkluderas i industrins mål på 42% inom RED III, detta mål har dock ännu inte antagits av medlemsstaterna. Trots detta väntas efterfrågan öka i slutet av 2030-talet till följd av prissättning av koldioxid genom EU ETS och CBAM - RED III kräver att 5.5% av transportenergi skall komma från av. biodrivmedel och RFNBO år 2030, inkl. 1% från RFNBO. Ammoniak är mer skalbart än biodrivmedel eller metanol men motorerna förväntas bli tillgängliga först under 2040-talet	3
E-diesel	- RED III kräver en kombinerad andel av. biodrivmedel och RFNBO på 5.5% i transportsektorn till 2030, inkl. ett bindande delmål om 1% RFNBO, där e-diesel konkurrerar med t. ex. e-metan, där diesel ses som dyrare och mindre moget ur ett tekniskt perspektiv - Det saknas stöd för industriell användning och e-diesel bedöms inte vara attraktivt inom sjöfart	2



Vätgas, ammoniak och e-metan förväntas utgöra de största marknaderna till 2040, med stöd från en bred bas av offtakers inom industri, sjöfart och kraftsektorn

	Förväntad marknadsstorlek i Europa år 2040	Efterfrågan 2040 (mtpa, e-bränsle)	E-bränsle poäng
E-metan	- Vägtransport driver efterfrågan, med anledning av RFNBO-målen - Konkurrenskraftigt inom sjöfart på lång sikt (bortom 2035) - Ersättning av befintligt LNG-behov med e-LNG i industrin driver långsiktig efterfrågan	3	3
E-metanol	- Låg efterfrågan begränsad till sjöfart, där den samtidigt konkurrerar med biodrivmedel och e-metan, som har lägre trösklar för ersättning tack vare befintlig infrastruktur - Ytterligare efterfrågan som mellanprodukt mellan e-SAF och biodiesel	2-4	2
Vätgas	- Kortsiktig efterfrågan för ammoniakproduktion och i raffinaderier; det är dock en utmaning att adressera raffinaderier som offtakers i enskilda projekt. Trots försenad efterfrågan väntas marknaden mogna under 2030-talet, med offtakers främst inom stålindustrin och produktion av e-bränsle (60% av producerad vätgas väntas användas för e-bränsle)	14-15	3
Ammoniak	- Efterfrågan drivs på kort till medellång sikt av gödsel och kemikalier; betydande efterfrågan förväntas efter 2040, med bred bas av offtakers inom kemi, sjöfart och kraftsektorn. Utmaningen är begränsad efterfrågan till följd av konkurrens från billigare fossil-baserat ammoniak. - Begränsad efterfrågan inom sjöfart på grund av stark konkurrens från biodrivmedel och e-metan, som har lägre trösklar för ersättning tack vare befintlig infrastruktur	10	3
E-diesel	- Förnybar diesel förblir viktig för sektorer med låg elektrifieringspotential som tung transport, industri och försvar. Biomassabaserad produktion bedöms konkurrera ut e-diesel. På grund av låg teknisk mognad och industrins fokus på e-SAF kommer e-diesel främst att produceras i små volymer som en biprodukt till compliance-driven e-SAF-produktion	1-3	1

Kapitel 6:

Dimensionering och business case



Kommersiell lönsamhet kan uppnås genom att fokusera på ett enskilt e-bränsle riktat mot sjöfartssektorn; dock är detta i hög grad beroende av RFNBO-regelverket

Slutsatser	
1. Storleken på en potentiell e-bränslehubb bedöms vara kommersiellt gångbar	- AFRY bedömer att Gotland bör fokusera på produktion av ett e-bränsle i en lokal e-bränslehubb, baserat på det teoretiska maximumet och den potentiella efterfrågan på e-bränslen på Gotland år 2040. En diversifiering över flera e-bränslen skulle minska konkurrenskraften till följd av ytterligare synteskostnader - Preliminära dimensioneringsbedömningar indikerar att produktion av antingen e-metan (150–200 MW¹), e-metanol (170–210 MW¹) eller vätgas (130–160 MW¹) skulle innebära en elektrolysör i kommersiell skala
2. Betalningsviljan för e-metan och e-metanol väntas nå ~7€/kg H ₂	- Betalningsviljan för e-metan, e-metanol och vätgas inom sjöfarten är starkt beroende av om ett 2 %-mandat för RFNBO införs efter 2033. Vid ett förlängt RFNBO-mandat förväntas WTP uppgå till ca 7–7.4 €/kg H₂, annars omkring 2€/kg H₂ - Betalningsviljan för vätgas uppgår till >8€/kg H₂ inom sjöfarten beroende på RFNBO-mandat, vilket är något högre än e-metan och e-metanol då vätgas undviker synteskostnader, har högre energitäthet och lägre utsläpp - Betalningsviljan för e-metan och vätgas är högst inom transportsektorn, drivet av starka regulatoriska sanktioner i kontinentala Europa, och kräver export för att realisera värdet
3. Produktionskostnaden för vätgas uppskattas till 5–9€/kg H ₂ (osubventionerat)	- PPA med import av grön el från SE3 ger lägst LCOH (ca 5 €/kg H₂) genom att maximera elektrolysörens utnyttjande, men är beroende av externa elnätsskopplingar snarare än ö-drift. Landbaserad vindkraft ger ett LCOH på ca 7€/kg H₂, med lägre elproduktionskostnad trots lägre utnyttjandegrad i elektrolysören; Havsbaserad vindkraft resulterar i ett LCOH på ca 9€/kg H₂ till följd av högre CAPEX, men möjliggör högre utnyttjandegrad än landbaserad vind - LCOH kan i en fördjupad studie optimeras genom samlokalisering med vindkraft, solkraft och ytterligare intäktsströmmar från t.ex. försäljning av restvärme och syrgas
4. WTP och LCOH bekräftar preliminär kommersiell lönsamhet	- De uppskattade nivåerna för LCOH (ca 5–9€/kg H₂) och WTP (ca 7–8€/kg H₂) är i detta skede relativt jämförbara, givet antagandet att RFNBO-mandaten förlängs. Denna samstämmighet indikerar preliminärt kommersiell lönsamhet för e-bränslehubben, med möjlighet att överbrygga eventuella återstående gap genom optimering i kommande utvecklingsfaser

1) Uppskattad storlek på elektrolysörer i MW



Tre fallstudier analyseras med fokus på ett enskilt e-bränsle; det mest ändamåls- enliga är att fokusera på ett bränsle för att möta den begränsade lokala efterfrågan

Fallstudier för dimensionering

Förslaget är att vidare dimensionera och utvärdera en e-bränslehubb med fokus på ett enskilt e-bränsle, snarare än 2-3 olika typer. Trots att det inte innebär att det totala potentiella e-bränslebehovet om 1.1TWh möts, är det mer genomförbart med avseende på elektrolysörens dimensionering och den relativt begränsade lokala efterfrågan på Gotland. Vidare överstiger potentiell efterfrågan per e-bränsle inte teoretisk maxproduktion som beräknats i Kapitel 3, vilket innebär att tillgång på el och biogen koldioxid inte väntas vara begränsande faktorer¹

Fallstudie 1: Endast **E-metan**

- E-bränslehubben dimensioneras för att möta gasbehovet på Gotland med e-metan
- I detta fall täcker e-metan efterfrågan inom färjetrafik, jordbruk och industri – med hög kompatibilitet med befintlig teknik

Inräknad potentiell efterfrågan på Gotland

- Färjetrafik
- Industri
- Jordbruk

694 GWh

Potentiell
efterfrågan

Fallstudie 2: Endast **E-metanol**

- E-bränslehubben dimensioneras för att möta gasbehovet på Gotland med e-metanol
- E-metanol används för att täcka hela gas- och vätgasbehovet inom färjetrafiken, i takt med att färjorna ställs om till dual-fuel-fartyg med efterfrågan på flytande bränslen

Inräknad potentiell efterfrågan på Gotland

- Färjetrafik
- Jordbruk
- Transport
- Industri²

892 GWh

Potentiell
efterfrågan

Fallstudie 3: Endast **Vätgas**

- Vätgasproduktionen dimensioneras för att möta den uppskattade potentiella efterfrågan på Gotland inom färjetrafik, tung transport, jordbruk och industri

Inräknad potentiell efterfrågan på Gotland

- Jordbruk
- Transport
- Färjetrafik
- Industri

725 GWh

Potentiell
efterfrågan

1) Givet att nödvändiga förutsättningar från Kapitel 2 har infriats. 2) E-metanol väntas inte kunna möta industrins energibehov på grund av teknisk kompatibilitet, men inkluderas i dimensioneringen av elektrolysören för att tydliggöra teoretiskt potentiellt behov



En elektrolysör på ca 130–210 MW behövs för att möta potentiell efterfrågan på e-bränslen, vilket motsvarar CAPEX för elektrolysören på 600–1 200 MSEK

Dimensionering av e-bränslehubb

	Efterfrågan		Insatsvaror	Elektrolysör storlek ¹	Elektrolysör CAPEX ²
	TWh	kton/år	kton/år		
Fallstudie 1					
E-metan					
	0,7	49,9	27	~150-200MW	~900-1100mSEK
	Energi	E-metan	Vätgas	CO2	
Fallstudie 2					
E-metanol					
	0,8	150,8	29	~170-210MW	~800-1200mSEK
	Energi	E-metanol	Vätgas	CO2	
Fallstudie 3					
Vätgas					
	0,7	21,8	22	~130-160MW	~600-900mSEK
	Energi	Hydrogen	Vätgas	CO2	

Kommentarer

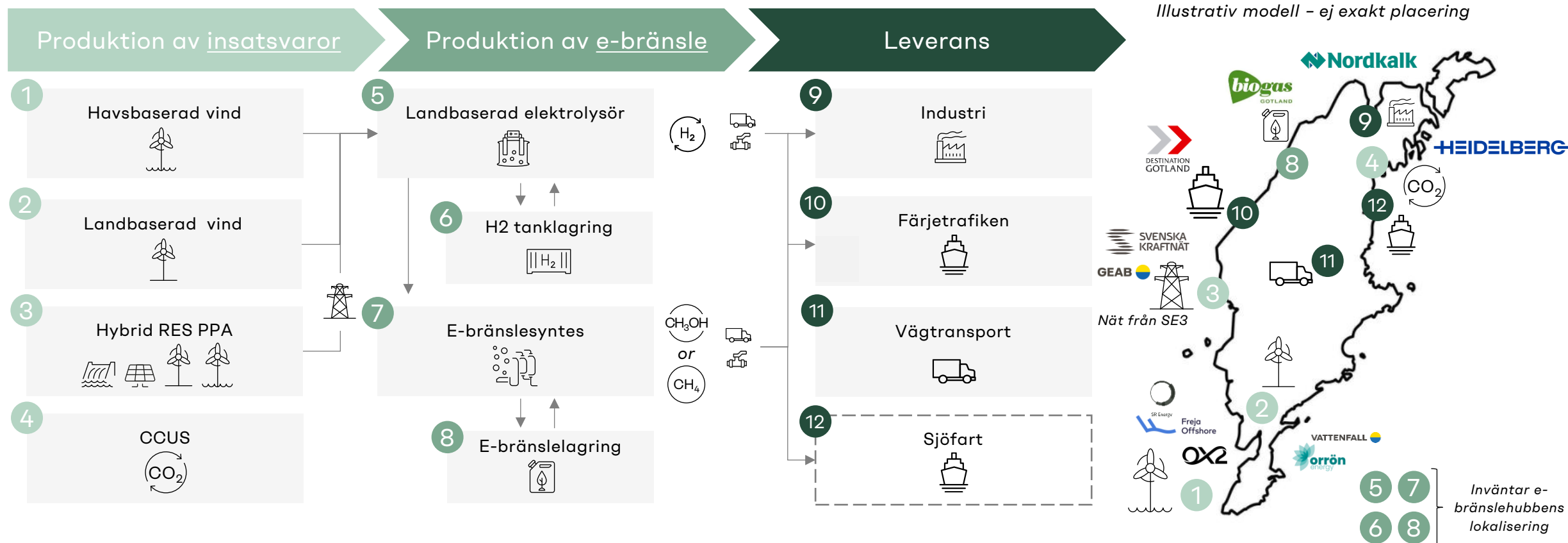
- Vätgas genererar mest energi med minst elektrolysör och associerat CAPEX, då 15–25% av förlusterna som uppstår vid syntes av e-metanol eller e-metan automatiskt undviks
- Produktionsvolymen (kton/år) för e-metanol är högre än för e-metan och vätgas, främst på grund av lägre energitäthet
- Elektrolysörerna är i kommersiellt gångbar skala. Som referens är OX2 och Södras nyligen annonserade e-metanprojekt ca 300MW, medan Liquid Winds e-metanolprojekt FlagshipONE uppgick till 70MW
- De uppskattade CAPEX-intervallen beror på elektrolysörens storlek, baserat på antaganden för 2040
 - En hög utnyttjandegrad om ca 95% har antagits. Om produktionen enbart kopplas till havsbaserad vindkraft sjunker utnyttjandet till ca 50%, vilket nästan fördubblar behovet av elektrolysör

1) Elektrolysörens vätgasproduktion uppgår till cirka 130–170 ton vätgas per MW, beräknat utifrån data från andra svenska vätgas- och e-bränsleprojekt. 2) CAPEX-antaganden för elektrolysören baseras på AFRYs uppskattningar för år 2040. 3) Växelkurs: 11.05 SEK per euro.



