

RAPPORT

BÆREKRAFTIG BIODRIVSTOFF TIL FISKEFLÅTEN

- En delrapport i FHF-prosjektet «Utarbeidelse av kunnskapsgrunnlag for reduksjon av CO₂-utslipp fra fiskeflåten på kort (2030) og lang sikt (2050)»

September 2023

Om dokumentet

Oppdragsgiver: Fiskeri- og havbruksnæringens forskningsfinansiering

Navn på rapport: Bærekraftig biodrivstoff til fiskeflåten

Forfatter(e): Tønnes Thompson, Svein Thompson, Dag Stenersen

Dato endelig versjon: 01.09.2023

Forsidebilde: Gatis Marcinkevics, unsplash.com

Forord

Denne rapporten er en delrapport i FHF prosjektet «Utarbeidelse av kunnskapsgrunnlag for reduksjon av CO₂-utslipp fra fiskeflåten på kort (2030) og lang sikt (2050).»

Målet med denne delrapporten er å dokumentere sannsynlig tilgjengelighet og prisnivå på bærekraftig biodrivstoff på kort sikt fra 2022 til 2030 og på lengre sikt fra 2030-2050.

Markedet for biodrivstoff er globalt, og henger tett sammen med øvrige deler av energimarkedet. For å forstå framtidig kostnads- og prisutvikling for biodrivstoff, er det relevant å vurdere hvordan de ulike kostnadselementene i biodrivstoffproduksjonen kan utvikle seg.

Vi skal se nærmere på kostnadene knyttet til teknologi og råstoff, som utgjør det vi kaller for **produksjonsveier**. Vi skal beskrive både dagens kommersielle produksjonsveier og produksjonsveier som er i en utviklingsfase. Dette er særlig viktig fordi det gir en indikasjon på hvor store volum av biodrivstoff som kan produseres bærekraftig i fremtiden. **Vi ser også på kommersiell og finansiell utvikling blant biodrivstoff-produzentene**, her er det en bevegelse mot at de aller største globale energiselskapene tar stadig større posisjoner i bransjen. Det er viktig for kommersiell utvikling på kort sikt, finansieringsevne og for FOU-innsatsen. I tillegg skal vi se på hva som er **forventet etterspørsel** i Europa og globalt mot 2030 og 2050, forventet drevet frem av myndighetskrav.

Tilgjengelighet er også et spørsmål om pris, og delrapporten gjennomgår prisnivået på biodrivstoff, og hvordan prisfastsettelsen fungerer i disse markedene i dag. Vi drøfter også hvordan prisutviklingen kan bli fremover.

Delrapport fem i FHF prosjektet «Utarbeidelse av kunnskapsgrunnlag for reduksjon av CO₂-utslipp fra fiskeflåten på kort (2030) og lang sikt (2050)» har en mer omfattende omtale av klimapolitikk.

Avslutningsvis vurderer vi konverteringskostander for overgang fra diesel til biodiesel og markedsutsikter for andre alternative drivstoff og problemstillinger knyttet til begrenset tilgang på fornybar energi.

Sammendrag

Biodrivstoff og særlig i flytende form, er velegnet til å kutte klimagassutslipp fra den norske fiskeflåten i kombinasjon med tiltak som reduserer energibehovet.

Fra et teknisk synspunkt finnes det på markedet i dag to hovedtyper biodiesel:

FAME (fatty acid methyl ester) er biodiesel fremstilt fra vegetabiliske oljer, som for eksempel soya-, raps-, palme-, eller brukt frityrolje (UCO). FAME fremstilt fra brukt frityrolje omtales som UCOME. FAME brukes til erstatning for diesel, men har en helt annen kjemisk struktur. FAME er billigere enn HVO og blandes inntil 7 prosent i diesel på bensinstasjoner. Men for motorer på skip er situasjonen en annen: De fleste fabrikanter lager skipsmotorer som kan gå på høyere innblanding av FAME, men type drivstoff må avklares i hvert enkelt tilfelle med motorleverandør.

HVO, hydrogenbehandlet vegetabilisk olje. HVO kan fremstilles fra vegetabiliske oljer eller animalsk fett. I USA brukes betegnelsen fornybar diesel (renewable diesel) om HVO. HVO har nesten samme kjemiske struktur som diesel og kan blandes inn fra 0 til 100 prosent på tanken.

Både HVO og FAME kan medføre behov for noe endrede vedlikeholdsrutiner, som bør avklares med motorleverandør.

Hybride løsninger med batterier og forbrenningsmotor på mindre fartøy er i drift i dag, men har lavt potensial til å redusere samlede klimagassutslipp fra flåten. For en fiskebåt er det viktig å få med seg drivstoff med høy energitetthet, og for et fiskefartøy er det derfor per i dag ikke teknisk eller praktisk mulig å velge bort forbrenningsmotoren.

Ammoniakk kan brukes som drivstoff i forbrenningsmotorer og som hydrogenbærer i brenselceller som lager strøm. Ammoniakk har dårlige forbrenningsegenskaper og er giftig i liten konsentrasjon som reiser sikkerhetsspørsmål som må håndteres knyttet til distribusjon og bruk. Bærekraftig ammoniakk lages av bærekraftig hydrogen, og er ikke kommersielt tilgjengelig.

Fornybart hydrogen kan også brukes i en forbrenningsmotor, men flytende hydrogen er ikke tilgjengelig i markedet ennå og ville innebære betydelig utfordringer om bord på et fiskefartøy.

Biodrivstoff er enklere, tryggere og billigere enn hydrogen og hydrogenbaserte drivstoff i overskuelig fremtid. Tilgangen på bærekraftig hydrogen er avhengig av bærekraftig strøm i svært store mengder, og er i dag også en viktig begrensning for å redusere klimaavtrykket fra produksjon av HVO, som bruker hydrogen for å fjerne oksygenet i fett og oljer.

Tilgangen på biodiesel som både er bærekraftig og har de rette tekniske egenskapene er begrenset, men tilgangen øker raskt og vil sann sett enkelt kunne dekke behovet den norske fiskeflåten har. HVO markedet alene er over 30 ganger større enn det samlede dieselforbruket i fiskeflåten i dag, og HVO-produksjonen globalt er raskt økende. HVO produksjonen er forventet å stige betydelig frem mot slutten av dette tiåret, mens forbruket til den norske fiskeflåten er forventet å holde seg mer eller mindre stabilt. Fiskeflåtens samlede drivstoffetterspørsel på vel 300 millioner liter vil utgjøre en stadig mindre andel av det totale markedet for HVO i årene som kommer.

Produksjonen av avansert biodrivstoff i Europa kan økes til 76,7 – 127,5 Mtoe i 2030 og 158,5 – 252,8 Mtoe (188-301 milliarder liter) i 2050, avhengig av anslag på råstofftilgang, viser en rapport fra Imperial College i 2021¹. Dette er noe høyere enn de anslag som lå til grunn da EU la

¹ Calliope Panoutsou og Kyriakos Maniatis, august 2021: "Sustainable biomass available in the EU, to 2050", tabell 19

frem sine krav til avkarbonisering av luftfarten og maritim sektor i Fit for 55 i juli 2022. Fremskrivninger fra IEA² frem mot 2050 viser at transportsektoren bare kan nå sine bidrag til netto null utslipp av klimagasser, hvis både hydrogenbaserte og biobaserte løsninger utnyttes i stort omfang.

EU har vedtatt konkrete innblandingskrav for luftfarten og såkalte **reduksjonskrav** i maritim sektor for skip over 5000 bruttotonn. Dette driver nå etterspørselen og produksjonen av biodrivstoff over hele verden. Personbiler, andre kjøretøy og maskiner på land forventes elektrifisert frem mot 2050. Det er en gradvis prosess, der flåten skiftes ut over tid. Basert på forventninger om at biodrivstoff vil bli en knapp og derfor kostbar vare, utvikles det også løsninger for hydrogenbaserte løsninger både for skip og fly. Dette kan være enten hydrogen eller hydrogenbaserte kjemikalier brukt i en brenselcelle for å lage strøm til en elektromotor, eller ved forbrenning i en motor eller jet-turbin for fly. Det vil være tekniske og økonomiske forhold som avgjør hvor mye av dagens fossile drivstoff som vil bli erstattet av elektrisitet, biodrivstoff, hydrogen eller hydrogenbaserte kjemikalier. Økonomien, og den tekniske utviklingen, vil i stor grad påvirkes av rammevilkårene i de store markedene.

Hvor stor andel biodrivstoff vil utgjøre av energiforbruket, vet ingen, men den blir stor. For å møte etterspørselen bygges det ut maksimal kapasitet med kjent teknologi, samtidig som det foregår en utvikling av ny teknologi. Målet er både høyere utnyttelse av energien i råstoffet og å kunne bruke flere typer råstoff. Raffinerier bygges for å kunne bytte mellom produksjon av SAF (bærekraftig jetfuel) og HVO.

Produksjonskostnadene for biodrivstoff kan være lave, hvis det er basert på billig råstoff med lave logistikk-kostnader, i noen tilfeller kan man til og med få betalt for å ta imot avfall. Da kan det i noen tilfeller konkurrere med fossilt drivstoff, særlig hvis det fossile er avgiftsbelagt for å ta hensyn til miljø- og klimakostnader. Men avfall kan også bli gull verd, noe prisen på brukt fritrylje (UCO) viser. UCO er i dag det viktigste råstoffet for bærekraftig HVO, og den største andelen av produksjonskostnaden. Det er også mulig å produsere biodrivstoff med svært lav innsats av energi i forhold til det man får ut, slik at driftskostnadene holdes nede. Det er imidlertid betydelige investeringskostnader for et anlegg, som kan utgjøre opp til to tredjedeler av samlede kostnader per liter. Når renten stiger, stiger også kapitalkostnadene, slik at avkastningen på anlegget synker og gjør tilgangen på kapital vanskeligere. Det vil igjen trekke prisen på drivstoffet opp.

Utvikling av presise virkemidler er avgjørende for å redusere utslipp fra fiskeflåten i Norge. Det er i dag ikke mulig å selge fisk som er fisket uten bruk av fossile energikilder til en høyere pris. Det gir heller ingen andre fordeler, som for eksempel et større kvotegrunnlag. Det er ingen kommersielle markedsmessige insentiver for en fiskebåtreder til å velge klimavennlige løsninger, som gir høyere kostander eller begrensninger i driftsmønsteret. Dersom man ønsker å kutte utslipp fra fiskeflåten gjennom bruk av biodrivstoff må dette gjøres gjennom statlige reguleringer. Det bør også ses i sammenheng med øvrig innenriks skipsfart, da de benytter samme energiinfrastruktur. Omsetningsordningen for innenriks sjøfart er et eksempel på en regulering som fungerer på denne måten. Deler av fiskeflåten kan, dersom prisforskjellene er store nok, velge å bunkre drivstoff i utenlandske havner. Det er dermed fare for lekkasje. Myndighetene har derfor et mer begrenset handlingsrom ovenfor flåten, en de for eksempel har ovenfor bilparken. Det er derfor viktig at norsk klimapolitikk, som påvirker drivstoffprisene, ikke avviker i for stor grad sammenlignet med landene rundt oss.

² IEA Energy Outlook 2022

Fiskeri er en sektor der det vil være krevende å oppnå store utslippsreduksjoner. Biodrivstoff vil høyst sannsynlig spille en viktig rolle, sammen med energieffektiviserende tiltak. Hva dette vil koste fiskerne, og hvor fort man kan gå frem, er fortsatt et relativt åpent spørsmål.

Innholdsfortegnelse

Om dokumentet.....	2
Forord.....	3
Sammendrag.....	4
Kapitel 1 Produksjonsteknologi og råstoff	9
Overordnet om konvensjonelt og avansert biodrivstoff.....	9
Substitutt og innblanding	10
Produksjonsveier: råstoff + teknologi = drivstoff	11
Biomasse potensial i Europa.....	15
Oppsummering.....	19
Kapitel 2 Pris på biodrivstoff	20
Hvordan prises biodrivstoff – regulering og tilknytning til oljemarkedet	20
Biogass – hvordan prises biometan.....	23
HVO produksjon og fiskeflåten drivstoffetterspørsel	24
Konkurransedyktig biodrivstoff	25
Økt bruk av biodrivstoff	25
Biodrivstoffproduksjon – kostnader for produksjon	26
Industriell og kommersiell utvikling i biodrivstoffmarkedet.....	28
Forretningsmodell og økonomi til en biodrivstoffprodusent.....	28
Dagens produksjonskapasitet biodiesel (HVO) og forventet økning.....	29
Tilbudskurve biodrivstoff.....	30
Langtidsgrensekostnader og usikkerhet.....	40
Kapittel 3 Etterspørsel etter biodrivstoff i transportsektoren	43
Energiforbruk og energibærere.....	43
Hvem vil bruke biodrivstoffet?.....	46
Luftfart og maritim sektor	48
Oppsummering.....	51
Kapittel 4 Konverteringskostnader for overgang fra diesel til biodiesel.....	52
Marint drivstoff	52
Biodrivstoff typer	52
Biodiesel (FAME) i marine forbrenningsmotorer	53
Fornybar diesel (HVO)	53
Informasjon fra motorleverandører	54
Konsekvens ved konvertering til biodrivstoff	60
Kapittel 5 Markedsutsikter for andre alternative drivstoff og problemstillinger knyttet til begrenset tilgang på fornybar energi	61

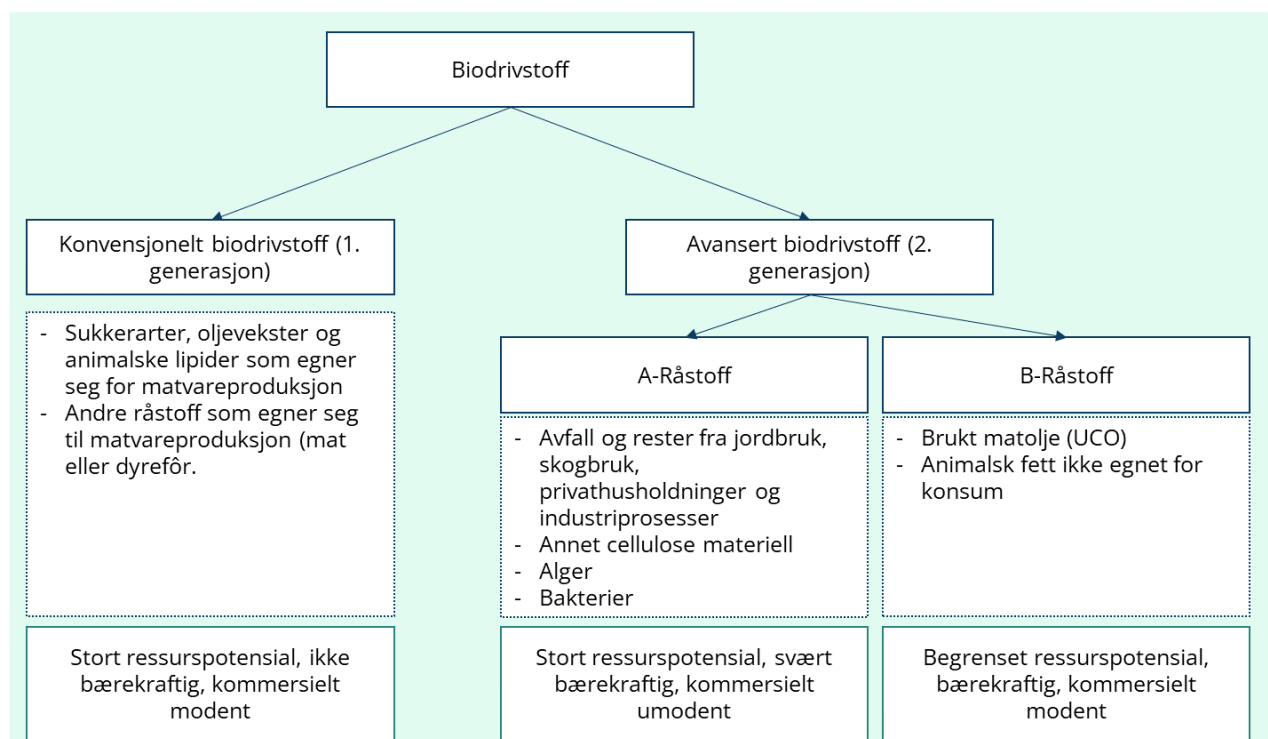
Referanser	69
Appendix	70
ISO 8217 2017 fuel standard	70
Råstoff – tilgjengelig bærekraftig biomasse i henhold til EUs regelverk.....	72

Kapitel 1 Produksjonsteknologi og råstoff

Overordnet om konvensjonelt og avansert biodrivstoff

Tilgang på biodrivstoff avhenger av tilgang på råstoff. Råstoffmengdene som er tilgjengelig avhenger av teknologien som brukes for å produsere biodrivstoffet. Kombinasjonen av teknologi og råstoff utgjør en produksjonsvei. Det finnes et stort antall produksjonsveier, noen er kommersielle, andre i et tidlig FOU-stadium.

Vi skiller mellom to hovedkategorier biodrivstoff: konvensjonelt og avansert. Det er råstoffet som bestemmer hvorvidt biodrivstoffet anses som konvensjonelt eller avansert. Første og andre generasjon blir også brukt om henholdsvis konvensjonelt og avansert biodrivstoff. Figur 1 viser en skjematisk oversikt over konvensjonelt og avansert biodrivstoff; presenterer de viktigste råstoffkategoriene og gir en kort kommentar til ressurspotensial og kommersiell status.



FIGUR 1: KONVENSJONELT OG AVANSERT BIODRIVSTOFF. GRAFIKK STAKEHOLDER AS

Det er et relativt stort ressurspotensial, og det er kommersielt lønnsomt å drive produksjon av **konvensjonelt biodrivstoff**. Men det er ikke bærekraftig å øke forbruket av konvensjonelt biodrivstoff. Det er flere grunner til det, blant annet påvirker dette markedet for mat, og det medfører stor risiko for avskoging. Dette blir omtalt som ILUC effekt (Indirect Land Use Change). Konsekvensen er store indirekte klimagassutslipp som følge av biodrivstoffproduksjonen, som betydelig forverrer klimagassregnskapet til biodrivstoffet. Vi kan produsere biodiesel, bioetanol og biogass fra konvensjonelle råstoffkategorier.

Det er **avansert biodrivstoff** som skal bidra til en langsiktig løsning på klimaproblemet for fiskeriflåten. I Europa deler vi avansert biodrivstoff inn i to hovedkategorier råstoff: **A-råstoff** og **B-råstoff**. Det er EU som har etablert de to kategoriene, en fullstendig oversikt over hvilke råstoff

som inngår i A og B råstoff finnes i Produktforskriften³. B-råstoff er en kort liste og består av brukt matolje, samt animalsk fett ikke egnet for konsum. A-råstoff er en lang liste, men består i hovedsak av avfall fra jordbruk, skogbruk, privathusholdninger, industri, annet cellulosematerieell, alger og bakterier.

- Produksjon av biodrivstoff fra B-råstoff er i dag lønnsomt, og teknologien for disse produksjonsprosessene er teknologisk modne. Men, ressurspotensialet er begrenset.
- Produksjon av biodrivstoff, særlig biodiesel, fra A-råstoff er begrenset. Mange av produksjonsteknologiene er under utvikling. Men, ressurspotensialet er stort.

Dersom biodrivstoff skal spille en sentral rolle i å kutte utslipp fra maritim sektor og luftfart på lang sikt, må biodrivstoffprodusentene klare å utvikle lønnsomme forretningsmodeller for produksjon av avansert biodrivstoff basert på A-råstoff. Dagens produksjonsteknologi gir tilgang på en for liten andel av det bærekraftige råstoffet som kan brukes til produksjon av drivstoff.

EU stimulerer til økt bruk av A-råstoff ved å sette krav til de som selger drivstoff om at bestemte andeler må være basert på A-råstoff. Minimumskravet for biodrivstoff basert på A-råstoff er 0,2 prosent i 2022, 1 prosent i 2025 og 3,5 prosent i 2030. En tilsvarende ordning vurderes nå innført i Norge. Miljødirektoratet sendte 23.6.2023 et forslag på høring⁴ om å innføre krav om bruk av A-råstoff også i Norge. Forslaget som anbefales innebærer en andel biodrivstoff til veitrafikken på 1 prosent, 2 prosent eller 3,5 prosent. Dette kan ikke dekkes ved bruk av biogass. Forslaget dekker veitrafikk og ikke-veigående maskiner (anleggsmaskiner), men ikke sjøfart. Regulering som stimulerer til bruk av biodrivstoff basert på A-råstoff er viktig for teknologiutviklingen hos biodrivstoffprodusentene, fordi det gir et garantert marked (betalingsvillighet) for bærekraftig biodrivstoff.

Substitutt og innblanding

På et overordnet nivå bruker vi biodrivstoff på to måter: Det blandes inn i et fossilt produkt for å redusere klimagassutslipp per enhet, eller det brukes fullt ut som et substitutt for et fossilt produkt. Figur 2 viser en oversikt over de viktigste fossile produktene og de viktigste biobaserte alternativene på markedet i dag.

Fiskeflåten er i dag primært drevet av diesel/MGO og de viktigste biobaserte produktene er FAME (Fatty Acid Methyl Ester), UCOME (Used Cooking Oil Methyl Ester) og HVO (Hydrotreated Vegetable Oil). Det biobaserte alternativet til flybensin, omtalt som SAF (Sustainable Aviation Fuel), produseres ofte på samme raffineri og i samme prosess som HVO. Den produksjonsteknologien omtales da som HEFA (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids). HVO og HEFA er altså like produksjonsmetoder, men HEFA produsert som SAF har noen andre egenskaper enn HVO produsert som diesel. For å gjøre forvirringen komplett kalles HVO for Renewable Diesel i det amerikanske markedet.

³ https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-922/KAPITTEL_5-1-5#KAPITTEL_5-1-5

⁴ <https://www.miljodirektoratet.no/hoeringer/2023/juni-2023/forslag-til-okt-omsetningskrav-for-biodrivstoff-til-veitrafikk-og-innforing-av-delkrav-for-a-rastoff/>

Fossile produkter og dagens alternativer basert på biomasse

Fossilt produkt	Flydrivstoff	Diesel / MGO	Bensin	Naturgass / CNG / LNG	Nafta
Biodrivstoff produkt	- Sustainable Aviation Fuel (SAF), eneste alternativ i dag er HEFA. - Kan blandes inn opp til 50 %	- HVO / Fornybar diesel, kan brukes alene. - FAME, begrenset innblanding med fossil diesel. - UCOME, begrenset innblanding med fossil diesel.	Etanol, blandes med bensin.	- Biogass, som renses og blir til metan. - Kan komprimeres til CBG eller flytende gjøres til LBG.	- Bionafta. - Bi-produkt av HEFA og HVO raffinering. - Kan brukes i petrokjemisk industri.

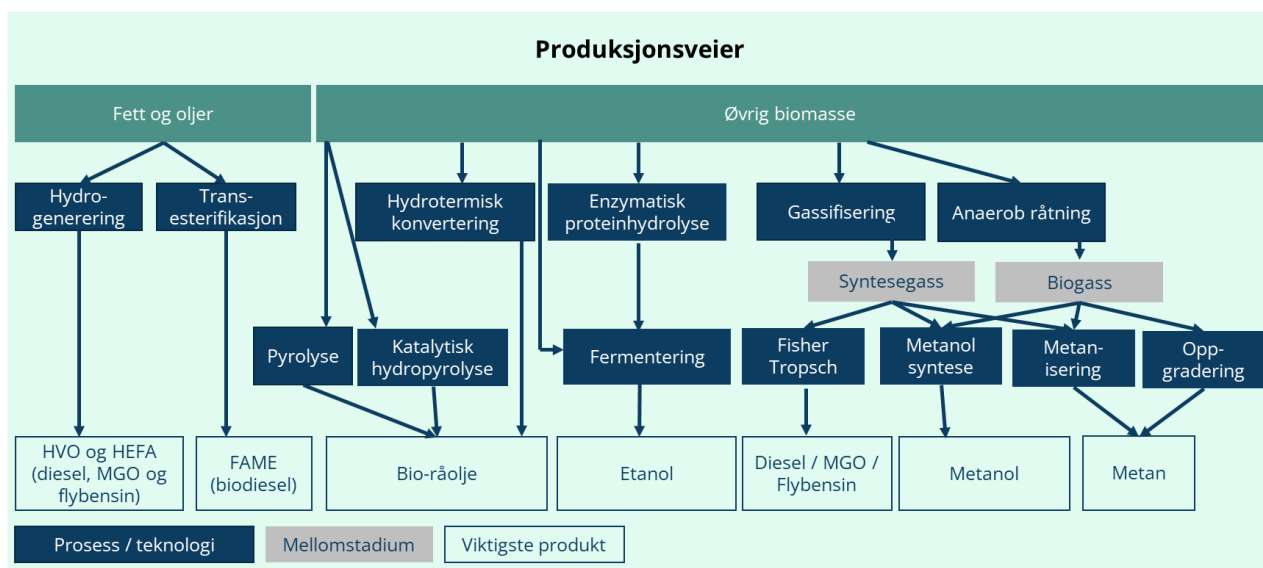
FIGUR 2: FOSSILE PRODUKTER OG BIOBASERTE ALTERNATIVER. ILLUSTRASJON FRA STAKEHOLDER AS.