E-bränslehubben försörjer lokala färjor, industri och export genom att utnyttja lokal elektricitet och insatsvaror för att producera grön vätgas, e-metan eller e-metanol

E-bränslehubb på Gotland – Illustrativ modell

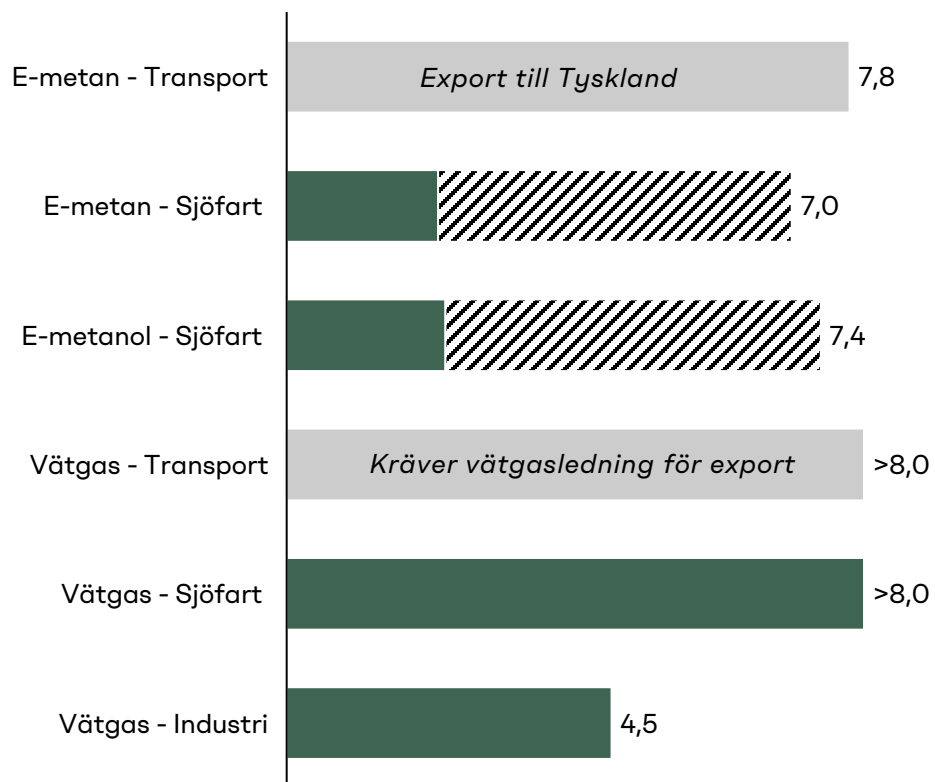




Sjöfarten uppvisar den högsta betalningsviljan, med >8 €/kg H₂ för vätgas och 7–7.4 €/kg H₂ för e-metan och e-metanol – givet att RFNBO-mandaten förlängs

RFNBO H₂ – Betalningsvilja i Europa 2040 (€/kg H₂, realpris 2025)

/// Förlängda RFNBO-mandat ■ Nuvarande regulationer



Växelkurs: 1 € = 11.05 SEK

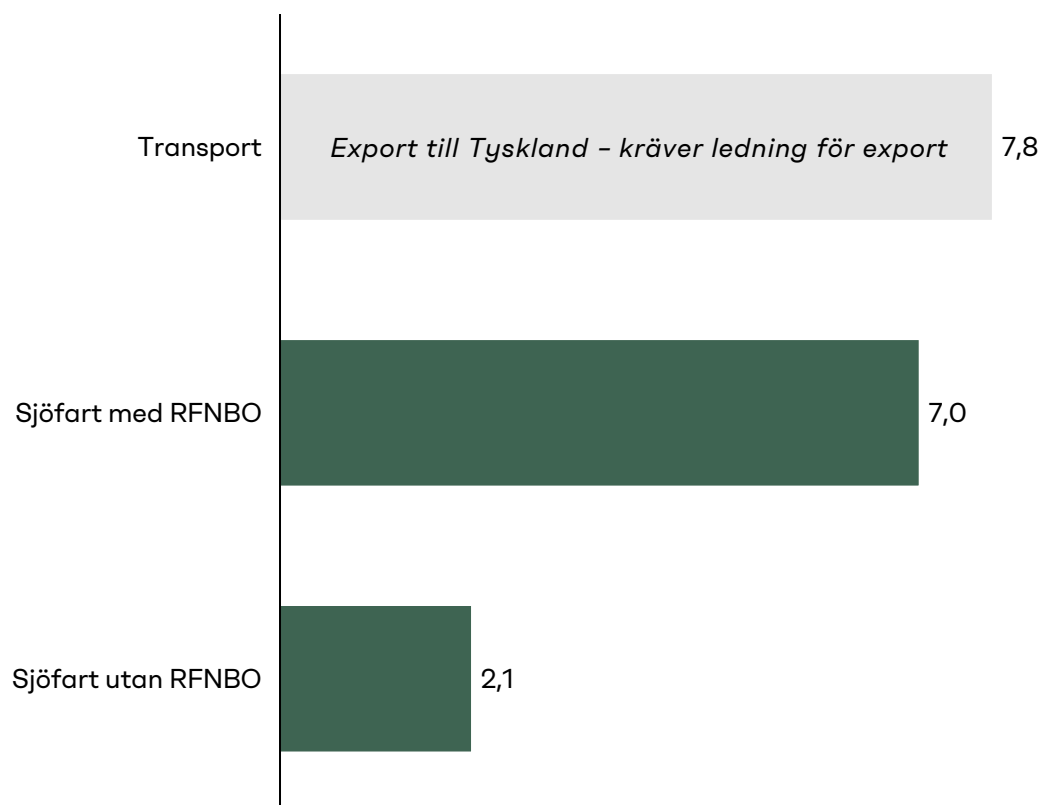
Slutsatser

- Betalningsvilja definieras som det värde som slutanvändaren är villig att betala för vätgas, baserat på e-bränslets marknadsvärde efter att CAPEX och OPEX kopplade till e-bränslesyntes och CO₂-infångning har exkluderats
- På Gotland väntas färjetrafiken ha högst efterfrågan på e-bränsle och betalningsvilja. Om RFNBO-mandaten förlängs efter 2033 uppgår betalningsviljan till över 7.0€/kg H₂, medan den annars faller till cirka 2.1-2.2€/kg H₂
- Även om vätgas ger en högre teoretisk betalningsvilja genom att undvika synteskostnader, begränsas realiseringen av detta värde i dagsläget av en omogen marknad. Kommersiell spridning möter hinder, som t.ex. ett begränsat antal vätgasdrivna fartyg i drift, outvecklad infrastruktur för distribution och lagring samt låg etablerad efterfrågan
- Samtidigt pågår pilotprojekt för vätgasdrivna färjor, där fasta ruttor och förutsägbara driftmönster gör att detta segment bedöms kunna nå kommersiell mognad kring 2040. Gotlands efterfrågan inom sjöfart är i hög grad beroende av Gotlandsbolagets beslut och betalningsvilja, vilket bör beaktas vid val av slutprodukt i e-bränslehubben
- Industrisektorn uppvisar lägre betalningsvilja, då den saknar direkta sanktionsmekanismer och främst drivs av minskade kostnader inom EU ETS
- Starkare regulatoriska krav inom vägtransport i Tyskland driver en högre betalningsvilja för e-metan och vätgas inom transportsektorn. För att realisera detta värde krävs dock exportinfrastruktur för att transportera e-metan eller vätgas från Gotland till den tyska marknaden



Betalningsviljan för e-metan år 2040 uppskattas till 2–8€/kg H₂ - högst inom transportsektorn; inom sjöfarten är betalningsviljan starkt beroende av RFNBO-krav

E-metan – Betalningsvilja inom Europa 2040 (€/kg H₂, realpris 2025)



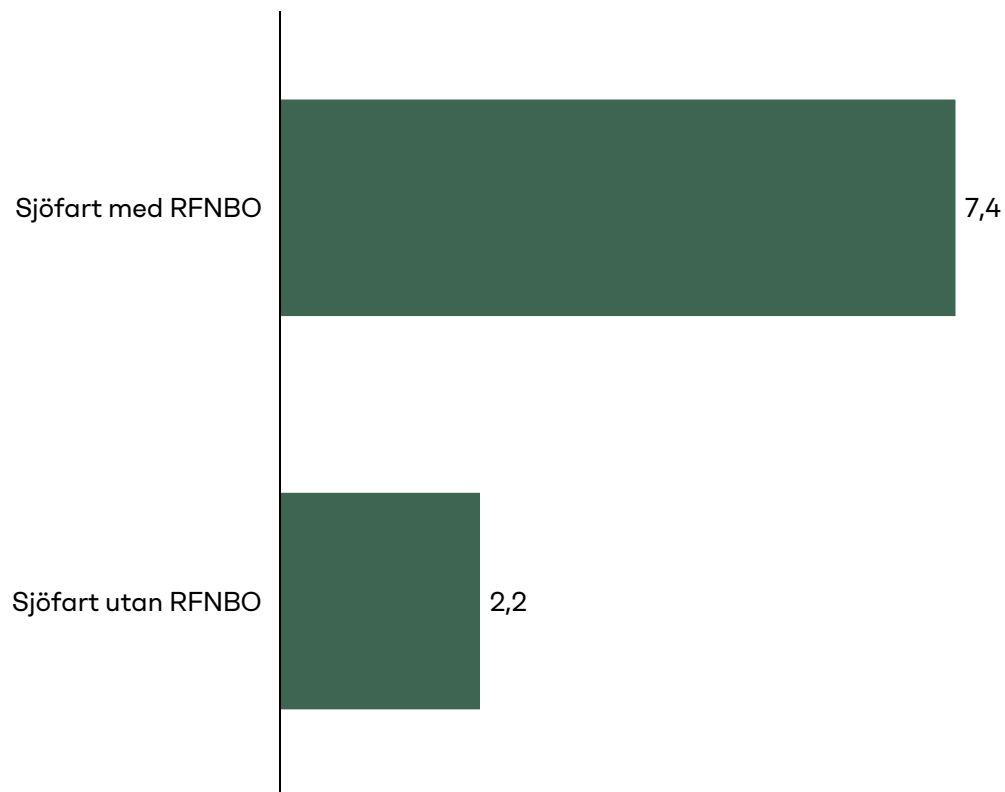
Kommentarer

- Inom sjöfarten är dubbelräkning av RFNBO endast bekräftad till och med 2033, vilket medför att betalningsviljan inom sjöfarten faller kraftigt efter 2034. Om inget RFNBO-mandat bekräftas kommer e-metan att konkurrera direkt med biometan, vilket begränsar betalningsviljan till ca 2.1–2.5€/kg H₂ år 2040
- E-metan är kompatibelt med befintlig teknik inom sjöfartssektorn på Gotland, men betalningsviljan är fortsatt starkt beroende av RFNBO-kraven 2040
- Betalningsviljan är högst inom vägtransport, där tunga lastbilar förväntas driva efterfrågan på e-metan, med en WTP på ca 7.8€/kg H₂, drivet av policyregler och mandat i Tyskland och Finland
- Sverige saknar ännu nationella RFNBO-mandat för transportsektorn. Om sådana inte införs inom de kommande åren kommer e-metan behöva exporteras från Gotland till Europa, vilket kräver gasinfrastruktur (t.ex. ledning) från Gotland