Av produktene som kan erstatte diesel og MGO er det kun HVO som kan brukes fullt ut som et substitutt. FAME (og UCOME) kan blandes inn opptil 7 prosent i henhold til dagens drivstoffstandard i bilmotorer, standard for marin fuel tillater også 7 prosent FAME. Det legger begrensninger på bruk av drivstoffet. FAME er rimeligere enn HVO, se eget kapittel om prisdannelse for mer informasjon. Det innebærer at de som selger drivstoff – ofte omtalt som omsettere – vil blande inn FAME opp til 7 prosent, deretter vil de måtte benytte HVO. For fiskeflåten innebærer det at det er HVO som må benyttes dersom flåten skal kunne kutte mer en 7 prosent av sine klimagassutslipp ved hjelp av drivstoff, med mindre det avtales noe annet med motorfabrikanten.

Det er noen få skip som kan bruke flytende naturgass (LNG – Liquefied Natural Gas), for disse vil det viktigste biobaserte produktet være biogass som renses til metan og flytendegjøres – LBG (Liquefied Bio Gas). Metan basert på biologisk masse er det samme produktet som naturgass og er et perfekt substitutt. Det er per i dag tre norske fiskefartøy med gassmotor.

Produksjonsveier: råstoff + teknologi = drivstoff

Det er mange teknologier tilgjengelige for produksjon av ulike typer biodrivstoff, fra mange ulike typer råstoff. Flere av teknologiene kan håndtere et bredt spekter av råstoff. Kombinasjonen råstoff og teknologi som til sammen danner et drivstoffprodukt, kaller vi for produksjonsvei (på engelsk pathway eller fuel pathway). Det er mange hundre ulike produksjonsveier. Figur 3 viser en skjematisk oversikt over de viktigste produksjonsveiene. Figur 4 er en mer detaljert fremstilling og viser dagens vanligste produksjonsveier og de antatt viktigste produksjonsveiene som inkluderer a-råstoff.



FIGUR 3: SKJEMATISK FREMTILLING AV PRODUKSJONSVEIER FOR BIODRIVSTOFF. BASERT PÅ RAPPORTEN TECHNOLOGY DATA – RENEWABLE FUELS FRA ENERGISTYRELSEN I DANMARK

Det er i dag fire teknologier som står sentralt i produksjon av biodrivstoff og biogass.

Katalytisk hydrogenering

Produksjon av HVO eller HEFA, som brukes til å erstatte diesel, MGO og flybensin. Produseres basert på lipider, altså fett og oljer, fra dyr og planter. Avansert HVO og HEFA må produseres på lipider som anses å være avfall, altså fett og oljer fra planter og dyr som ikke kan brukes til dyrefôr eller mat. HVO og HEFA kan produseres sammen med diesel og flybensin, eller alene. Teknologien er moden, og produsentene er typisk selskaper som allerede driver med raffinering.

Produksjonsprosessene for HEFA og HVO ligner, men det er mindre forskjeller som gjør HEFA til en noe mer omfattende prosess.

Prosessene går forenklet ut på å utnytte energien i fettmolekylene (hydrogen og karbon) og fjerne alle urenheter, herunder også oksygen. For å klare dette trengs hydrogen som en katalysator («katalytisk hydrogenering»). Klimaeffekten av HVO avhenger dermed også av hvordan hydrogenet er produsert. Etter en raffinering sitter produsent igjen med HVO (diesel), propan, nafta og drivstoffgass.

Det er omfattende kommersiell produksjon av HEFA og HVO globalt, og det er minst tre ulike leverandører av HVO-teknologi, i tillegg til teknologi utviklet og brukt «in-house» av de største produsentene. Finske Neste er pioneren på området med sin NxtBTL-teknologi⁵.

Transesterifisering

Produksjon av biodiesel av type FAME og UCOME. Den største andelen av biodieselen på markedet i dag er produsert med denne produksjonsprosessen. Det er en enklere prosess enn HVO som krever mindre investeringer. Råstoffet er det samme som HVO, og produsentene konkurrerer om samme tilgangen. Som for HVO er avansert FAME/UCOME produsert av fettstoffer og oljer som kategoriseres som avfall.

⁵ [HVO-2021-Brochure-July281.pdf \(desmet.com\)](https://www.desmet.com/HVO-2021-Brochure-July281.pdf)

Forenklet sett går transesterifiseringsprosessen ut på å eksponere forhåndsbehandlede lipider mot metanol og en katalysator. Output fra produksjonsprosessen er biodiesel (FAME) og glyserol⁶.

Det er omfattende kommersiell produksjon av biodiesel basert på denne teknologien globalt.

Fermentering og destillering

Produksjon av etanol fra sukkerholdige råstoff eller råstoff som kan konverteres til sukker. Forenklet sett går produksjonsmetoden ut på å utsette våt biomasse for bakterier eller sporsopper og destillere den fermenterte blandingen. Sluttproduktet er etanol og vann, samt restråstoff fra fermenteringsprosessen.

Det er omfattende produksjon av bio-etanol globalt.

Råtnetanker

Produksjon av biogass fra mange ulike typer råstoff basert på råtningsprosess i lukkede tanker uten oksygen. 90 prosent av biogassen produseres på denne måten⁷. Biogassen kan oppgraderes til metan ved å fjerne CO₂-innholdet. Metan kan komprimeres til CNG (CBG) og LNG (LBG).

Det foregår omfattende kommersiell produksjon av biogass globalt.

Det er et stort omfang av teknologier som er under utvikling, og de antatt viktigste er kort beskrevet i Figur 4. En av disse, som er spennende med norske øyne, er Hydrotermisk konvertering, (HTL). Silva Green Fuel, et selskap eid av svenske Södra og norske Statkraft har etablert en relativ storskala demonstrasjonsanlegg på Tofte. Det er interessant fordi råstoffet er avfall fra skogsdrift, som er en potensielt viktig bioressurs i Norden.

Prosessten, kort fortalt: Det er vannet i biomassen som er nøkkelen til konverteringen til råolje. Ved høyt trykk og høy temperatur skapes såkalt superkritisk vann, som er det reaktive mediet i prosessen. Hydrotermisk konvertering er i seg selv en velkjent teknologi, men er ikke brukt til å produsere biodrivstoff fra avfall. Ved Silva Green Fuels demonstrasjonsanlegg på Tofte er oppmalt treflis fra restmateriale fra ulike tresorter råvaren i prosessen. Dette omdannes til en tyktflytende masse, som settes under kraftig trykk og varme (cirka 400 bar og cirka 400 grader celsius). Da endrer vannet form, og oppnår superkritisk tilstand, det er da verken væske eller gass. Når vannet i massen oppnår superkritisk tilstand, tas oksygenet ut og andelen hydrogen og karbon øker inntil det er dannet flytende hydrokarboner – altså olje. Den skogbaserte råoljen blir deretter oppgradert og raffinert, der ulike fraksjoner og kjemikalier kan tas ut. Sluttproduktene vil være først og fremst være biodiesel eller flybensin, men man kan også danne en rekke nye molekyllkjeder til bruk i kjemisk industri.

⁶ <https://www.etipbioenergy.eu/fact-sheets/fatty-acid-methyl-esters-fame-fact-sheet>

⁷ https://www.etipbioenergy.eu/images/ETIP_B_Factsheet_Biomethane.pdf

Teknologi	Råstoff	Konvensjonelt / A / B	Metode	Produkt	Status
Dagens kommersielt modne teknologi, utnytter både konvensjonelle råstoff og avanserte råstoff. Begrenset utnyttelse av avansert A råstoff					
Hydrogenering	Lipider fra oljer og fett og hydrogen	Konvensjonelt og avansert B råstoff	Oppgradering og cracking ved hjelp av hydrogen	HVO og HEFA (Diesel, MGO, Flydrivstoff) + Nafta og LPG	Teknologisk modent og kommersiell produksjon
Transesterifikasjon	Lipider fra oljer og fett og metanol	Konvensjonelt og avansert B råstoff	Oljer blandes med metanol under moderat trykk	FAME / UCOME (Biodiesel) blandes inn opp til 7 %.	Teknologisk moden kommersiell produksjon
Fermentering	Korn, hvete, sukkerarter	Konvensjonelt	Fermentering og destillering til etanol	Etanol	Teknologisk modent. Kommersiell produksjon
Anaerob råtning	Organisk avfall fra private, landbruk, industri med mer	Konvensjonelt, avansert A og B råstoff	Biogass produsert gjennom anaerob råtning som renses for CO2	Metan	Teknologisk modent, kommersiell produksjon
Teknologisk og kommersiell umoden teknologi, nøkkelen til å utløse potensialet for bærekraftig biodrivstoffproduksjon fra A-råstoff					
Pyrolyse	Tørr biomasse	Avansert A råstoff	Termisk nedbrytning av biomasse i fravær av oksygen	Pyrolyseolje / bioolje (må raffineres) og kull	Demonstrasjonsfase.
Hydrotermisk konvertering	Biomasse	Avansert A råstoff	Høyt trykk og høy temperatur bryter ned biomassen	Bioolje (må raffineres)	Demonstrasjonsfase. Silva Green Fuel har et demoanlegg i drift på Tofte.
Katalytisk hydropyrolyse	Tørr biomasse og hydrogen	Avansert A råstoff	Tørr biomasse og hydrogen utsettes for høy temperatur i moderat trykk.	Bioolje (må raffineres)	FOU fase
Hydrolyse og fermentering	Celluloseinnholdig biomasse	Avansert A råstoff	Cellulose omdannes til glukose, som fermenteres	Etanol og varme	Demonstrasjonsfase.
Gassifisering og Fischer Tropsch	Tørr biomasse	Avansert A råstoff	Syngas som føres videre i Fischer Tropsch	Diesel, MGO, Flydrivstoff og Nafta	Demonstrasjonsfase.
Gassifisering og metanolsyntese	Tørr biomasse	Avansert A råstoff	Syngass som gjennomgår metanol syntese	Metanol	Demonstrasjonsfase.
Gassifisering og metanisering	Tørr biomasse og hydrogen	Avansert A råstoff	Gassifisering, etterfulgt av rensing og metanisering	Metan	Demonstrasjonsfase
Anaerob råtning og metanolsyntese	Biomasse	Avansert A råstoff	Biogass som gjennomgår metanol syntese	Metanol	Demonstrasjonsfase
Anaerob råtning og metanisering	Biomasse og hydrogen	Avansert A råstoff	Biogass som metaniseres ved hjelp av hydrogen	Metan	Demonstrasjonsfase

FIGUR 4: PRODUKSJONSVEIER FOR BIODRIVSTOFF. SAMMENSTILLING BASERT PÅ TECHNOLOGY DATA – RENEWABLE FUELS FRA ENERGISTYRELSEN I DANMARK.

Beskrivelse av de vanligste produksjonsveier brukt i dag:

Biomasse potensial i Europa

Det er gjennomført flere studier som vurderer biomassepotensialet i Europa. En større studie av potensialet er gjennomført i 2021 av Imperial College London Consultants, et konsultentselskap heleid av Imperial College London bestående av professorer fra samme institusjon, på oppdrag for Concawe. Concawe er en forskningsarm av European Fuel Manufacturers Association som organiserer europeiske raffinerier og oljeselskaper. Studien «Sustainable biomass availability in the EU, to 2050⁸» vurderer potensialet for bærekraftig biomasse i Europa basert på A- og B-råstoff. Studien tar også for seg to andre større studier/datasett om samme tema, og sammenligner resultater fra disse.

Studie / rapport	Kort beskrivelse
JRC Times. European Commission, Joint Research Centre (JRC) (2019) ⁹	En åpen datakilde som viser potensial for vind, sol og bioenergi i Europa
DG RTD. 2017. Research and Innovation perspective of the mid- and long-term Potential for Advanced Biofuels in Europe ¹⁰	Rapport fra DG RTD om potensial for avansert biodrivstoff i Europa

Imperial College London rapporten fra 2021 sammenstiller resultatene fra disse tre studiene. Anslag for 2030 er gjengitt i Figur 5. Det er sprik i anslagene, men alle tre studier har et relativt likt minimumsanslag på rundt 200 Mtoe for 2030. Maksimumsanslagene spriker vesentlig mer, fra 264 Mtoe til 434 Mtoe.