Betalningsviljan för e-metanol uppskattas till 2–7 €/kg inom sjöfarten; trots hög betalningsvilja förväntas bränslet konkurreras ut av andra RFNBO-alternativ

E-metanol – Betalningsvilja inom Europa 2040 (€/kg H₂, realpris 2025)



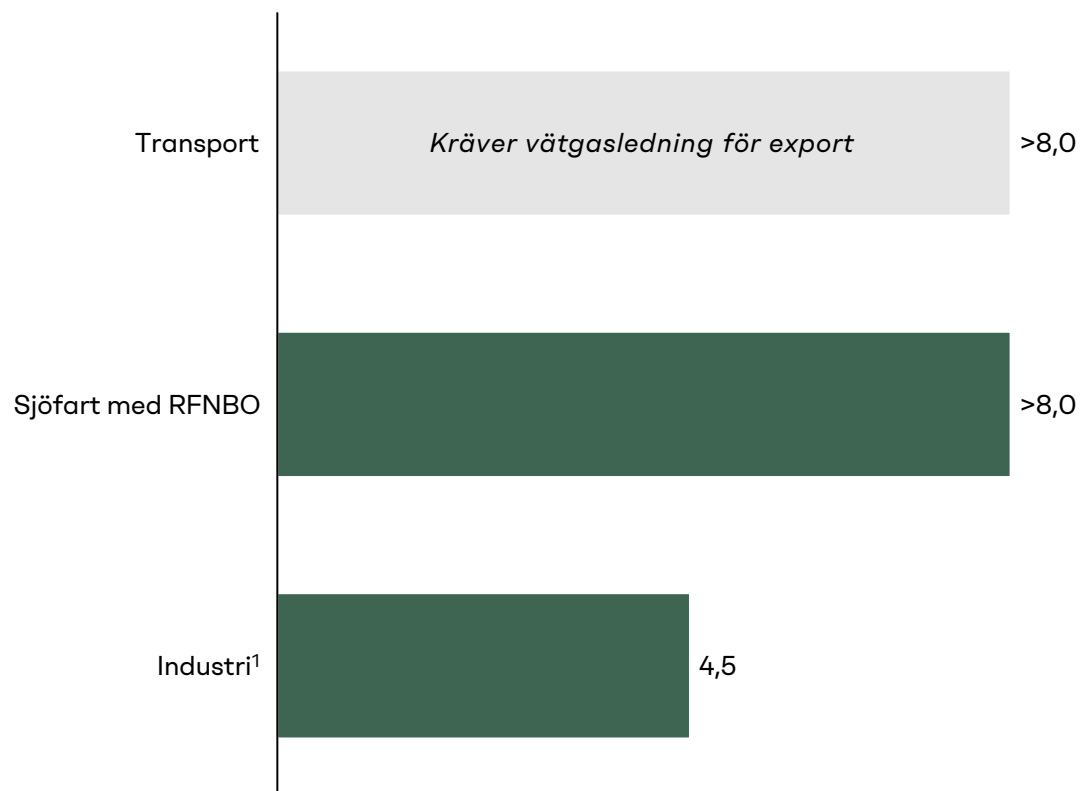
Kommentarer

- RFNBO-baserad e-metanol erhåller dubbelräkning inom sjöfarten fram till slutet av 2033
- Om RFNBO-mandat för sjöfarten förlängs från 2034 och framåt begränsas långsiktiga prisnivåer huvudsakligen av kostnaderna hos konkurrerande RFNBO-producenter. Straffkostnader ökar gradvis över tid vid bristande efterlevnad tills marknaden blir ekonomiskt hållbar. Med e-metan som konkurrerande RFNBO väntas betalningsviljan nå ca 7.4€/kg H₂ år 2040
- Utan RFNBO-mandat (eller vid användning av icke-RFNBO lågkoldioxidsvätgas) är betalningsviljan för e-metanol inom sjöfart betydligt lägre, omkring 2.2 €/kg H₂
- Efterfrågan på e-metanol väntas vara signifikant inom sjöfart, givet att RFNBO-mandaten förlängs. Det styrks av att den globala driftsatta flottan av metanolfartyg förväntas uppgå till närmare 400 fartyg redan år 2028



Betalningsviljan för vätgas uppskattas till >8 €/kg H₂ inom sjöfart och transport; användningen på Gotland är i hög grad beroende av Gotlandsbolaget

Vätgas – Betalningsvilja inom Europa 2040 (€/kg H₂, realpris 2025)



Kommentarer

- Betalningsviljan för vätgas är högre jämfört med e-metan och e-metanol, till följd av högre energitäthet, större utsläppsreduktion samt avsaknad av behov av biogen CO₂ som insatsvara
- Betalningsviljan för vätgas inom transportsektorn är högst och förväntas överstiga 8 €/kg H₂ till 2040, huvudsakligen drivet av RFNBO-mandat i Tyskland för inrikes transporter, där bränsleleverantörer som inte uppfyller kraven möter höga sanktionskostnader
- Inom sjöfarten baseras betalningsviljan på antagandet att bränslecellsdrivna färjor existerar och har en lastkapacitet över 5000 bruttoton till 2040
- Även om vätgas ger en högre teoretisk betalningsvilja genom att undvika kostnader för syntes av e-bränslen, begränsas användningen i nuläget av en omogen marknad. Kommersiell implementering möter betydande hinder, såsom få operativa vätgasdrivna fartyg, outvecklad infrastruktur för distribution och lagring, samt en begränsad efterfrågan
- Samtidigt pågår pilotprojekt för vätgasdrivna färjor, där förutsägbara och fasta rutter gör att segmentet bedöms kunna nå kommersiell mognad omkring 2040. Gotlands efterfrågan inom färjetrafik är i hög grad beroende av Gotlandsbolagets beslut och betalningsvilja, vilket bör beaktas vid val av slutbränsle i e-bränslehubben

1) betalningsviljan för vätgas inom industrin baseras på ett genomsnitt av betalningsviljan inom DRI (stålproduktion) och raffinering

Gotland förväntas producera vätgas till 5-9€/kg H₂ år 2040; LCOH kan optimeras genom alternativa intäktsströmmar och samlokalisering med elproduktion

Konfiguration	Illustration	Osubventionerad LCOH (€/kg H ₂ , realpris 2025)	Kommentarer
Förnybar PPA ¹	Nät från SE3	5	- Import av förnybar el från existerande anläggningar i SE3 genom PPA väntas ge lägst LCOH på 5€/kg H₂, eftersom det tillåter maximalt utnyttjande av elektrolysören till marknadspris på el - Med detta alternativ blir Gotland inte självförsörjande vid ödrift; överföringskapaciteten är dessutom begränsad, vilket ställer krav på kompletterande lokal elproduktion på Gotland
Landbaserad vindkraft		7	- Landbaserad vindkraft på Gotland ger lägre nyttjandegrad för elektrolysören, men är billigare än havsbaserad vindkraft och ger LCOH på 7€/kg H₂ - Framtida studier bör undersöka optimering, t.ex. driftplanering, BESS² och stöd till elnätet, för att minska LCOH ytterligare – utbyggnaden av landbaserad vindkraft kan dock begränsas av tillståndprocesser
Havsbaserad vindkraft	I anslutning till Gotland	9	- Havsbaserad vindkraft ger högre nyttjandegrad av elektrolysören men även högre CAPEX. Framtida studier bör undersöka optimering. Havsbaserad vind förblir det primära långsiktiga alternativet för Gotlands elektrifiering - Resulterande LCOH på 9€/kg H₂ är den genomsnittliga kostnaden för vätgasproduktion med el från både land- och havsbaserad vindkraft

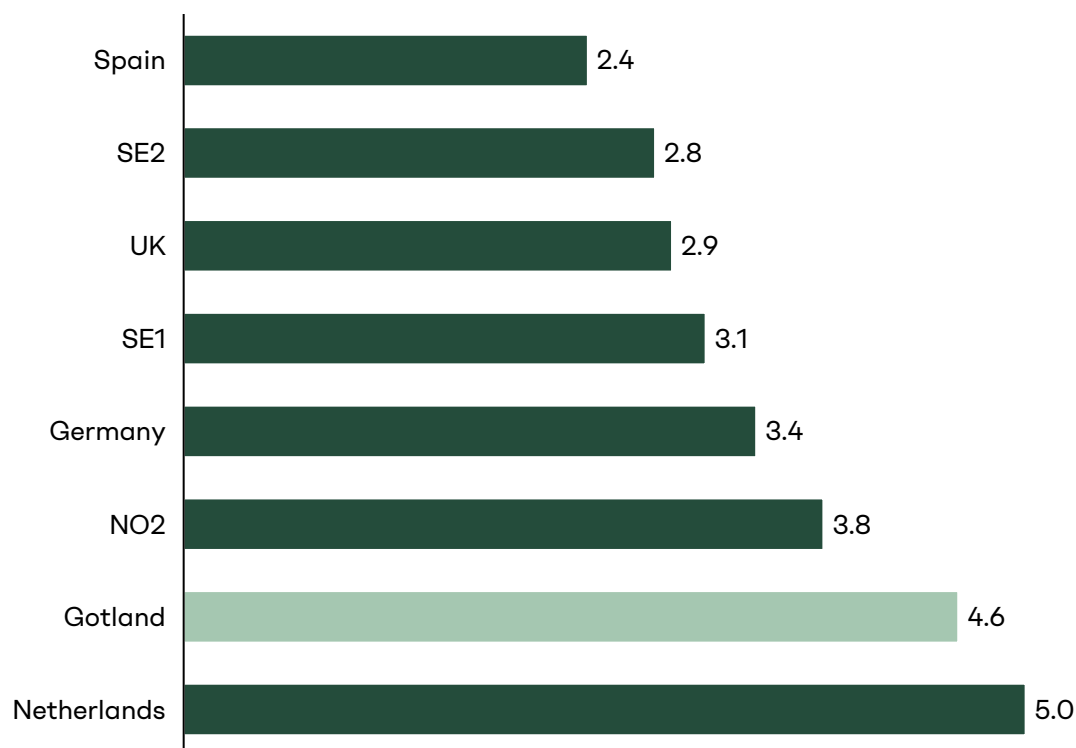
För att optimera LCOH bör projektet kombinera en förnybar PPA med lokal land- och havsbaserad vindkraft. Produktionen kan inledas med importerad el för att påskynda e-bränslehubbens utveckling. För att optimera LCOH ytterligare och säkerställa långsiktig kostnadseffektivitet är det avgörande att komplettera vindkraften med batterilagring och elnätstjänster, samt utforska alternativa intäktsströmmar från t.ex. försäljning av restvärme till fjärrvärme och syrgas till industrin. Detta har ej inkluderats i beräkningarna i denna konceptstudie.

1) Power purchase agreement. 2) Battery energy storage system



Vätgasproduktion på Gotland är högre jämfört med vätgasproduktion i andra elprisområden i Sverige och Europa

Jämförelse av osubventionerat LCOH (€/kg H₂, realpris 2025)



Slutsatser

- AFRY har modellerat LCOH över flera europeiska prisområden under olika konfigurationer. De redovisade siffrorna representerar de konfigurationerna per region med lägst LCOH, vilka typiskt utnyttjar lagring (rock- eller salt cavern-lagring) samt förnybar eller nätbaserad el
- De flesta länder förväntas kunna nå lågkostnadskonfigurationer med hjälp av vätgaslagring i form av rock- eller salt cavern-lagring. Dock väntas SE3 och Gotland inte ha möjlighet till detta, utan behöver istället använda tanklagring, vilket är dyrare och därmed ökar kostnaderna
- Det innebär ett sämre business case på Gotland jämfört med en e-bränslehubb i en andra regioner. Dock kan en e-bränslehubb på Gotland t.ex. potentiellt dra nytta av närhet till biogen koldioxid och därmed sänka den totala produktionskostnaden för e-bränsle vilket kan förbättra business caset. AFRY föreslår att vidare undersöka möjliga alternativ för vätgaslagring och ett mer detaljerat business case på Gotland
- *Not:* Dessa siffror baseras på en tidigare AFRY-studie, justerade till reala 2025-årsnivåer. Även om vissa värden kan ha förändrats sedan dess förväntas de övergripande slutsatserna inte skilja sig väsentligt

Kapitel 7:

Rekommenderat nästa steg



I nästa fas bör Region Gotland fokusera på finansiering, offtake, teknisk utformning och tillståndprocesser, tillsammans med eventuella samarbetspartners (1/2)

ARBETSSTRÖM 1: PROJEKTLEDNING

- **Myndighetsförankring:** Säkerställ ett officiellt godkännande från regeringen av e-bränslehubbkonceptet samt centrala förutsättningar för ödrifts-verksamhet (t.ex. CCUS, Havsbaserad vind) och subsidier för e-bränsleanvändning inom färjetrafiken
- **Ägaretablering:** Engagera en långsiktig huvudutvecklare och primär tillgångsägare för e-bränslehubben
- **Konsortiebildning:** Etablera ett konsortium av strategiska företag för att bidra med utvecklingskapital och ta framtida ägarandelar

ARBETSSTRÖM 2: TILLSTÅND OCH LOKALISERING

- **Lokalisering:** Fastställ den optimala placeringen genom att balansera elnätsbegränsningar, tillgång till el, närhet till biogen CO₂ och tillgång till sjöfartsbaserad efterfrågan
- **Tillståndsoversikt:** Identifiera nödvändiga miljö-, bygg- och drifttillstånd och utveckla en holistisk tillståndsstrategi samt en strategi för att mitigera centrala risker relaterade till säker hantering och lagring av bränslen

ARBETSSTRÖM 3: FINANSIERING

- **Finansieringsanalys:** Identifiera alla offentliga och privata finansieringskällor samt förstå deras specifika kvalificerings- och ansökningskriterier.
- **Alternativa intäktsströmmar:** Utforska alternativa intäktsströmmar från t.ex. försäljning av restvärme till fjärrvärme och syrgas till industrin
- **Finansieringsfärdplan:** Detaljera etappbaserade finansieringsbehov, med ett prioriterat fokus på att säkra utvecklingskapital i tidiga skeden

Nyckelroller och illustrativa exempel på aktörer i varje ström

- Ägare
- Projektledare
- Regulatorisk samordnare

VATTENFALL



- Tillståndssamordnare
- Tillståndshavare



- Finansierare
- Finansieringsansvarig



Som övergripande del av nästa fas bör fortsatt analys undersöka möjligheten att utveckla projektet modulärt för att reducera potentiella risker och underlätta finansiering



I nästa fas bör Region Gotland fokusera på finansiering, offtake, teknisk utformning och tillståndsprocesser, tillsammans med eventuella samarbetspartners (2/2)

ARBETSSTRÖM 4: OFFTAKE & LEVERANTÖRER

- **Offtaker-dialog:** Initiera och fördjupa dialoger med potentiella köpare (offtakers), särskilt inom sjöfartssektorn, för att fastställa pris- och volymförväntningar
- **Kommersiell bärkraft:** Förfina modellen för kommersiell bärkraft och det totala finansieringsbehovet baserat på input från offtakers
- **Säkra råvaror:** Onboarda leverantörer av biogen CO2
- **Säkra nyckelkomponenter:** Onboarda leverantörer av t.ex. elektrolysörer

ARBETSSTRÖM 5: TEKNIK

- **El- och nätstrategi:** Säkerställ elförsörjning genom en mix av PPA:er, havsbaserad vindkraft m.m.
- **Detaljer av CAPEX & infrastruktur:** Detaljera kostnader, inkl. nödvändig infrastruktur, lagring, syntes och distribution

Nyckelroller och illustrativa exempel på aktörer i varje ström

- Offtakers
- Leverantörer



- Teknisk projektledare
- Nätbolag



Som övergripande del av nästa fas bör fortsatt analys undersöka möjligheten att utveckla projektet modulärt för att reducera potentiella risker och underlätta finansiering



Region Gotland bör övervaka och hantera flera centrala risker för genomförandeprojektet

Generella risker



Intressekonflikter: Tidig onboarding av oftakers och kompletterande ägare minskar projektets risk avsevärt



Kostnader för elektrolysörer: Projektets ekonomi är beroende av kraftigt reducerad CAPEX; konkurrenskraften kan påverkas om kostnadsminskningen blir långsammare än förväntat



Regulatoriska förutsättningar: E-bränsle kräver att vissa regeländringar får genomslag och europeiskt stöd i ett tidigt skede



Brist på biogen CO2: Tillgången är avhängig en tredje parts CCS-projekt



Elnätsbegränsningar: Tidplanen är starkt beroende av den planerade havskabeln till fastlandet samt utbyggnad av lokal vindkraft



Hamnkostnader: Bunkring eller export av nya bränslen kräver omfattande uppgraderingar



Brist på sötvatten: Integrerad sötvattenproduktion ökar CAPEX och medför tillståndprocesser

E-bränslespecifika risker

E-metan



- **Förvätskningskostnader:** Förvätskningen som sker vid -161.5°C kräver intensiv kylning samt välisolerade tankar för lagring och transport
- **Konkurrerande bränslen:** Kan möta konkurrens från lokal biometan/biogas som går att producera billigare, väntas dock inte kunna möta fullt energibehov. Även importerad biometan/biogas väntas vara billigare, men i begränsad mängd efter år 2040 till följd av begränsad tillgång på biomassa

E-metanol



- **Koncentrerad efterfrågan:** Beror i hög grad på maritima oftakers då detta bränsle har begränsade användningsområden
- **Toxicitet:** Mycket giftigt och frätande, vilket ställer högre krav på hamn- infrastruktur
- **Överproduktion:** En global ökning av projekt för e-metanol kan pressa framtida marginaler

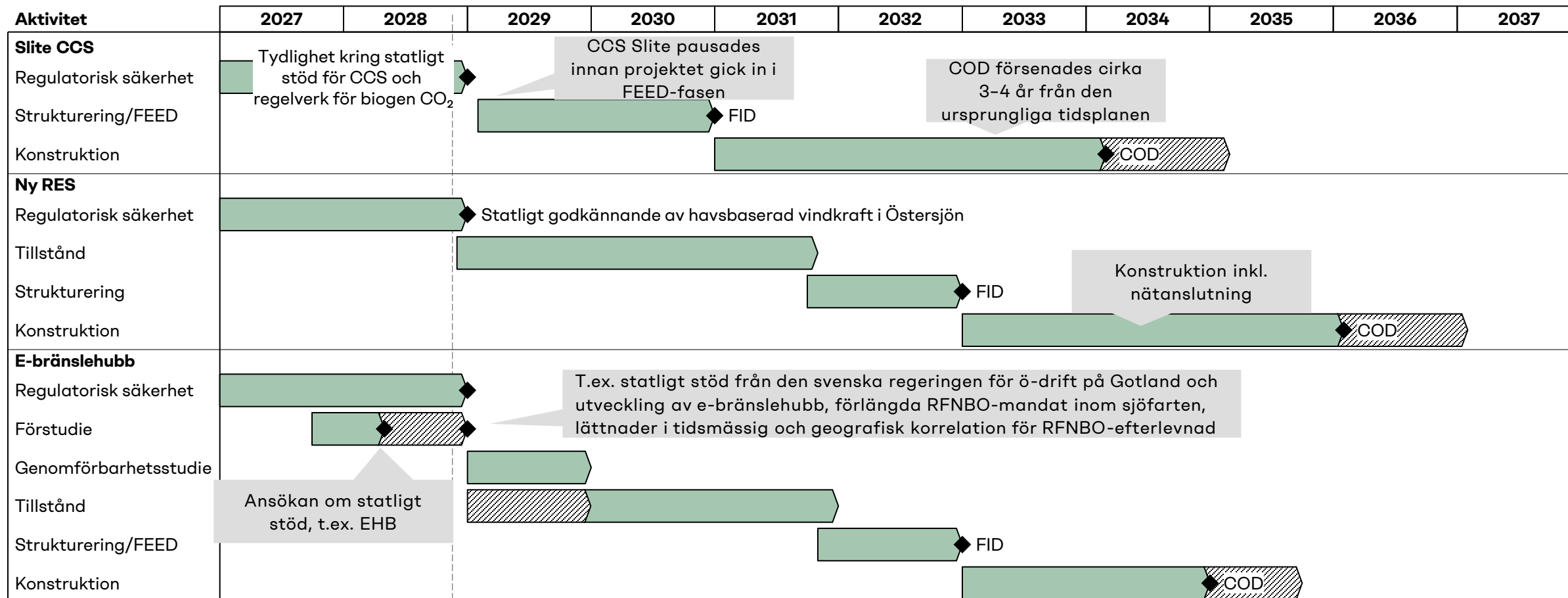
Vätgas



- **Förvätskningskostnader:** Förvätskning (vid -253°C) eller högtrycks- kompression är mycket energi- och kostnadsintensiva
- **Lagring och transport:** Då vätgas orsakar sprödhet i vanligt stål krävs nya, specialiserade rörledningar och tankar
- **Tidig marknad:** Efterfrågan på vätgas är begränsad inom sjöfarten där vätgasdrivna fartyg ännu inte väntas vara kommersiellt tillgängliga i stor skala



Utvecklingen av CCS i Slite, ny grön elproduktion och en e-bränslehubb är beroende av regulatorisk tydlighet – när denna säkras förväntas utvecklingen ta ca 8-12 år



Kapitel 8: Kontakt

För frågor om rapporten eller vidare kontakt

Anna Pehrsson
Projektöversyn



anna.pehrsson@afry.com

Matilda Alvfors
Projektledare



matilda.alvfors@afry.com

Raghuraman Rangarajan
Expert



raghu.raman@afry.com

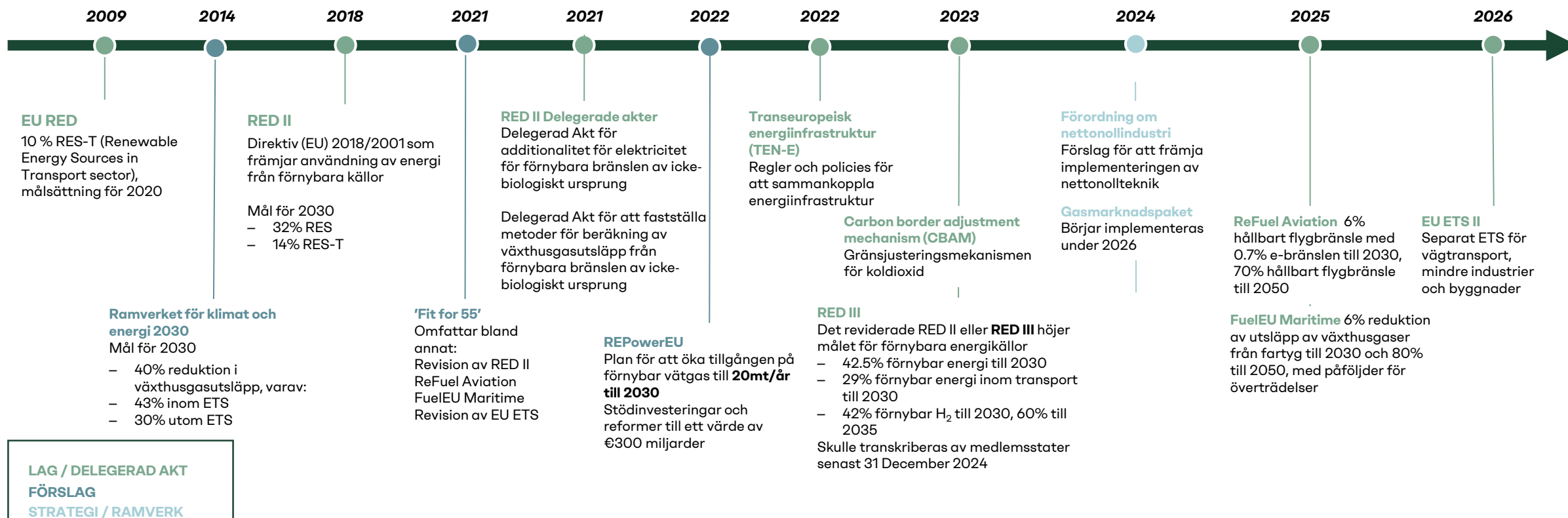
APPENDIX

Appendix I.