Imperial College studien er den mest oppdaterte og ligger mellom de to andre. Det er verd å merke seg at det er liten endring i anslaget for tilgjengelig biomasse mellom 2030 og 2050: 208-384 Mtoe i 2030 til 215-366 Mtoe i 2050, til tross for at det er ventet en betydelig mobilisering for å gjøre biomasse tilgjengelig og innovasjon. Grunnen er, ifølge studien:

1. Et økende press for en bærekraftig bruk av land og vannressurser, inkludert en nedgang i 30 prosent dyrkbart land i 2050
2. Lange vekstsykluser i skogen gjør at det tar tid før bedre skogskjøtsel får effekt
3. Nedgang i tilgjengelig matavfall som følge av økt søkelys på matsvinn og resirkulering.

Rapporten fra Imperial College i 2021¹¹ viser at biodrivstoffproduksjonen i EU alene kan økes til 76,7 – 127,5 Mtoe i 2030 og 158,5 – 252,8 Mtoe (188-301 milliarder liter) i 2050, avhengig av anslag på råstofftilgang. Forfatterne har utelatt potensielt fra alger, og skriver at de har valgt konservative anslag på tilgjengelige kvanta.

Disse volumene baserer seg på en grundig gjennomgang av ulike biologiske reststoffer, som kan brukes til produksjon av biodrivstoff, og som oppfyller EUs krav til bærekraft (RED II Annex IX liste A og B). Ved å multiplisere råstoffenes energiinnhold og korrigere for energitap under produksjonsprosessen kommer de frem til potensielt for biodrivstoffmengden. Det er liten endring i potensialet for biomasse mellom 2030 og i 2050 (+ 6 prosent), men på grunn av nye og

⁸ <https://www.concawe.eu/publication/sustainable-biomass-availability-in-the-eu-to-2050/>

⁹ European Commission, Joint Research Centre (JRC) (2019): ENSPRESO - BIOMASS. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset]

¹⁰ European Commission, Directorate-General for Research and Innovation, Borzęcka, M., Oberč, B., Haffner, R., et al., Research and innovation perspective of the mid-and long-term potential for advanced biofuels in Europe : final report, Publications Office, 2018,

¹¹ Calliope Panoutsou og Kyriakos Maniatis, august 2021: "Sustainable biomass available in the EU, to 2050", tabell 19

mer effektive produksjonsprosesser øker potensialet for biodrivstoff med to tredjedeler. Konverteringsraten (yelden) øker fra 37 prosent til 70 prosent målt som energiinnholdet i biodrivstoffet i forhold til energiinnholdet i biomassen. Det skyldes også at flere råstoff lar seg utnytte fra det samlede potensialet.

TABELL 1 POTENSIELLE KVANTA AVANSERT BIODRIVSTOFF PER RÅSTOFF (FEEDSTOCK) FOR 2030 OG 2050, BASERT MAKSIMAL AVKASTNING (YIELD) PER PRODUKSJONSVEI OG TOTAL TILGANG PÅ BÆREKRAFTIG MENGDE BIOMASSE. KILDE IMPERIAL COLLEGE. TABELL 17

Biodrivstoff	Råstoff	2022	2030 Estimert kvanta biodrivstoff (Mtoe)	2050 Estimert kvanta biodrivstoff (Mtoe)
HVO /fornybar diesel	Oljer fra avfall og fett		1,9	1,9
	Brukt stekeolje (UCO)		2,6	6,5
Biometan	Kloakk		0,1 – 0,2	1,0 – 1,2
	Gjødsel		1,1 - 1,3	0,4 – 0,4
	Jordbruksavfall (høy fuktighet)		0,1	0,1
Etanol og hydrokarboner fra enzymatisk hydrolyse og fermentering	Jordbruksavfall (halm-lignende)		21,0 – 25,3	0
	Jordbruksavfall (gresslignende)		5,5 – 16,6	6,5 – 19,6
Fisher-Tropsch-produkter fra gassifisering og catalytisk syntese	Bioavfall		9,2 – 16,8	13,2 – 24,4
	Fast industrielt avfall fra landbruk og skogbruk		27.9 - 40.1	56.8 - 84.0
	Jordbruksavfall (halm-lignende)		0	54.4 - 62.4
	Tre-avfall skog/hagevirksomhet		1 - 1.5	2.4 - 3.2
	Lignocellose avlinger (fra trær)		7.6 - 22.7	16.8 - 50.8
Total			78 – 127,5	160 – 254,5
Totalt flytende drivstoff, gitt tilgangen på bærekraftig råstoff			76,7 – 127,5	158,5 – 252,8
Gjennomsnittlig konverteringsrate på energibasis (drivstoff/råstoff)			37 %	70 %
Gjennomsnittlig konverteringsrate på basis av tørrmasse (drivstoff/råstoff)			15 %	29 %

En viktig forutsetning for å kunne øke yelden eller konverteringsraten mellom råstoff og produkt, er å lykkes i å produsere tilstrekkelige mengder hydrogen uten vesentlige klimagassutslipp. Dette krever enten mye fornybar kraft til å lage hydrogen ved elektrolyse (grønt hydrogen) eller fangst og lagring av CO₂ ved splitting av naturgass (blått hydrogen). EU-kommisjonen anslår at bare gjennomføringen av klimamålene for maritim sektor frem til 2050 vil kreve mellom 200 og 250 TWH ny fornybar kraft. Globalt vil det kreve 150 prosent mer ren kraft for å nå klimamålene i 2050, og den største veksten er innenfor produksjon av hydrogen¹².

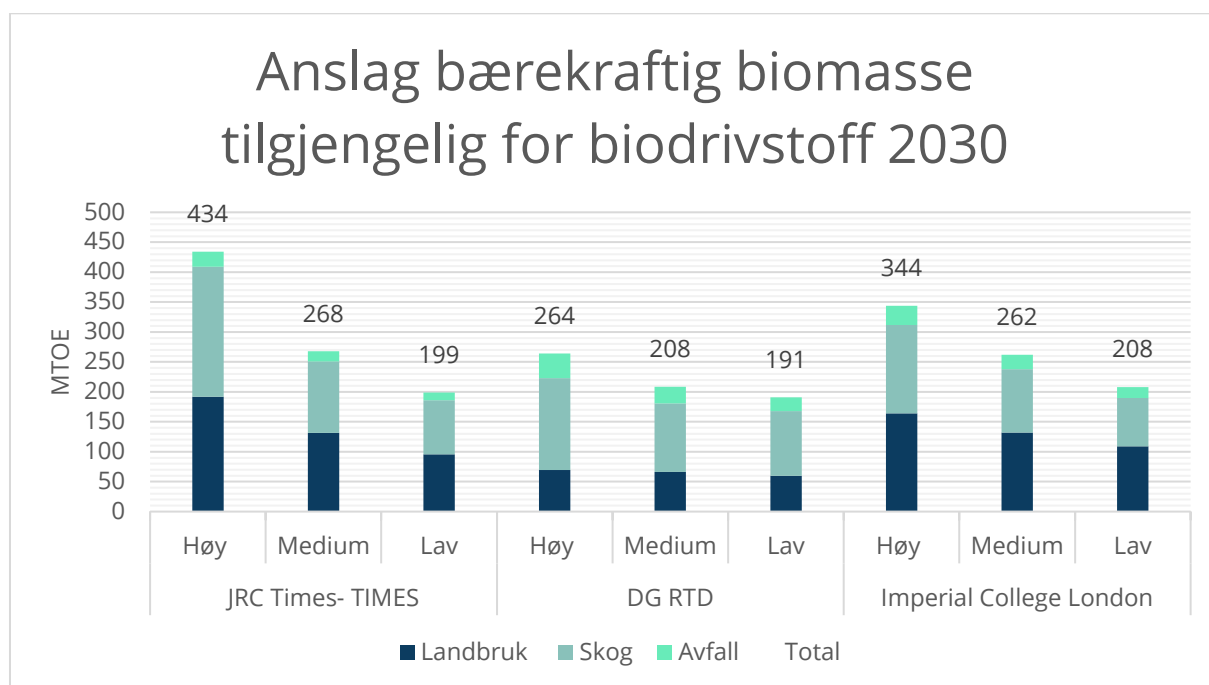
¹² IEA World Energy Outlook 2022 s 277-279

Syntetisk biofuel kan i prinsippet lages av strå og andre planter med mye cellulose gjennom Fisher-Tropsch teknologi etter at råstoffet er gassifisert. Det gir en høy konverteringsrate, men er ikke tilgjengelig.

Figurene nedenfor gir en detaljert fremstilling av råstoffgrunnlaget i Europa. Som vi ser er det JRC-studien som har det største spriket i nedre og øvre anslag for tilgjengelig råstoff. Forfatterne påpeker at det ikke finnes en entydig definisjon av hva som er relevant biomasse. Forskjellen mellom høy, medium og lav tilgang på biomasse er først og fremst et spørsmål om markedets vilje til å få frem biomasse. Deretter er det et spørsmål om hva som anses å være en bærekraftig bruk av ressursene.

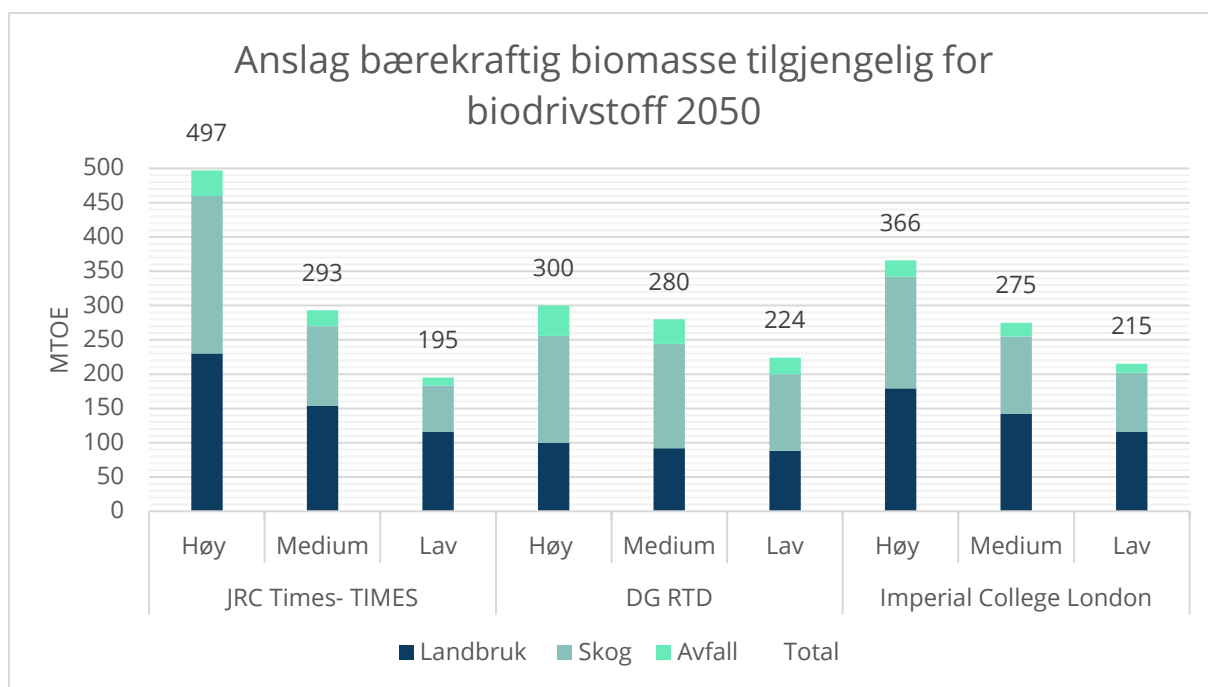
Tilgangen på skogbasert avfall eller råstoff er i tillegg et spørsmål om hvor mye som går til brensel. I Imperial College-rapporten går 25 prosent av trestammen til brensel i det høye alternativet, mens 50 prosent går til ved i det lave alternativet.

Hvor mye landbruksareal som går til produksjon av vekster som kan brukes til energiproduksjon gjør store utslag på mengden råstoff som kommer fra landbruket, i tillegg til det avfallet som oppstår fra dagens produksjon.