Regulatorisk översikt för vätgasproduktion

EU har antagit ett flertal förordningar med syftet att stimulera den Europeiska vätgasekonomin

År för ikraftträdande



AFRYs kommentar: Den tidiga utvecklingen av reglering för vätgasmarknaden syftar till att stötta en marknad som annars saknar tillräcklig konkurrenskraft. Regleringen syftar till att skapa ett bredare ramverk genom strategier, bindande mål och sanktioner för att säkerställa efterlevnad

EU:s vätgasstrategi har som prioritet att främja utvecklandet av förnybar vätgas – med koldioxidsnål vätgas i en stöttande roll på kort till medellång sikt

Strategin, som publicerades den 8^e Juli 2020, omfattar en färdplan till 2050 uppdelad i tre faser, med en sammanlagd investeringsvolym på €320 – 458 miljarder i förnybar energi för elektrolysörer, koldioxidavskiljning och lagring (CCS) samt infrastruktur för transport, lagring och tankning.



AFRY's kommentar: Strategin ger tydliga indikationer på EU:s avsikt och ambition att främja användandet av förnybar vätgas inom industri och transportsektorn. Implementeringen går emellertid långsamt och det verkar för närvarande osannolikt att målen uppfylls. Högre kostnader, försenat stöd och problem med tillgång och efterfrågan har bidragit till långsamma investeringsbeslut och en tveksamhet hos slutkunder till att teckna långsiktiga kontrakt under rådande prisbild. EU har dock nyligen inlett en översyn av reglerna kring förnybar vätgas samt den delegerade akten rörande additionalitet, troligen i syfte att bredda regelverket och stimulera vätgasproduktion.

Paketet Fit-for-55 är nyckeln till den europeiska policyn kring vätgas: den omfattar regulatoriska, finansiella och samordnande styrmedel

EU-STRATEGI		HUVUDSAKLIGA POLICYINSTRUMENT		Regelverk	Finansiellt	Övrigt
Fit-for-55 är den övergripande planen för att nå 55% reduktion av växthusgasutsläpp innan 2030, som omfattar specifika strategier och lagstiftning		Instrument		Beskrivning		
→ REPowerEU är planen för att fasa ut EU:s import av rysk gas och för att nå målen i fit-for-55-paketet		Renewable Energy Directive (RED) II/III		Definierar förnybar vätgas och fastställer reglerna för andelar RFNBO i prioriterade sektorer		
→ EU:s Vätgasstrategi syftar till att stimulera produktion och användning av vätgas för att nå målen i fit-for-55-paketet		EU Emissions Trading System (EU ETS)		EU:s system för handel med utsläppsrätter för industri, transport och byggnader		
		Carbon Border Adjustment Mechanism		Inför tullar vid import av koldioxidintensiva produkter till EU:s medlemsstater		
		FuelEU Maritime		Biobränslen, RFNBO och RCF accepteras för uppfyllandet av sjöfartssektorns mål		
		ReFuelEU Aviation		Föreslår användande av biobränslen och RFNBO för flygtransporter på EU-nivå		
		Connecting Europe facility & TEN-E		Stödprogram med investeringsbidrag (Capex) för storskaliga produktions- eller infrastrukturprojekt (TEN-E)		
		EU:s innovationsfond		Stödprogram med bidrag för demonstrationsprojekt i kommersiell skala (omfattar både Capex och Opex)		
		Europeiska vätgasbanken		Koordinerar stödprogram, producenter, investerare och offtakers		
		Europeiska vätgasstamnätet		Vätgastransportnät som skall möjliggöra gränsöverskridande handel		
		H2 and decarbonised gas market package		Revision av gasmarknadsregler för att anpassa EU-marknaden till vätgas och biometan		

Källa: EU-Kommissionen

RED III styr industriell efterfrågan på koldioxidsnål och förnybar vätgas i Europa – direktivet kompletteras nu av delegerade akter

RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE (RED) III MÅL FÖR 2030

	Målkategori	Konkret mål till 2030
     	Förnybar andel av slutlig energianvändning	42.5%, frivilligt +2.5%
		42% av industriell vätgasefterfrågan skall vara RFNBO (60% 2035)
	Industrisektorns andel	Medlemsstater kan sänka industrisektorns andel RFNBO med 20% givet att de: – Är på rätt väg med användandet av förnybar energi – Använder som mest 23% fossil vätgas år 2030 och 20% år 2035
	Transportsektorns andel	29% förnybar energitillförsel eller -14.5% växthusgasutsläpp jämfört med baslinjen
	Avancerade biobränslen och RFNBO	5.5%, med minst 1% RFNBO¹
	Sjöfartssegmentet	Indikativt mål på 1.2% RFNBO in den totala tillförda energin
	Multiplar	– 2x för avancerade biobränslen, RFNBOS och avfallsoljor – 4x för förnybar elektricitet i fordon, 1.5x för järnväg – 1.2x för avancerade biobränslen och 1.5x för RFNBOs för flyg och sjöfart

Källa: EU-Kommissionen
Kommentarer: (1) Målet inkluderar dubbelräkning och är därför i praktiken ett mål på 2.75% och 0.5% för RFNBOs

Delegerade Akter	
Delegerade akter antas av EU-kommissionen för att ändra eller komplettera lagstiftningens icke-väsentliga delar	
	Delegerad akt om additionalitet
	Principen för additionalitet
	Tidsmässig korrelation
	Geografisk korrelation
Delegerad akt om beräkning av växthusgasutsläppsberäkningar	
Både koldioxidsnål och förnybar vätgas ska uppfylla 70 % växthusgasbesparingar jämfört med en standard på 94 gCO2ekv/MJ Vilket motsvarar en maximal intensitet på 102 gCO2eq/kWh_H2	
Elektricitet som används för vätgasproduktion skall utvärdera sin intensitet i året n-1	

Den delegerade akten om additionalitet definierar villkoren för "fullt förnybar" elektricitet med hänsyn till vätgasproduktion

</

1) Vid nätanslutning krävs en SMART-mätare för att visa att ingen el från elnätet används för att producera vätgas. 2) Detta gäller under de efterföljande fem kalenderåren.

Vätgasbankens första auktion delar ut €720m i stöd till Norden och den Iberiska regionen – premien är mellan €0.37-0.48 per kg vätgas på totalt 1 502MW_e

Vinnare Europeiska vätgasbanken – första auktionen

Projekt	Koordinator	Land	Kapacitet (MW _e)	Pris €/kg
eNRG Lahti	Nordic Ren-Gas Oy	Finland	90	0.37
El Alamillo H2	Benbros Energy S.L.	Spanien	60	0.38
Grey2Green-II	Petrogal S.A.	Portugal	200	0.39
HYSENCIA	Angus	Spanien	35	0.48
SKIGA	Skiga	Norge	117	0.48
Catalina	Renato Ptx Holdco	Spanien	500	0.48
MP2X	Madoqua Power2x	Portugal	500	0.48

Kommentarer

- Den 30:e April 2024 offentliggjordes resultatet av den Europeiska vätgasbankens första auktion, där 7 projekt tilldelades stöd för att utveckla 1 502 MW elektrolyskapacitet
- Stödet har koncentrerats till 4 länder, tydligt uppdelade i två områden:
 - Norden, där 207 MW kapacitet kommer att få stöd i Sverige och Finland
 - Den Iberiska halvön, där 1 295 MW kapacitet kommer att få stöd (595 MW i Spanien och 700 MW i Portugal)
- Den tilldelade premien låg mellan €0.37-0.48/kg vätgas
- Bland villkoren fanns kravet att ha ett undertecknat inköpsavtal med slutkunden om minst 60% genom ett samförståndsavtal

Vätgasbankens andra auktion stödjer 15 projekt med en total kapacitet på 23.4GW_e – premien mellan €0.2-1.88 per kg vätgas

Vinnare Europeiska vätgasbanken – andra auktionen

Projekt	Koordinator	Land	Kapacitet (MW _e)	Pris €/kg
Villamartin H2	Galena Renovables 6	Spanien	252	0.2
Puerto Serrano	Galena Renovables 6	Spanien	98	0.25
Kristinestad PtX	Koppö Energia Oy	Finland	200	0.33
SolWinHy Cadiz	Viridi RE GmbH	Spanien	80	0.4
H2LZ	IGNIS Hidrogeno Alfa	Spanien	20	0.41
AGS	Armonia Green Sevilla	Spanien	198	0.42
AGG280	Armonia Green Galicia	Spanien	198	0.42
H2CRI	Green Devco Energy 6	Spanien	30	0.44
Kaskade	Maridam SAS	Tyskland	368	0.45
H2-hubbLubmin	H2-hubbLubmin	Tyskland	210	0.47
Tordesillash2	Elawan Energy	Spanien	15	0.48
Zeevonk	Zeevonk Electrolyser	Nederländerna	560	0.6
RjukanH2	Norwegian Hydrogen	Norge	19	0.45
Gen2-LH2	Gen2 Energy AS	Norge	82	0.59
HammerfestH2	Green H AS	Norge	8	1.88

Källa: EU-Kommissionen

Kommentarer

- Den 20:e Maj 2025 offentliggjordes resultatet av den Europeiska vätgasbankens andra auktion, som delade ut ett sammanlagt **stöd på €992m** till 15 projekt med avsikt att bygga **~2.34GW** elektrolyskapacitet och producera **2.2 miljoner ton** förnybar vätgas under 10 år
- 12 av projekten har fokus på vätgas för fordonsbränsle, inmatning i gasnät, metanol och ammoniak; dessa kommer att erhålla ett fast stöd på mellan €0.20 to €0.60 per producerat kg, medan tre projekt inriktade på marina bränslen kommer att få mellan €0.45 and €1.88 per kilogram
- Stödnivån ligger i linje med den första auktionen (€0.37–€0.48), även om det totala stödet var högre (€992m jämfört med €720m)
- Medan vinnarna i den första omgången koncentrerades till Skandinavien och den Iberiska halvön inkluderade den senaste omgången även projekt från Tyskland och Nederländerna
- En tredje auktion planeras för slutet av 2025, med en budget på upp till 1 miljard euro

EU-kommissionen förväntas ompröva sin vätgasstrategi efter genomgående försenad implementering hos medlemsstater och kritik från industrin

Mål och kriterier för förnybar vätgas

- EU:s vätgasstrategi satte mål om **10 miljoner ton per år** i inhemsk produktion och ytterligare 10 miljoner ton per år import till 2030
- Direktivet om förnybar energi (RED III) införde mål för industrin som kräver att **42 % av vätgasen i industrin** och **1 % av energin inom transportsektorn** ska komma från förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung (RFNBO) till 2030 – kriterier för dessa definierades i delegerade akter:
 - **Additionalitetskravet**, som skall uppfyllas genom elköpsavtal
 - **Krav på tidsmässig och geografisk korrelation**, vilket utgör ett betydande hinder för elektrolysörers konkurrenskraft
- Reglerna i RED III är centrala för utvecklingen av förnybar energi inom sektorer som transport, uppvärmning, byggnader och industri

Intressenter har beskrivit strategin som för ambitiös och uttrycker oro för att den är investeringshämmande

- I Juli 2024 publicerade den **europaiska revisionsrätten** en rapport som innehöll skarp kritik mot kommissionens mål för vätgasproduktion och -import, med en uppmaning om en **'reality check'**
- I Juni 2025 fick kommissionen en formell uppmaning från **Europaparlamentet** att se över den delegerade akten som innehåller kriterierna för produktion av RFNBO
- I April 2026 har ännu endast Danmark och Italien transponerat RED III till nationell lagstiftning, medan viktiga medlemsstater söker en utökad roll för **koldioxidsnål vätgas**
- Den försenade implementeringen av RED III har bidragit till osäkerhet och försenat investeringar i förnybar vätgas



Kommissionen har fortsatt tryckt på implementering samtidigt som den utvecklat sin ståndpunkt med hänsyn till koldioxidsnål vätgas

- I Augusti 2025 inledde kommissionen överträdelseförfaranden mot 26 medlemsstater som underlåtit att transponera i tid: dessa riskerar nu rättegång i EU-domstolen
- Direktivet om gemensamma regler för förnybar gas, naturgas och vätgas introducerade en **definition av koldioxidsnål vätgas**, som nu klassas jämte förnybar vätgas som 'ren'
- Läckta dokument tyder på att kommissionen planerar att se över kriterierna för produktion av RFNBO redan i Juni 2026, två år tidigare än väntat

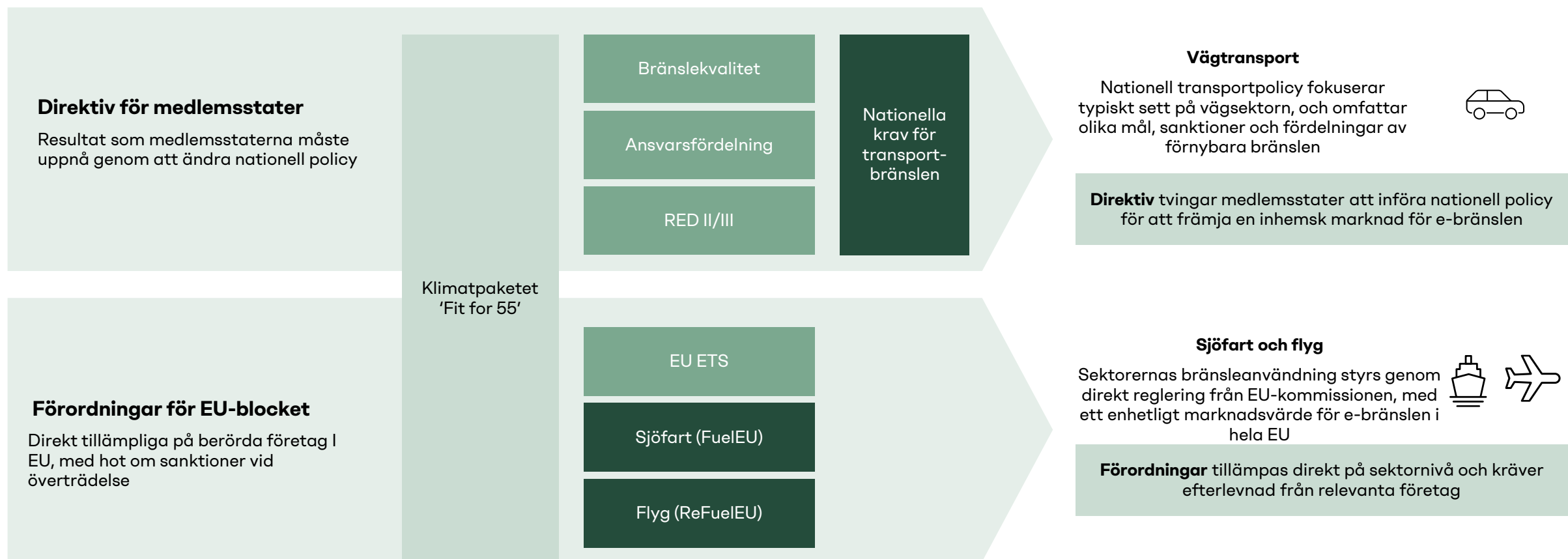


Källa: EU-kommissionen https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/inf_25_1842, Europeiska revisionsrätten ECA: https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2024-11/SR-2024-11_EN.pdf

Appendix II.

Regulatorisk översikt för e-bränsleproduktion

RED III tvingar EU:s medlemsstater att införa nationella krav på förnybar energi för bränsledistributörer, medan flyg- och sjöfartsbränslen regleras på EU-nivå



Medlemsstaternas politik måste uppnå 0.5% RFNBO för den inhemska transportsektorn till 2030 – flygsektorns krav för e-fotogen är särskilt ambitiösa

Juridiskt ramverk

- EU:s förnybartdirektiv (**RED III**) som skall driva nationell politik för förnybara bränslen
- **ReFuelEU Aviation** – förordning för distribution av koldioxidsnåla flygbränslen; **UK SAF mandate**
- **FuelEU Maritime** – förordning för förbrukning av koldioxidsnåla sjöfartsbränslen



- Förnybartdirektivet RED III skall implementeras på nationell nivå av alla medlemsstater. EU-direktiv inför bindande policy mål men **överläter den praktiska implementeringen åt medlemsstaterna**
- Åtaganden är neutrala med hänsyn till transportsektor och medlemsstater är fria att utforma policy som uppfyller målen
- Nationella bränslemandat använder i regel antingen kvotplikter och sanktioner eller multiplikationsfaktorer
- Implementering av RED III skulle ha skett som senast i Maj 2025

1) Delmålet för RFNBO inom FuelEU Maritime är villkorat för att i första hand uppmuntra frivilligt användande av RFNBO, men blir tvingande vid otillräcklig användning. 2) Europeiska rådet antog FuelEU Maritime-förordningen i juli 2023 och ReFuel Aviation-förordningen i oktober 2023.

E-bränslekrav



RED III: Sätter bindande delmål för förnybart väte (RFNBO) i transportsektorn på EU-nivå. År 2030 skall RFNBO stå för minst 0.5% av energin som levereras till transport. Det är upp till medlemsstater att utforma nationell lagstiftning som uppfyller målet.



ReFuelEU Aviation: 0.7 volym-% av alla flygbränslen levererade till flygplatser i EU till 2030; detta stiger till 5% för 2035, 10% för 2040, 15% för 2045 och 35% för 2050



FuelEU Maritime: Om sektorns upptag av RFNBO år 2031 är <1 % av energin i marina bränslen inom FuelEU Maritime, kan ett krav på 2 % RFNBO komma att gälla från och med 2034.¹



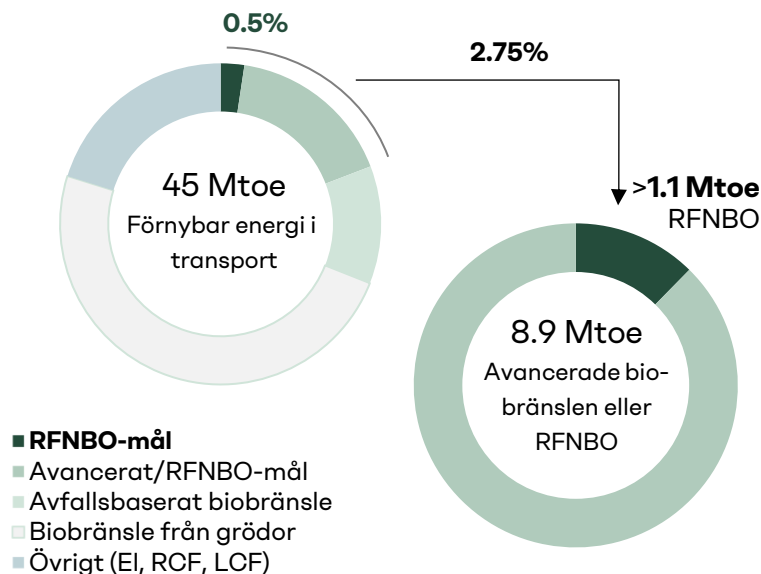
UK SAF mandate: Storbritannien är den enda regionen utanför EU med tillräckligt stöd för e-bränslen, med ett inblandningskrav som träder i kraft 2028



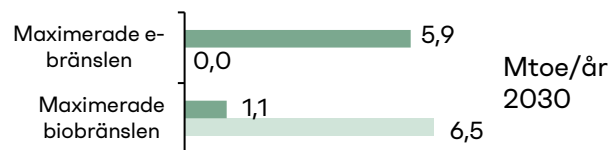
- Både ReFuelEU Aviation and FuelEU Maritime är EU-förordningar som **gäller direkt och enhetligt genom hela EU**²; UK SAF mandate är fristående med en långsammare upptrappning av kravnivåerna
- Dessa skapar bindande efterfrågekrav för RFNBO i alla EU:s medlemsstater, med efterlevnad säkerställd genom sanktionsmekanismer.
- RFNBO som levereras för att uppfylla kraven i ReFuelEU Aviation och FuelEU Maritime får även räknas mot delmålet för RFNBO i RED III samt i nationella mål

RED III är den främsta drivkraften till 2030, men Europeisk luftfart kommer att ta över som huvudsaklig e-bränslesektor; Europeisk sjöfart kräver e-bränslen på sikt

EU RED III, krav till 2030

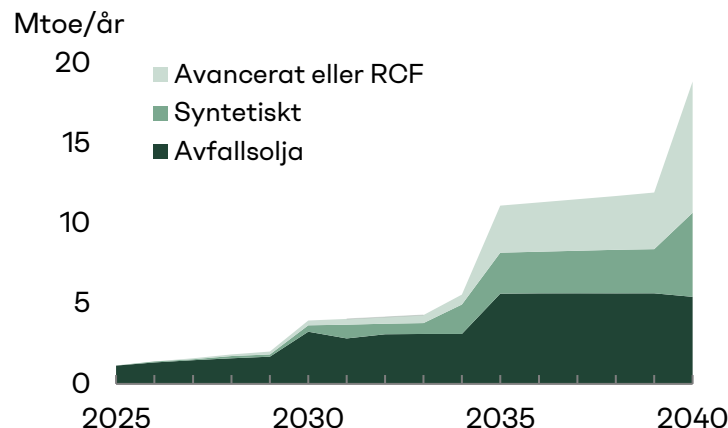


FULFILMENT SCENARIOS¹



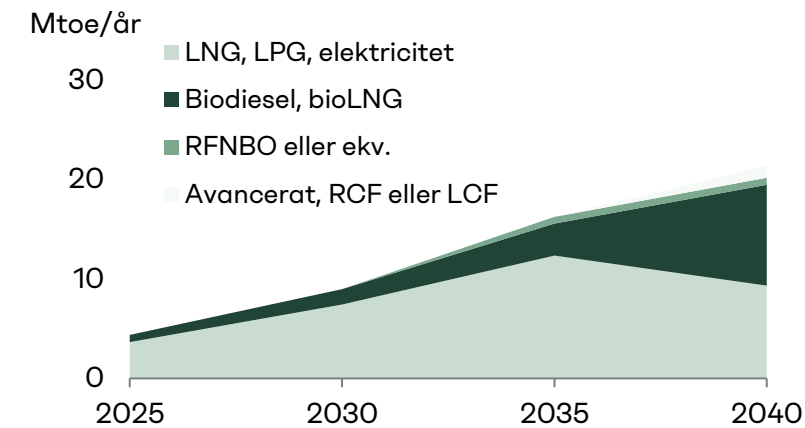
EU Aviation, krav 2025-2040

- Direkta kvotpliktkrav för volymmässig tillförsel av SAF kommer initialt att uppfyllas med HEFA-SAF baserad på avfallsolja
- Den kvotstyrda efterfrågan på SAF kommer från omkring 2030 att överstiga tillgången på HEFA-SAF, vilket skapar efterfrågan på avancerade biobränslen (Adv) och återvunna biobränslen (RCF)
- Kraven omfattar uttryckligen syntetiska bränslen producerade med fossilfri vätgas



EU Maritime, krav 2025-2040

- FuelEU kräver ökande mängder koldioxidsnåla bränslen i europeisk sjöfart
- Målen möts huvudsakligen med hjälp av billigare biobränsle och LNG fram till 2040
- Efter 2040 behövs RCF, avancerade eller koldioxidsnåla bränslen för att möta efterfrågan
- RFNBO får särskilt stöd