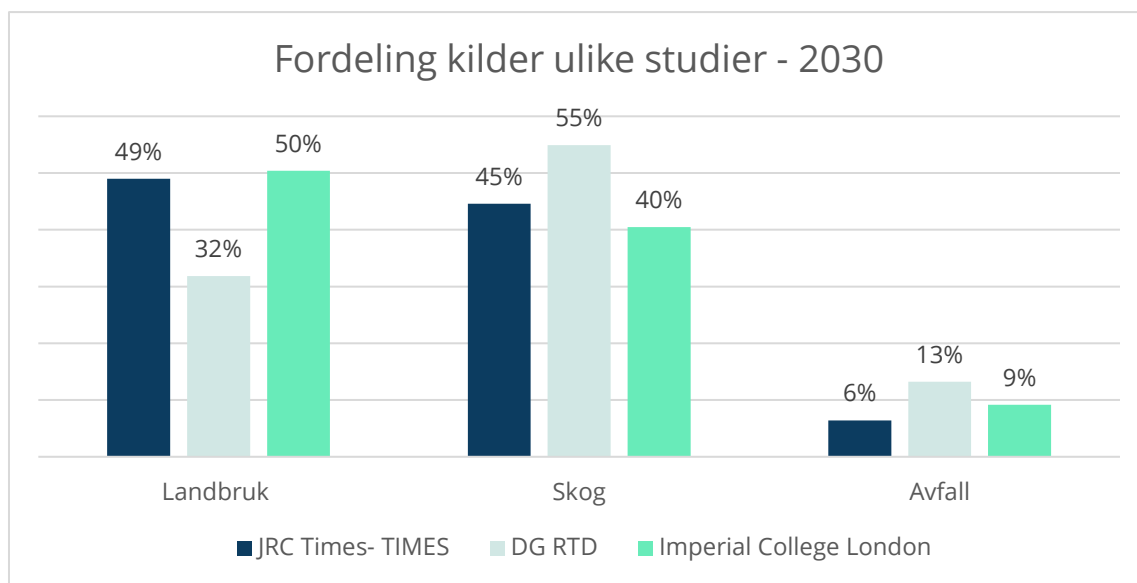


FIGUR 5: ANSLAG BÆREKRAFTIG BIOMASSE TILGJENGELIG FOR BIODRIVSTOFF PRODUKSJON I 2030. DATASETT HENTET FRA IMPERIAL COLLEGE LONDON CONSULTANTS (2021).

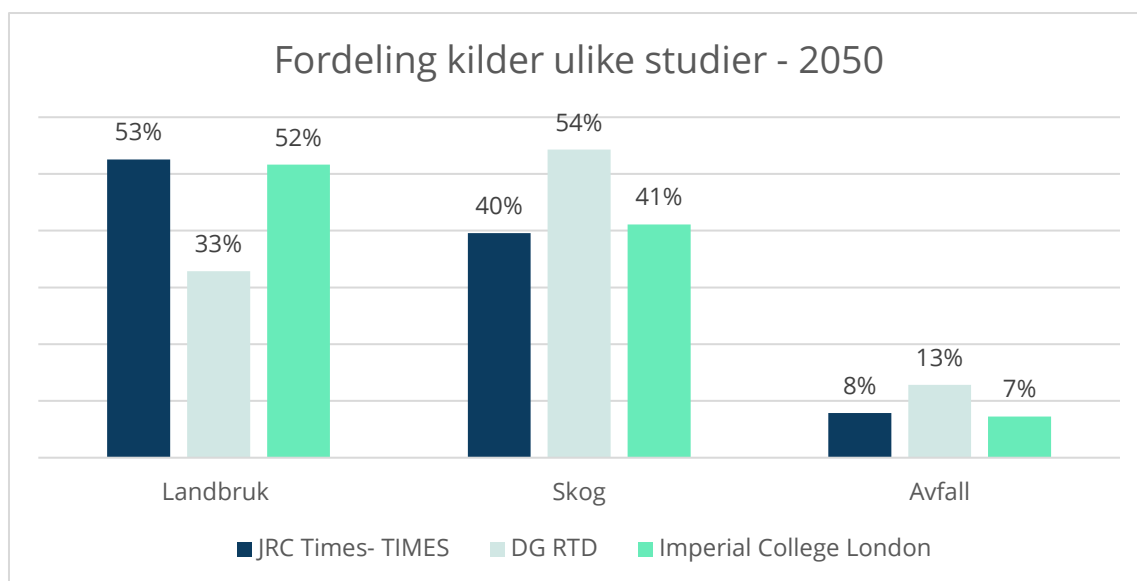
Anslag for 2050 gjengitt i Figur 6. Bildet er relativt likt som i 2030, men det er større avstand i minimumsanslagene.



FIGUR 6: ANSLAG BÆREKRAFTIG BIOMASSE TILGJENGELIG FOR BIODRIVSTOFF PRODUKSJON I 2050. DATASETT HENTET FRA IMPERIAL COLLEGE LONDON CONSULTANTS (2021).



FIGUR 7: PROSENTVIS FORDELING MELLOM HOVEDKILDER TIL BIOMASSE I EUROPA. BASERT PÅ DATASETT FRA IMPERIAL COLLEGE LONDON CONSULTANTS (2021)



FIGUR 8: PROSENTVIS FORDELING MELLOM HOVEDKILDER TIL BIOMASSE I EUROPA. BASERT PÅ DATASETT FRA IMPERIAL COLLEGE LONDON CONSULTANTS (2021)

Oppsummering

Det er bred enighet om at det er et betydelig potensial for produksjon av biodrivstoff i Europa basert på europeisk råstoff. EU-kommisjonen skriver i sitt «Practical implications» av EUFuel Maritime (2021) at det vil være nok råstoff både til å møte behovet i 2030 og i 2050 for hele transportsektoren i Europa.

Men mellom 2030 og 2050 er man avhengig av å få frem nye og mer effektive produksjonsmetoder for å utnytte nye råstoff. Utnyttelsen av både skogsavfall og ulike avlinger av strå og andre vekster med høyt celluloseinnhold forutsettes gå fra null i dag til å bli bærebjelken i biodrivstoffproduksjonen etter 2030.

For å lykkes trengs svært mye kapital til å øke produksjon av kraft, hydrogen og anlegg for å konvertere råstoff til bærekraftige energiprodukter.

Kapitel 2 Pris på biodrivstoff

Markedet for biodrivstoff er globalt, og henger tett sammen med øvrige deler av energimarkedet.

Biodrivstoff inkluderer mange ulike kvaliteter og produktkategorier, vi ser primært på biodiesel av en slik kvalitet at den kan brukes direkte i dagens dieselmotorer og biometan som kan brukes i gassmotorer som drives på LNG. Vi omtaler prisdannelse for HVO, FAME og biogass.

Biodrivstoff spiller i dag en sentral rolle i å kutte utslipp fra veitrafikken, og nesten alt biodrivstoff brukes av vei-gående trafikk. Frem mot 2050 er det ventet at bruken av biodrivstoff vil skifte til de delene av transportsektoren som er vanskeligst å elektrifisere eller ta i bruk annen plasskrevende nullutslippsteknologi. Maritim sektor og luftfart er ventet å bli de store avtagerne av biodrivstoff.

Biodrivstoff er kostbare ressurser sammenlignet med fossile drivstoff. Prisfastsettelse av biodiesel og biogass er forskjellig. Biodiesel-etterspørselen fastsettes i all hovedsak gjennom myndighetsregulering, som den norske omsetningsordningen. Det er lave kostnader forbundet med å transportere biodiesel mellom ulike geografiske markeder, og prisfastsettelsen påvirkes av dette. Dersom det er høy etterspørsel og høy betalingsvillighet i ett geografisk marked, drar det prisen opp på biodrivstoff globalt. Biogassetterspørselen er ikke myndighetsstyrt på samme måte i dag, og transport av biogass mellom markeder er kostbart. Biogassprisene er dermed mye mer regionale, enn biodiesel. Både prisen på biogass og biodiesel er sterkt tilknyttet prisen på henholdsvis diesel og naturgass. Prisnivået bestemmes av prisen på det fossile alternativet, og et prispåslag (ofte kalt "premium") som representerer kjøpers betalingsvillighet for å kutte utslipp. Betalingsvilligheten for å kutte utslipp påvirkes i stor grad av statlig regulering, og er dermed myndighetsstyrt.

For bruk av biogass til buss og lastebiler i Norge er det få tilbydere, og her er det tydelige indikasjoner på at prisstrategien er å følge pumpeprisen på diesel¹³, og ikke prisen på naturgass.

Vi forventer at prisen på biodrivstoff vil fortsette å følge prisen på fossilt drivstoff. Hvor stor prisdifferansen vil være på sikt er vanskelig å estimere, men med all sannsynlighet vil den være betydelig. Det vil være stor konkurranse om biodrivstoff også i 2030 og 2050. Markedet for diesel vil trolig være betydelig større enn biodiesel i 2030 og 2050. Det samme gjelder forholdet mellom markedet for naturgass og biogass. IEAs World Energy Outlook 2022 anslår at det i «netto-null» scenariet vil bli brukt dobbelt så mye naturgass som biogass og tre ganger så mye fossil olje som biobaserte drivstoff i 2050. Dermed er det sannsynlig at prisen på de fossile produktene danner grunnlaget for prisen på de biologiske produktene i 2030 og muligens også 2050. Hvorvidt biodrivstoff vil være konkurransedyktig mot fossile alternativer avhenger av om prisnivået vil ligge over fossilt drivstoff inkludert avgifter og skatter.

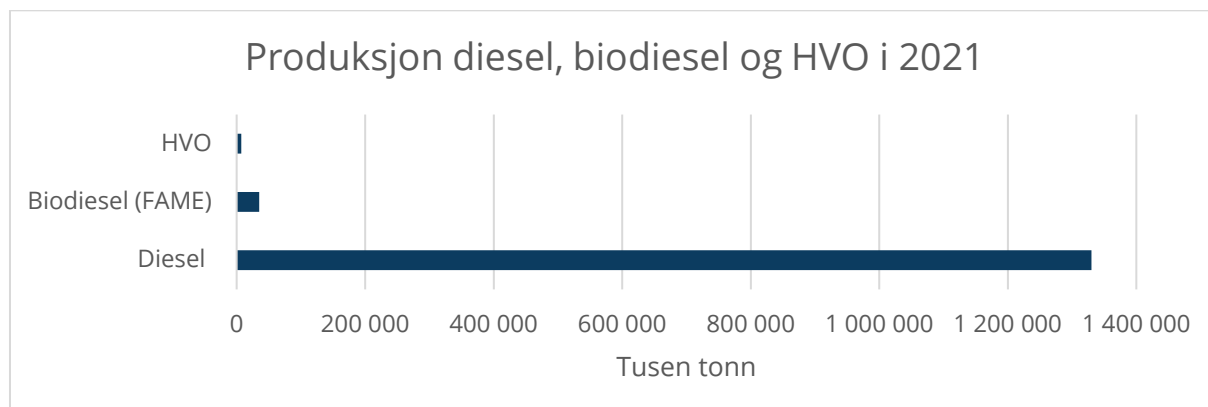
Hvorvidt det vil være konkurransedyktig mot andre bærekraftige lavutslipps energibærere (elektrifisering, hydrogen, ammoniakk osv.) vil variere med bruksområdet. For deler av fiskeflåten er det sannsynlig at biodrivstoff vil være det mest konkurransedyktige null- eller lavutslippsalternativet også i 2030 og 2050, fordi det er så store krav til energitetthet og fordi plass om bord er en begrensende faktor i fiskefartøy.

Hvordan prises biodrivstoff – regulering og tilknytning til oljemarkedet

Biodiesel – hvordan prises HVO

¹³ Stakeholder 2022 Biogass – et marked i rask endring. På oppdrag for Grønt landtranssporprogram

Produksjonen av diesel er mye høyere enn produksjonen av HVO og biodiesel. Figur 9 viser størrelsesforholdene målt i antall tonn produsert vanlig diesel, biodiesel og HVO i 2021. Dieselproduksjonen er nesten 170 ganger større enn produksjonen av HVO globalt.



FIGUR 9: KILDER ER IEA, BP STATISTICAL REVIEW

HVO og diesel er perfekte substitutter, så dieselpriisen har en veldig sterk påvirkning på HVO. I en verden uten noen form for reguleringer, avgifter eller betalingsvillighet for klimavennlige løsninger ville prisen på de to produktene vært den samme.