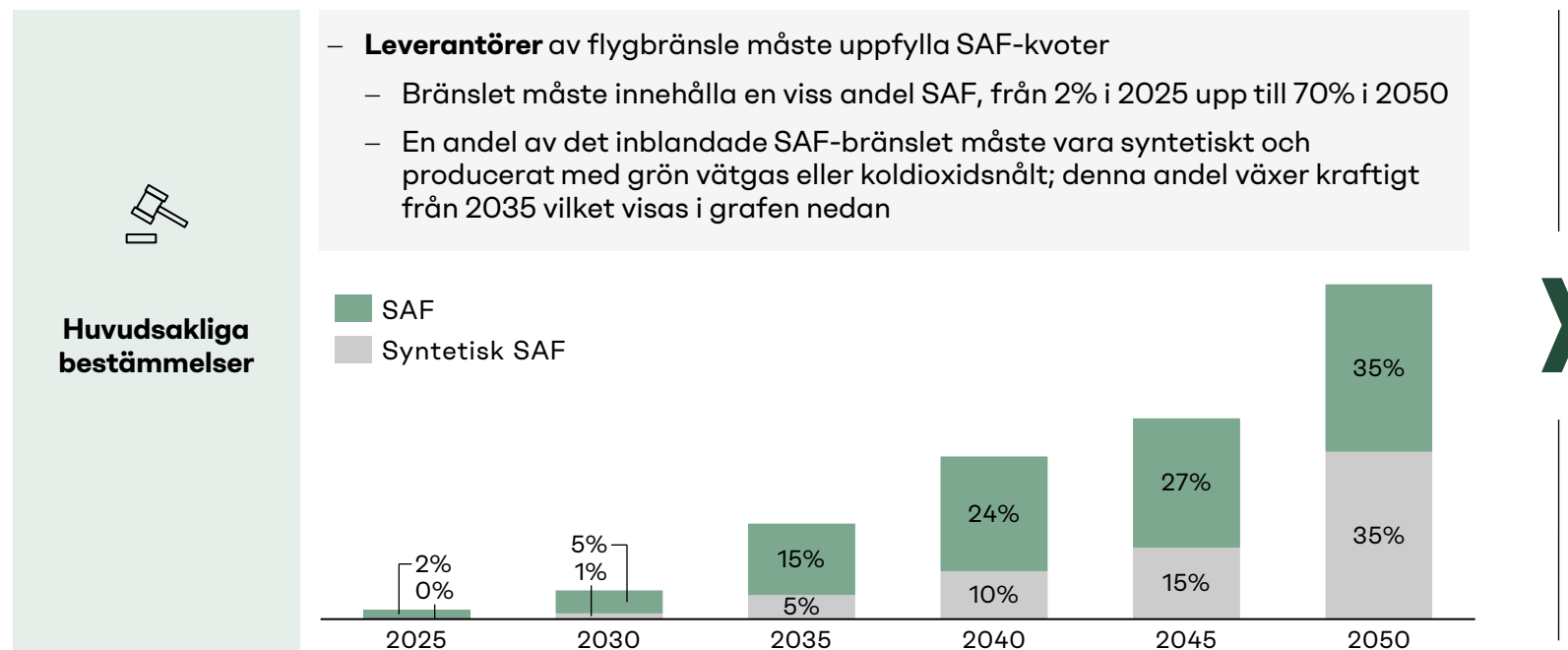
1) Minsta nödvändiga konsumtion, eftersom multiplikationsfaktorer gynnar sjö- och luftfart. 8.9 Mtoe representerar högsta möjliga efterfrågan, d.v.s. om kraven tillgodoses inom väg.

ReFuelEU Aviation driver efterfrågan på vätgasbaserade bränslen som e-fotogen som ett sätt att undvika kvotbaserade sanktioner bundna till e-SAF:s kostnadspremie



Översikt av ReFuelEU Aviation

- EU-parlamentet och Rådet antog i september 2023 ny lagstiftning för att främja omställningen av flygsektorn
- Huvudmålet är att minska växthusgasutsläpp från flygsektorn genom att kräva användning av hållbara flygbränslen (SAF)



Sanktioner för flygbränsleleverantörer



Underskott av ordinarie SAF i flygbränslet: 2x premien för avfallsbaserad SAF jämfört med fossilt flygbränsle under föregående år¹

Underskott av e-SAF i flygbränsle: 2x premien för e-SAF jämfört med fossilt flygbränsle under föregående år

Konsekvenser för vätgasvärdekedjan

Det obligatoriska målet har lett till ett stort antal projekt inriktade på syntes av e-SAF, främst drivna av privata aktörer som väntar sig se en regeldriven men stark efterfrågan. Förnybar vätgas som möter EU:s kriterier förväntas bli centralt för kostnadskonkurrenskraft i e-bränslekedjan

Källa: EU-Kommissionen; AFRYs Analys

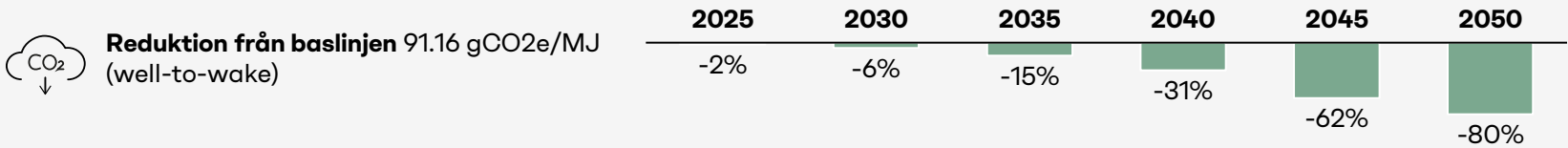
1) Givet ett fossilt flygbränslepris (Jet A1) €500/t och SAF-pris €3000/t blir den lägsta summan 2x skillnaden dvs €5000/t

Efterfrågan på marint e-bränsle drivs av FuelEU Maritime, med begränsat stöd från systemet för utsläppshandel (EU ETS)



Översikt av FuelEU Maritime

- Förordningen inför **ett årligt genomsnittligt krav på växthusgasutsläpp för marina bränslen för fartyg** och ett krav på landbaserad elförsörjning i hamnar inom EU¹
- Förordningen gäller alla kommersiella last- och passagerarfartyg >5000 bruttoton** och omfattar 100% av energianvändningen vid resor inom EU eller 50% av energianvändningen vid resor från eller till en EU-hamn²



Berättigade bränslen

- Biobränslen enligt FuelEU Maritime Annex 9, del A och B samt andra icke livsmedel-/foderbaserade biodrivmedel med minst 65% lägre växthusgasutsläpp; del A och B dubbelräknas ej
- RFNBO och RCF med minst 70% lägre växthusgasutsläpp; **RFNBO dubbelräknas** för växthusgasmålet från 1 januari 2025 till 31 december 2033, följt av ett potentiellt **RFNBO-delmål** på 2% från 2034 om RFNBO understiger 1% år 2031³

Sanktioner

- 2400 EUR per utsläppsenhet motsvarande 1 ton växthusgasutsläpp från *Very-Low-Sulphur Fuel Oil* (~ 631 EUR/tCO₂e). Straffavgiften stiger med 10% per år om reduktionskravet inte uppfylls under följande år
- För delmålet om RFNBO beräknas straffavgiften som den saknade efterlevnadsvolymen gånger prisskillnaden mellan RFNBO och motsvarande fossilt bränsle

Flexibilitet

- Fartyg under samma ägare/verifierade part kan räknas ihop för att i genomsnitt uppfylla intensitetskravet eller RFNBO-kravet
- Överskott med hänsyn till kraven kan föras över till nästa år och underskott kan, för enskilda fartyg, lånas från nästkommande år med en multiplikationsfaktor på 1.1

Konsekvenser

- FuelEU Maritime bygger på potentialen hos förnybara bränslen att reducera växthusgasutsläpp, vilket gynnar förnybara bränslen med lägre klimatpåverkan och utan krav på omfattande anpassning av fartyg
- Vidare medför EU:s utsläppshandelsystem (ETS) ökade kostnader för användning av fossila bränslen, vilket ytterligare stärker konkurrenskraften hos e-bränslen inom sjöfarten
- Nyligen bekräftade globala mål för förnybara bränslen från International Maritime Organization skapar efterfrågan på biobränslen utanför Europa, men sanktionsnivåerna är otillräckliga för att driva efterfrågan på e-bränslen utanför Europa.

1) Från 2030 måste fartyg koppla sig mot landström eller använda annan fossilfri energikälla. Vid överträdelse beräknas straffet efter EUR 1.5 * fartygets totala energianvändning (kWh) * total förtöjningstid (timmar) | 2) För att undvika kringgående vid omlastning räknas inte containerfartygs stopp i hamnar inom 300 sjömil från EU-hamnar som separata resor. EU-kommissionen kommer att fastställa de berörda hamnarna. | 3) Kommer inte att läggas till om tillgången är otillräcklig, den geografiska fördelningen är ojämn eller priset på RFNBO för högt.

Om det preliminära minimikravet på 2% RFNBO realiseras skapar det en marknad på 8TWh per år, där e-metan konkurrerar med e-metanol och vätgasbaserade bränslen



RFNBO stödmekanismer



Förordningen dubbelräknar e-LNG fram till 2033, vilket stärker dess värde, men troligen inte tillräckligt för att uppnå tillräcklig konkurrenskraft gentemot biodrivmedel så länge dessa finns tillgängliga till lägre kostnad



Dubbelräkningen förväntas ersättas av ett kvotkrav på 2%, vilket skulle skapa en marknad för e-bränslen på **7.8 TWh/år** från 2034. E-metan bedöms ha goda förutsättningar att konkurrera med e-metanol och vätgasbaserade bränslen



Förordningen beskriver inte någon upptrappning av stöd för RFNBO på lång sikt, men den övergripande ambitionsnivån är så pass hög att betydande mängder e-bränslen kommer att krävas för att uppfylla huvudmålet



2025-2033 Dubbelräkning

Fartyg behöver endast använda hälften så mycket RFNBO för att uppfylla kvoten jämfört med övriga bränslen

2034-2050 Kvotkrav

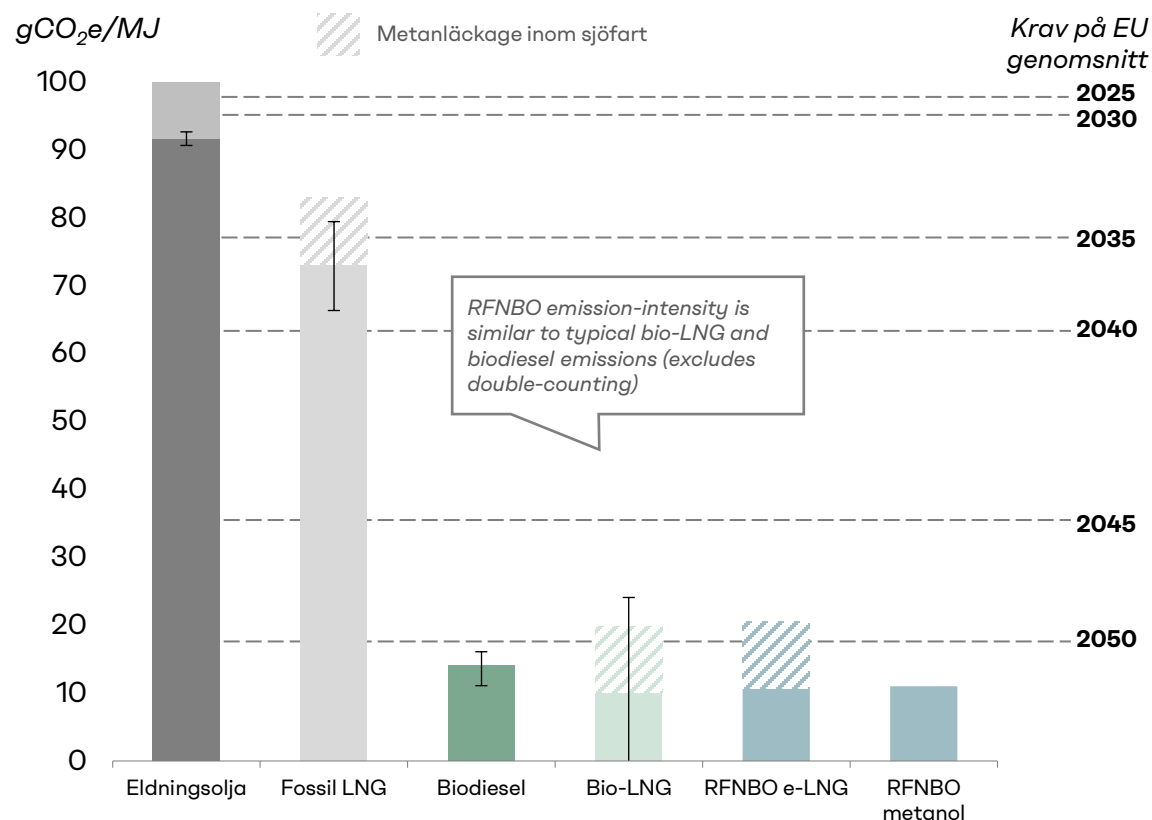
Fartyg eller fartygsgrupper måste använda RFNBO för att tillgodose 2% av sin energianvändning

FuelEU-förordningen är föremål för uppföljning år 2027 och 2032. Under den senare skall man bekräfta huruvida kravet på 2% RFNBO kommer att införlivas, baserat på den europeiska marknadsutvecklingen för RFNBO fram till 2031. Även andra ändringar kan bli aktuella vid uppföljningarna.

FuelEU driver en marknad för e-metan och e-metanol inom sjöfarten genom krav på utsläppsminskningar inom sjöfarten

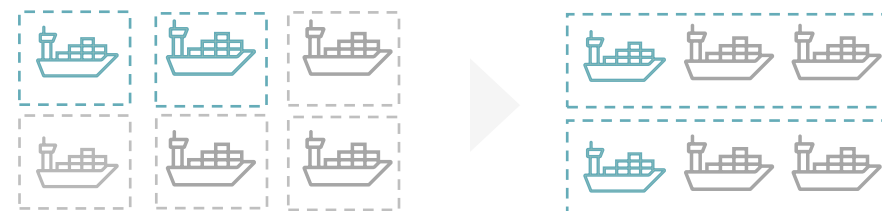


Koldioxidintensitet hos bränslen¹ och krav på EU-genomsnitt



Kommentarer

- FuelEU Maritime kräver att fartygsoperatörer nå ett årligt genomsnittligt värde för koldioxidintensiteten vid resor inom EU²
 - Det föreskrivna genomsnittsvärdet sänks vart femte år, vilket ökar den nödvändiga andelen koldioxidsnåla bränslen
 - Fartyg som drivs med LNG har ett försprång eftersom fossil LNG redan har något lägre koldioxidintensitet
- Straffavgiften vid överträdelse är proportionell till intensiteten och stiger årligen för fartyg som inte uppfyller kraven
 - Operatörer med för höga utsläpp kommer att välja den billigaste vägen
 - För att LNG skall substitueras mot e-LNG måste den senare kunna konkurrera kostnadsmässigt med alternativen
- Underpresterande kan betala för att ingå i 'pooler' med fartyg som överstiger FuelEU's krav på reducerade utsläpp, och därmed kostnadsoptimera inom 'poolen' genom att välja det billigaste bränslebytet



1) Well-to-wake inklusive metanläckage. 2) Omfattar resor mellan hamnar inom EU samt resor till eller från EU-hamnar, i det senare fallet med faktor 0.5

Kostnaden för efterlevnad är betydligt högre via e-LNG eller e-metanol jämfört med biodrivmedel – reglerat stöd för RFNBO är avgörande för efterfrågan



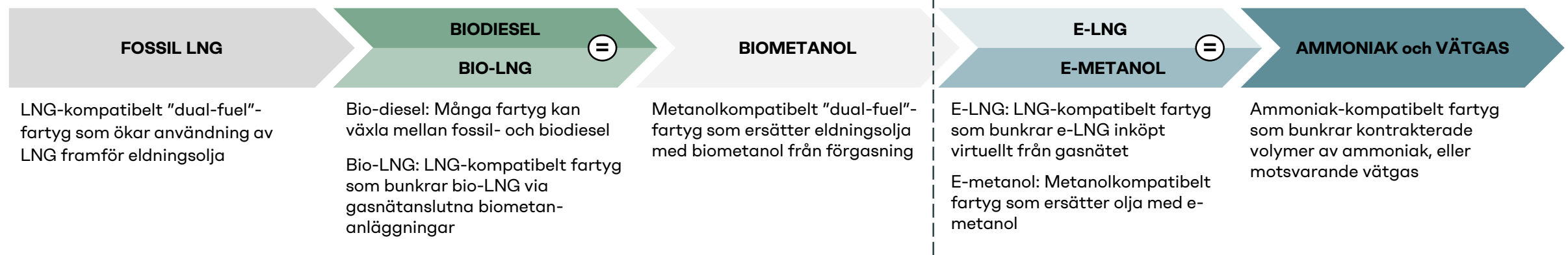
Efterfrågan på e-bränslen och FuelEU-efterlevnad

E-bränslen används endast vid brist på biodrivmedel, vilket troligen sker troligtvis efter 2040+

- Produktionskostnaden för e-bränslen är avsevärt högre än för något biodrivmedel, efterfrågan hänger därmed på att tillgången till biodrivmedel minskar, vilket den beräknas göra från 2040
 - Biodieselm blandningar och bio-LNG är de mest kostnadseffektiva efterlevnadsalternativen när fossil LNG antas vara maximalt utnyttjad
- Produktion av bioetanol från lågkostnads-biomassa och avfall har ännu inte gjorts i stor skala, men blir näst bästa alternativ om tillgången av lågkostnads-biomassa och avfall ökar

Kostnadsordning för efterlevnad

Lägsta kostnad



Efterfrågan på RFNBO-bränslen

Nödvändigt för att uppnå kvotkrav från 2034

- E-LNG och e-metanol har enligt AFRYs modeller den lägsta produktionskostnaden bland maritima e-bränslen, med hänsyn till de tekniska förutsättningarna
- E-LNG har fördelen av att vara direkt kompatibelt med LNG-fartyg
 - Inga kapitalinvesteringar behövs för bunkring
- Transport mellan befintlig naturgasinfrastruktur till förvätskningsanläggning på annan ort förväntas underlättas av *The Union Database* (UDB)
- Samtidigt är metanol mindre praktiskt eftersom det kräver särskild infrastruktur och modifiering av fartygets bränsletankar, även i fall med "dual fuel"-fartyg

Appendix III.

Modelleringsantaganden

AFRY modelleringsantaganden för LCOH (1/2)

Kommentarer

- **Modelleringen görs som standard i reala termer**, vilket innebär att AFRY diskonterar kassaflöden med en **real WACC på 8 %** (snarare än en nominell WACC som inkluderar inflation).
 - Investeringar och kassaflöden uttryckta i reala termer illustrerar tydligare rollen av inlärningskurvor, energisystemet och andra teknikeffekter i att förändra investeringars attraktivitet på olika platser och vid olika tidpunkter.
 - Vi antar att inflationen sannolikt inte kommer att skilja sig markant mellan västeuropeiska länder. I vår kraftmarknadsmodellering arbetar AFRY i reala termer – men de inflationssiffror som ibland används uttrycks som en gemensam nivå för euroområdet.
- **Modelleringen genomfördes initialt i penningvärde och har inflationsjusterats till penningvärde 2025.**
- **Modelleringen baseras på AFRY Technology Cost Teams (TCT) kostnadsantaganden.**
 - Kostnadsuppskattningar baseras på komponentinköp inom 1–2 år före driftsättning.
 - Kostnadsuppskattningarna är fortsatt mycket osäkra på grund av begränsad projektdatas från verkliga tillämpningar inom vätgasekonomin.
 - Elektrolyskostnader baseras på den globala komponentmarknaden från 2030 – vilket innebär att billigare (kinesiska) elektrolysörer sätter prinsnivån.
 - Ytterligare detaljer om metodiken finns i kommande bilder.
 - *Not:* Dessa antaganden uppdateras kvartalsvis av AFRY TCT. Antaganden som används för denna modellering är från kvartalet då modelleringen för det tidigare projektet genomfördes
- **Modelleringsantaganden för vätgasproduktionskomponenter uttrycks i kW el-inmatning (kW_el).** Förnybara komponenter uttrycks i kW el-utmatning (kW_el).
- **Modelleringsantaganden för H₂-lagring och elektrolysörers effektivitet beräknas i termer av lägre värmevärde (LHV – 33,33 kWh/kgH₂) snarare än högre värmevärde (HHV – 39,39 kWh/kgH₂).** Detta påverkar inte analysens resultat, eftersom resultaten presenteras i EUR/kgH₂ snarare än i EUR/kWh eller EUR/kW för H₂-utmatning.

AFRY modelleringsantaganden för LCOH (2/2)

Kommentarer

– **För den översiktliga analysen tar vi inte hänsyn till:**

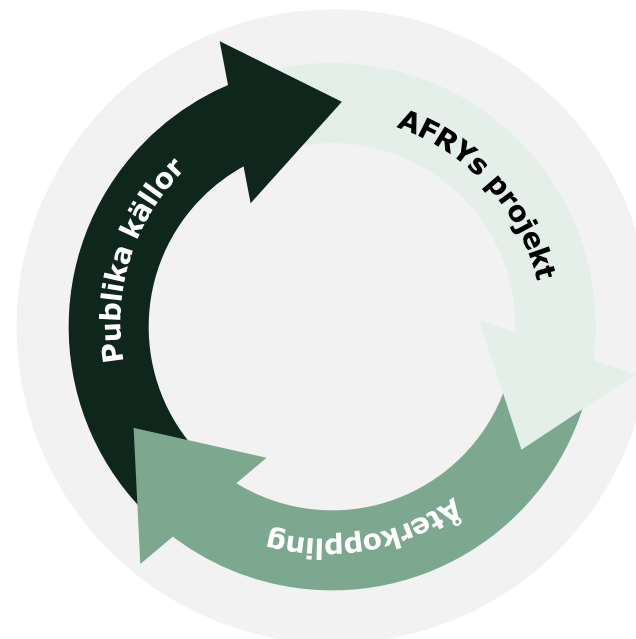
- Nedbrytning av komponenter
 - Vi beaktar däremot kostnader för komponenters utbyte
 - Vi har även sänkt den genomsnittliga verkningsgraden för att kompensera för avsaknaden av nedbrytning över tid
- Minimilastfaktorer för elektrolysörer
- Variationer i verkningsgrad beroende på lastfaktor
- Konfigurationer där RES/elektrolysör kan sälja/köpa el till/från nätet
- Konfigurationer med samlokalisering av BESS
- Justerbara specifikationer för elektrolysörer
- Potentiell flexibilitet hos en "baslast"-offtaker
- Känslighetsanalys av modellens indata
- Scenarioanalys som beaktar olika utvecklingsbanor för ekonomisk tillväxt, elpriser, WACC m.m.

Det finns tre huvudsakliga metoder som används för att validera och uppdatera AFRYs kostnadsantaganden

Publika källor

Flera offentliga källor har använts:

- Europeiska, såsom Fraunhofer, IRENA, JRC, brittiska BEIS, nederländska PBL samt IEA
- Andra källor, såsom US EIA, NREL och Lazard
- Resultat från kapacitetsmarknader i länder över hela världen, med särskilt fokus på Europa



AFRYs projekt

Genom AFRYs breda geografiska närvaro erhålls tillgång till verkliga och tillförlitliga projektdata:

- 18 000 AFRY-anställda
- Lokala AFRY-kontor i 50 länder
- Kunder i mer än 80 länder
- AFRY Energy är involverat i design, konstruktion och finansiering av ett brett spektrum av projekt global

Återkoppling från kunder

Regelbunden dialog med hundratals kunder som är aktiva på marknaden är en viktig del i att validera resultaten och ger:

- Insikter om lokala variationer och trender
- En överblick över olika projektstorlekar, typer och använda tekniker