Det er betydelig grad av reguleringer og avgifter som preger dette markedet, og prisen på HVO er mye høyere enn diesel. Gjennom intervjuer med to ledende aktører i det norske drivstoffmarkedet får vi bekreftet at prisen på HVO settes med utgangspunkt i dieselpriisen, med et påslag. Dette påslaget varierer, og representerer differansen mellom de to produktene. I realiteten fungerer dermed dieselpriisen som et utgangspunkt for fastsettelse av prisen på HVO. Det samme gjelder øvrig biodiesel, selv om det ikke er et perfekt substitutt for diesel.

I Norge er det ikke en avgift eller en skatt, men et krav, som anvendes for å stimulere til bruk av biodiesel. Det innebærer at det skal selges en viss andel biodrivstoff, uavhengig av hva det måtte koste. Slike typer krav får stor påvirkning på biodiesel-prisen, fordi alternativkostnaden til kjøperne (omsetter av drivstoff) er en eller annen form for bot.

Figur 10 viser prisutvikling på biodiesel, HVO og diesel i Europa (levert på skip) uten avgifter. Biodiesel er her representert av FAME 0¹⁴ og UCOME. FAME 0 er ikke avansert, men tilfredsstillende RED 2 kravene med minimum 57 % CO₂ besparelse sammenlignet med diesel. Det er det billigste alternativet. UCOME anses som avansert i henhold til RED 2, og er dermed noe dyrere enn FAME 0. Årsaken er at UCOME kan dobbelt telles i store markeder som Nederland, UK og delvis i Norge¹⁵. HVO er det dyreste, fordi HVO er det eneste som kan brukes til å oppfylle omsetningskrav ut over 7 prosent.

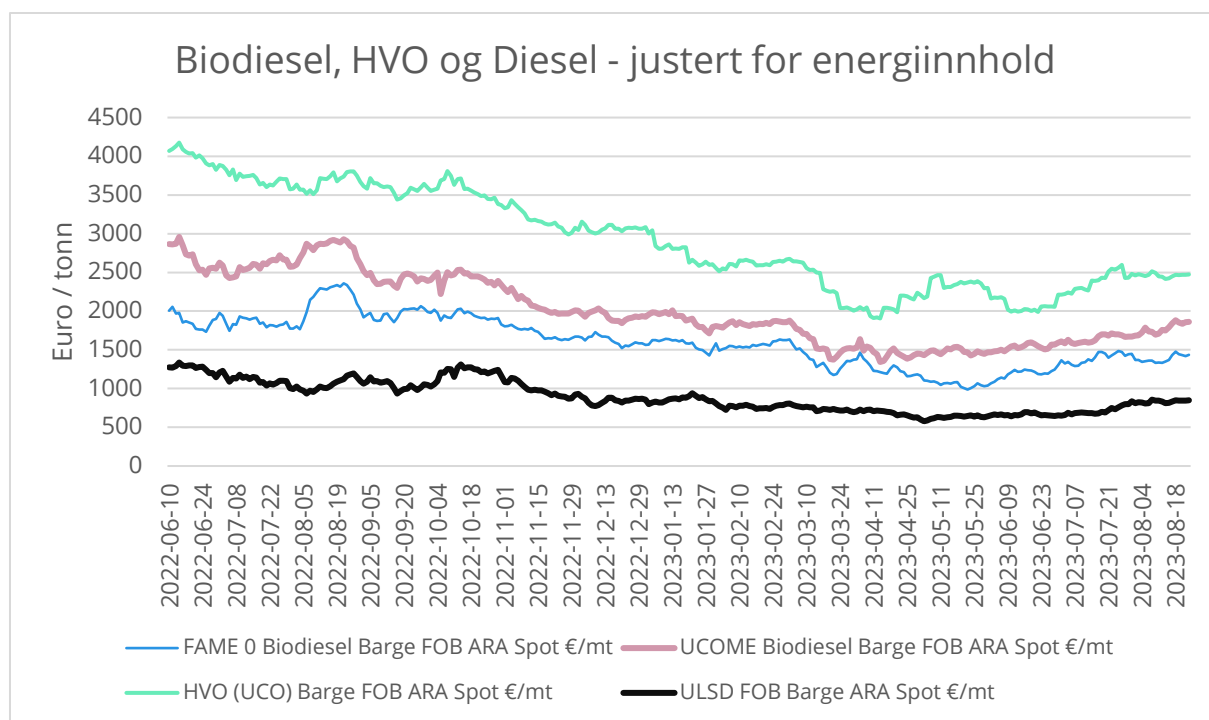
Prisene fluktuerer betydelig i perioden vist i grafen under, og hvert produkt har sine egne variasjoner som fremstår uavhengig av hverandre. Politiske forhold og regulering, leverandørkjedefragmentering, sesongvariasjoner, og mye mer spiller inn i det korte bildet. På lengre sikt er prisene derimot sterkt knyttet sammen. Det er tydelig at de beveger seg i samme mønster over tid.

¹⁴ FAME 0 er sammervarianten av denne dieseltypen

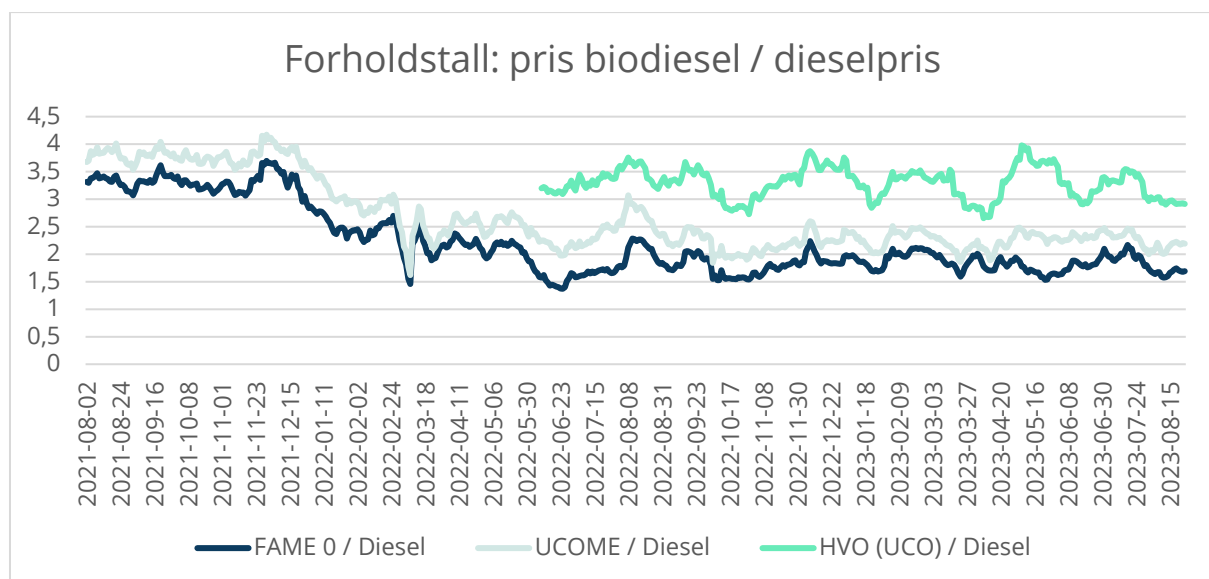
¹⁵ I Norge teller avansert biodrivstoff utover delkravet på 12,5 prosent dobbelt i omsetningskravet for veitrafikk. Dobbelttelling innebærer at en liter avansert biodrivstoff teller som to liter konvensjonelt biodrivstoff.

Prisforskjellen målt mot diesel er betydelig, men varierer også mye. For FAME og UCOME har vi tidsserier tilbake til august 2021. Forholdet har i den perioden variert fra opp mot 4 for UCOME og ned til 1,6. HVO prisserien er kortere, og har variert fra 4 til 2,6 i forhold til dieselpriisen. Men i hele perioden er HVO vesentlig dyrere enn UCOME og FAME. Figur 11 viser utviklingen.

Både HVO og FAME er myndighetsstyrte markeder, som er tett knyttet til diesel. Det er myndighetene som gjennom sine ulike former for reguleringer av etterspørsel som i all hovedsak skaper prisforskjellen mellom fossil diesel og biodiesel.



FIGUR 10: PRISER FRA QUANTUM INTELLIGENCE. PRISENE ER FOR LEVERANSER PÅ BÅT TIL AMSTERDAM, ROTTERDAM, ANTWERPEN. STAKEHOLDER HAR JUSTERT PRISENE FOR ENERGIINNHOOLD. DETTE ER PRIS FØR AVGIFT.



FIGUR 11: PRISFORHOLD MELLOM FAME, UCOME OG HVO OG DIESEL, PRISER LEVERT AV QUANTUM INTELLIGENCE. PRISER ER JUSTERT FOR ENERGIINNHOOLD.

Biogass – hvordan prises biometan

Biometan prises på en annen måte enn biodiesel, for det første er det ikke noen omsetningskrav til å definere en etterspørsel, og for det andre er det kostbart å transportere biometan. Resultatet er at det oppstår regionale markeder. I noen regionale markeder er det transparente gasspriser, og biogasspriser. I andre markeder, deriblant Norge og Sverige, er det ikke et transparent marked for gass eller biogass. Det er mye større regionale prisforskjeller for biogass, enn for biodiesel.

I en rapport Stakeholder AS skrev for Grønt Landtransportprogram høsten 2022 ble biogassmarkedet i Norge studert i detalj¹⁶. En hovedutfordring i arbeidet med den rapporten var tilgang på biogasspriser.

Rapporten fokuserte på tungtransport, og prisen en transportør må betale på «pumpa» for biogass.

I geografiske markeder med en godt utbygd naturgassinfrastruktur vil prisen på biometan tilsvare prisen på naturgass pluss et eventuelt pris-premium, fordi biogass ikke medfører utslipp av klimagasser. Slik er det for eksempel i Tyskland, men ikke i Norge.

Det er heller ingen kjent spotpris for biometan i Norden, eller et futuresmarked.

I september 2022 prises biogass på pumpen i Norge litt lavere enn tilsvarende energimengde i diesel. Dette avspeiler markedsstrategien til den viktigste aktøren på det norske markedet, Gasum, som i 2019 overtok AGA i Norge. Kort sagt er strategien å bygge opp markedet for biogass til transport på land, fordi det er der betalingsviljen har vært høyest i en tid der prisen på naturgass i Europa var relativt lav.

Basert på observerte pumpepriser og samtaler med aktører kunne vi slå fast at det norske biogassmarkedet ikke er integrert med det europeiske gassmarkedet.

Det er imidlertid oppstått en usikkerhet om dette vil vare ved. Scandinavian Biogass, som blant annet eier Biokraft på Skogn, inngikk i juni 2022 en avtale med det tyske selskapet Alternoil¹⁷ om å levere 8 000 tonn biometan i 2024 og 11 500 tonn biometan fra 2025 til 2030 til en verdi av 2,7 milliarder SEK. Det gir en pris som avspeilte prisen på i det europeiske gassmarkedet på det tidspunkt da avtalen ble inngått, som var langt over biogassprisene vi observerte i Norge eller Sverige.

I en pressemelding 5. oktober¹⁸ går det frem at prisen inngått med leverandører i det skandinaviske markedet i nye avtaler vil ligge mellom 129 €/MWh og 165 €/MWh inklusive produksjonsstøtte, mot en gjennomsnittlig oppnådd pris på 83€/MWh i første halvår 2022. Det er en prisoppgang på 55-99 prosent.

Ifølge pressemeldingen er prisen med Alternoil på 2700 SEK/MWh, eller 248 €/MWh, som er en veldig høy pris sammenlignet med hva biogass selges for i Norden på tilsvarende tidspunkt.

Basert på informasjon i pressemeldingen ligger prisen på cirka 230 euro/MWh, eller 35 SEK/kg, etter våre beregninger. Det inngår en opsjon om å doble volumet i leveransen.

¹⁶ <https://www.nho.no/samarbeid/gront-landtransportprogram/artikler/biogassrapporten-er-her-12-prosent-av-norsk-lastebilflate-pa-biogass-i-2030---og-enda-flere-pa-el-spar-analysebyra/>

¹⁷ [Scandinavian Biogas Nyheter - Scandinavian Biogas](#)

¹⁸ [Scandinavian Biogas News - Scandinavian Biogas](#)

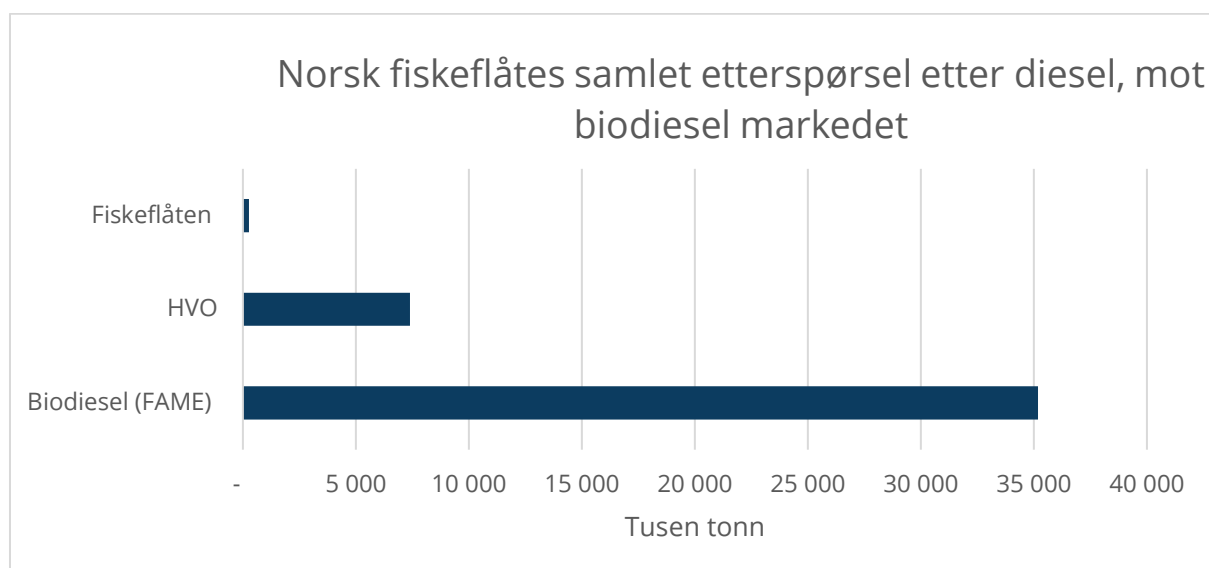
En annen aktør forteller om et tilbud på en femårskontrakt med en bruttopris på 3 euro/kg og cirka 2,40 euro/kg etter omgjøring til væske og frakt til Tyskland. Også denne kontrakten har oppstart noen år frem i tid.

Dette viser at europeiske aktører var villige til å sikre seg biogass frem til 2030 på en langt høyere pris enn det som gis i det norske markedet, fordi prisen på naturgass i Europa i 2022 på det tidspunktet var svært høye. Gassprisen var så høy at biogassproduksjon var lønnsom selv uten avgifter, og så høy at det lønnet seg å skipe gass fra Norge til Europa.

HVO produksjon og fiskeflåtens drivstoffetterspørsel

Det globale markedet for HVO er betydelig større enn den norske fiskeflåtens samlede etterspørsel etter drivstoff. Figur 12 viser etterspørsel etter diesel fra den norske fiskeflåten sammenlignet med produksjonen av HVO og biodiesel i 2021. HVO markedet alene er over 30 ganger større en det samlede dieselforbruket i fiskeflåten, og HVO-produksjonen globalt er raskt økende.

HVO produksjonen er forventet å stige betydelig frem mot slutten av dette tiåret, og forbruket til den norske fiskeflåten er forventet å holde seg mer eller mindre stabilt. Fiskeflåtens samlede drivstoffetterspørsel vil utgjøre en stadig mindre andel av det totale markedet for HVO i årene som kommer.



FIGUR 12: KILDER ER IEA OG STAKEHOLDER 2022

I teorien er det nok HVO til å dekke flåtens samlede behov. Men HVO er en knapp ressurs som prises betydelig høyere enn diesel. Det er høy betalingsvillighet og konkurranse om volumene HVO. I praksis innebærer dette at dersom fiskeflåten kollektivt skulle bestemme seg for å kun bruke HVO, vil prisen på HVO høyst sannsynlig øke. I tillegg vil fiskeflåten trolig få en reell logistikkutfordring. Men hvis pris ikke var et tema, er det sannsynlig at fiskeflåten kunne skaffet til veie de nødvendige HVO-volumene i løpet av relativt kort tid via de aktørene som i dag leverer drivstoff til flåten.

Dette illustrerer at det ikke er de fysiske mengder biodrivstoff som setter begrensningene for fiskeflåten. Det er markedet, prisen på biodrivstoff, som setter begrensningene for fiskeflåtens bruk av biodrivstoff. Pris er en helt avgjørende begrensning for fiskeflåten, så det spiller liten rolle om biodrivstoffet er tilgjengelig når det er så dyrt å bruke.

HVO kan likevel vise seg å være den billigst tilgjengelige løsningen for store reduksjoner i klimagassutslippet fra fiskeflåten også i fremtiden. Vi skal se nærmere på andre alternativ i kapittel 6.

Konkurransedyktig biodrivstoff

Differansen mellom HVO og diesel etter avgifter må bli mye mindre enn den er i dag dersom biodrivstoff skal være et tilgjengelig klimavirkemiddel som næringen «frivillig» tar i bruk. Når dieselpriis pluss avgifter er tilnærmet lik prisen på HVO vil næringen bytte fra fossil diesel til HVO. Det kan være lønnsomt å bytte selv om HVO er betydelig dyrere enn diesel, dersom det er andre kommersielle insentiver for å drive uten utslipp. Dette er for eksempel tilfellet i deler av anlegg og transportbransjen. Avveiningen for en reder vil se om lag slik ut:

Dieselpriis inkludert avgifter versus HVO-priis fratrasket kommersielle markedsbaserte fordeler

Kommersielle markedsbaserte fordeler kan være at man stiller sterkere i en anbudskonkurranse; at man kan prise produktene høyere; eller at man på en annen måte sikrer seg et konkurransefortrinn. For fiskerinæringen er det så vidt vi kjenner til ingen kommersielle markedsbaserte fordeler ved å kutte klimagassutslipp i dag. Det gir ingen fordeler ved tildeling av fiskekvoter (noe som kunne vært mulig); det er antagelig svært vanskelig å ta en høyere pris per kilo for «nullutslippsfisk» og omdømmeverdien av å operere med nullutslipp for en reder er trolig relativt marginal.

Som beskrevet over har HVO-prisen siste året vært om lag 2-3 ganger høyere enn dieselpriisen - målt i kr har prisdifferansen vært mellom 10 og 17 kroner det siste året. Dagens CO₂-avgift er 952 kroner per tonn, 2,53 kroner per liter. En CO₂-avgift på 2 000 kroner per tonn, som er varslet i Norge i 2030, vil utgjøre 5,32 kroner per liter. Da er vi fortsatt langt unna en situasjon der HVO er konkurransedyktig med diesel, det vil kreve en CO₂-avgift på godt over 4 000 kroner per tonn.

Økt bruk av biodrivstoff

Det er hovedsakelig tre områder som må endres for å øke den frivillige bruken av biodrivstoff i fiskerinæringen.

- Prisdifferansen før avgifter mellom biodrivstoff og diesel må reduseres
- Avgiftene på diesel må økes
- Det bør bli lønnsomt levere fisk med lave klimagassutslipp

I denne rapporten konsentrerer vi oss om det første punktet, altså om hvordan vi vurderer prisdifferansen mellom diesel og biodiesel før avgifter frem mot 2030 og 2050. Prisdifferansen settes i markedet mellom kjøpere og selgere av biodrivstoff, og påvirkes av mange ulike faktorer. Lag på lag med elementer påvirker prisdifferansen og det er et komplisert og sammensatt bilde. Myndighetsregulering spiller en veldig stor rolle i 2023, og slik vil det være i mange år fremover. Myndighetskravene definerer etterspørselssiden i dette markedet og bestemmer langt på vei volumet som etterspørres å kort sikt. I neste omgang vil høyere priser utløse større produksjon av HVO, men begrenset av den tilgjengelig råstoff-basen og farten i teknologiutviklingen.

Tilbudssiden av markedet består av en mengde små og store energiselskaper. Produksjonskostnadene hos disse selskapene består av operasjonelle kostnader, kapitalkostnader og råstoffkostnader. Prisdifferansen mellom biodiesel og diesel settes, som i alle andre markeder, der selger møter kjøper.

Siden kjøperne i biodieselmarkedet er bundet av myndighetsreguleringer, kan vi anta at selgerne har relativt gode forhandlingskort. Samtidig er markedet så stort, og produktene så homogene,

at vi må anta at konkurransen er hard mellom tilbyderne. Større endringer i produsert volum i markeder med regulert, eller veldig stabil, etterspørsel, har en tendens til å føre med seg kraftige prissvingninger. Kjøpernes etterspørsel påvirkes i liten grad av pris, så en økning av produsert volum fører til kraftige prisreduksjoner, og en reduksjon i produsert volum fører til kraftige økninger i pris. Det samme gjelder for etterspørselen, relativt små endringer fører til store svingninger. Oljemarkedet fungerer på den måten, det gjør også biodieselmarkedet.

Produksjonsvolumet påvirkes av markedsutsiktene: produsentenes forventinger om etterspørsel og pris, samt utvikling i produksjons- og distribusjonskostnader.

Vi skal se nærmere på kostnadene knyttet til teknologi og råstoff, som utgjør det vi kaller for **produksjonsveier**. Vi skal beskrive både dagens kommersielle produksjonsveier og produksjonsveier, som er i en utviklingsfase. Dette er særlig viktig fordi det gir en indikasjon på hvor store volum av biodrivstoff som kan produseres bærekraftig i fremtiden. **Vi ser også på kommersiell og finansiell utvikling blant biodrivstoff-produzentene**, her er det en bevegelse mot at de aller største globale energiselskapene tar stadig større posisjoner i bransjen. Det er viktig for kommersiell utvikling på kort sikt, finansieringsevne og for FOU-innsatsen. I tillegg skal vi se på hva som er **forventet etterspørsel** i Europa og globalt mot 2030 og 2050, forventet drevet frem av myndighetskrav.

Hvorfor se på produksjonskostnader? Produksjonskostnad gir en indikasjon på hva som kan gjøres tilgjengelig av biodrivstoff til en gitt forventet markedspris. Dersom produksjonskostnadene er lik eller lavere enn det produsentene forventer markedsprisen vil være, vil de investere i ny produksjon og gjøre nye volum tilgjengelige. Økt volum av biodrivstoff vil, alt annet likt, redusere påslaget utover fossile energipriser, som vi i dag må betale for biodrivstoff.

Biodrivstoffproduksjon – kostnader for produksjon

Figur 13 viser prisdifferansen mellom råstoffet Used Cooking Oil (UCO) og HVO, det er en indikasjon på inntektsgrunnlaget til en HVO-produsent som anvender UCO som råstoff. Det er store svingninger i prisdifferansen, fra rett under 2000 euro per tonn, til under 800 euro.

Vi har ikke eksakte tall for økonomien til HVO-produsentene, men basert på tall fra IEA Bioenergy¹⁹, samt årsrapport til Renewable Energy Group²⁰ (en stor amerikansk produsent) kan vi anta at mellom 60 til 85 prosent av kostnadene til en HVO-produsent er råstoffkostnader. Andelen varierer trolig mellom produsentene, og den svinger nok kraftig hos hver enkelt produsent i takt med prisen på råstoffet som benyttes. Når råstoffprisen er høy, utgjør råstoff en stor del av kostnadene, når råstoffprisen er lav, utgjør den en lavere andel av kostnadene. Øvrige kostnader som lønn, finansiering og andre kostnader er mer stabile over tid.

Figur 14 er et estimat som illustrerer driftsmarginen ved HVO-produksjon basert på UCO, hvor vi har antatt at råstoff utgjør 72,5 prosent av kostandene. Vi antar en yield på 90 prosent. Vi antar også for enkelhetens skyld at produsenten kun får ut HVO av prosessen, men i realiteten vil anlegget også produsere nafta, propan og andre våtgasser. Dette er små sidestrømmer, som også har stor verdi som lavutslippsprodukter. Det har trolig vært relativt lønnsomt å produsere HVO i perioden vi har data for, marginen i vårt estimat svinger fra nesten 40 prosent til 16 prosent. Figuren er en illustrasjon, men den gir noen viktige innsikter:

¹⁹ https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41_CostReductionBiofuels-11_02_19-final.pdf

²⁰ https://www.regi.com/filesimages/esg/FINAL_REG_ESG%202021_5.pdf

- Produksjonskostnad ser ikke ut til å gi noen vesentlige føringer for priser, i alle fall ikke i det korte bilde.
- Med dagens prisdifferanse er det trolig lønnsomt å produsere HVO fra UCO, men marginene svinger kraftig.
- Produksjonskostnaden for HVO avhenger av råstoffprisen, som er egne markeder med en egen dynamikk.

Denne illustrasjonen tar utgangspunkt i en produsent som benytter UCO, men vi kan anta at det samme gjelder produsenter som i utgangspunktet benytter slakteavfall, eller andre råstoffstrømmer. Som hovedregel reflekterer prisen på HVO bærekraftegenskapene til råstoffet. Det er kun et fåtall av råstoffene hvor det finnes markedspriser, men vi kan anta at råstoff der det ikke finnes markedspriser, er tilknyttet prisene på andre råstoff som er offentlig tilgjengelig.

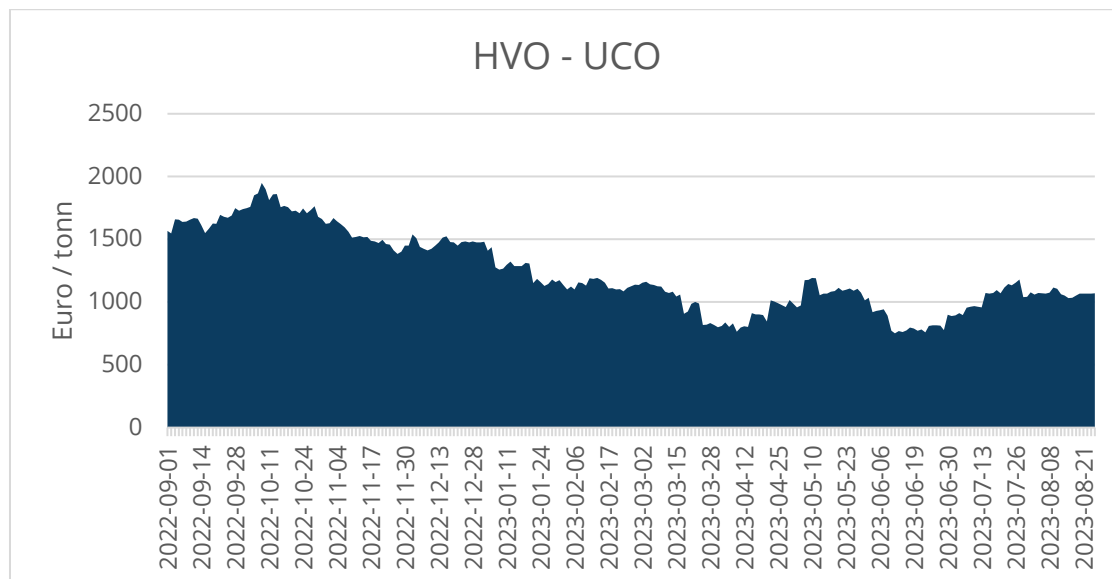
Utløser dieselprisen alene HVO-produksjon?

I Europa høsten 2022 var naturgassprisen så høy at biogassproduksjon var lønnsom uten noen form for avgifter eller prispremium. Prisen på naturgass i seg selv kunne utløst investeringer i nye biogassanlegg. Hvordan ser dette ut for HVO-produksjon, er det lønnsomt å produsere HVO dersom det selges til samme pris som diesel?

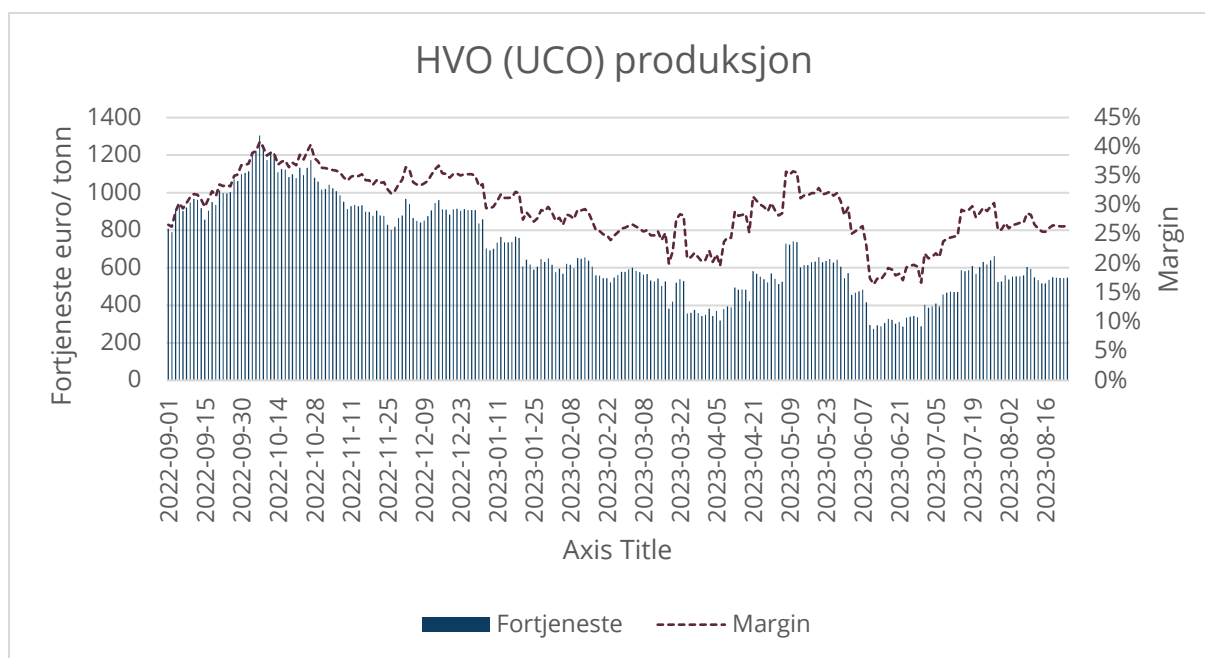
Svaret på det, i den tidsperioden vi har data for, er et tydelig nei, hvis vi legger markedsprisen på UCO (brukt frityrolje) til grunn.

Figur 15 viser differansen mellom dieselpris uten avgifter og produksjonskostnader for HVO. Den laveste differansen er rett under minus 500 euro per tonn, og den høyeste er rett over minus 1100 euro per tonn. Dieselprisen alene vil ikke utløse noe HVO-produksjon. Biodieselprodusentene er helt avhengig av avgifter, omsetningskrav eller andre reguleringer for å sikre en pris som er vesentlig høyere enn fossil diesel.

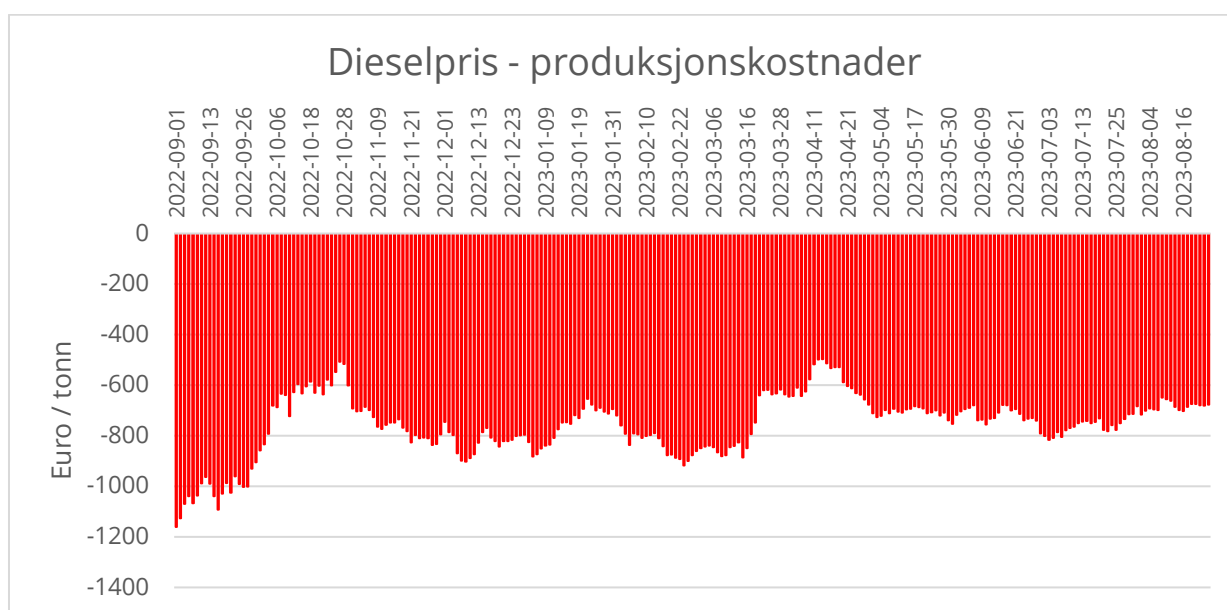
Når det er sagt, vet vi ikke hvor lavt leverandørene av UCO ville vært villige til å gå, hvis etterspørselen falt betydelig. Men det er grunn til å tro at jo mer UCO markedet trenger, jo mer må HVO-produsentene være villig til å betale for å få samlet inn dette råstoffet.



FIGUR 13: PRISDIFFERANSE MELLOM HVO OG UCO (USED COOKING OIL). PRISDIFFERANSEN UTGJØR INNETEKSTGRUNNLAGET TIL HVO PRODUSENTE. UCO FOB ARA SPOT, HVO (UCO) BARGE FOB ARA SPOT. KILDE: PRISDATA FRA QUANTUM INTELLIGENCE



FIGUR 14: ESTIMAT MARGIN FOR HVO PRODUKSJON BASERT PÅ UCO. ANSLÅR AT RÅSTOFF (UCO) UTGJØR 72,5 % AV KOSTANDENE, EN YIELD PÅ 90 % OG INGEN ANDRE SIDESTRØMMER EN HVO. KILDE: PRISDATA QUANTUM INTELLIGENCE



FIGUR 15: DIFFERANSE MELLOM ESTIMAT KOSTNADER FOR HVO PRODUKSJON BASERT PÅ UCO OG DIESELPRIIS. KILDE PRISDATA ER QUANTUM INTELLIGENCE.

Industriell og kommersiell utvikling i biodrivstoffmarkedet

Forretningsmodell og økonomi til en biodrivstoffprodusent

Biodrivstoffprodusenter driver samme type virksomhet som det man i olje og gassindustrien kaller raffinering. De tilegner seg et råstoff med høyt energiinnhold som de gjennom en industriell prosess omdanner til energiprodukter. De tjener penger ved å skaffe råstoff så billig som mulig, omdanne det til produkter så effektivt som mulig, og selge det i markedet til så høy pris som mulig.

Forenklet kan vi si at det er tre hovedkategorier av kostnader for biodrivstoffproduksjon: Råvarer, produksjonsprosess og logistikk/salg. For råvarer er det sentrale spørsmålet: Hvor mye koster det (per energi enhet) å skaffe råvarene til produksjonsanlegget? Det består både i å innhente og utvinne råstoffet samt transportere det til produksjonsanlegg. For produksjonsprosessen er det sentrale spørsmålet: Hvor mye koster det å omdanne energien i råstoffet til et anvendbart biodrivstoff, og hvor mye av energien kan konverteres fra råstoff til drivstoff (yield)? Logistikk og salg handler om å effektivt distribuere volum til markedet, samt å gjennomføre handler som sikrer høyest mulig pris for produktene.

I hovedsak er det tre områder som biodrivstoffprodusentene må jobbe med for å redusere kostandene: Råstofftilgang, produksjonsprosess og distribusjon/salg.

For alle disse store områdene er det en rekke aktiviteter som aktørene jobber med for å produsere og levere mer biodrivstoff til en lavere kostnad og høyere verdi. Som for andre industrielle prosesser handler dette om FOU, teknologisk og kommersiell innovasjon, og logistikk for gjennomføring av aktiviteter i stor skala. De ulike produksjonsveiene er på svært ulike stadier i sitt livsløp, dermed varierer potensialet for kostnadsreduksjoner, som følge av teknologisk og kommersiell innovasjon.

Biodrivstoffprodusentene er eksponert for to ulike markeder – markedet for råstoff og markedet for drivstoff. Innad i disse to hovedgruppene av markeder finnes det en rekke delmarkeder. På den ene siden er det markedene for råstoff, som UCO (Used Cooking Oil) og Soya. På den andre siden er det markedet for produktene, som HVO eller nafta.

Disse markedene kan henge sammen, men de kan også operere relativt ulikt. På råstoffsidens er det noen store globale markeder, som markedet for soya eller andre store landbruksprodukter, men det er mange andre råstoffer der det ikke finnes en direkte anvendbar markedspris. I noen tilfeller kan en drivstoffprodusent få betalt for å håndtere råstoff som en tredjepart anser som avfall, for eksempel kloakkslam eller matavfall.

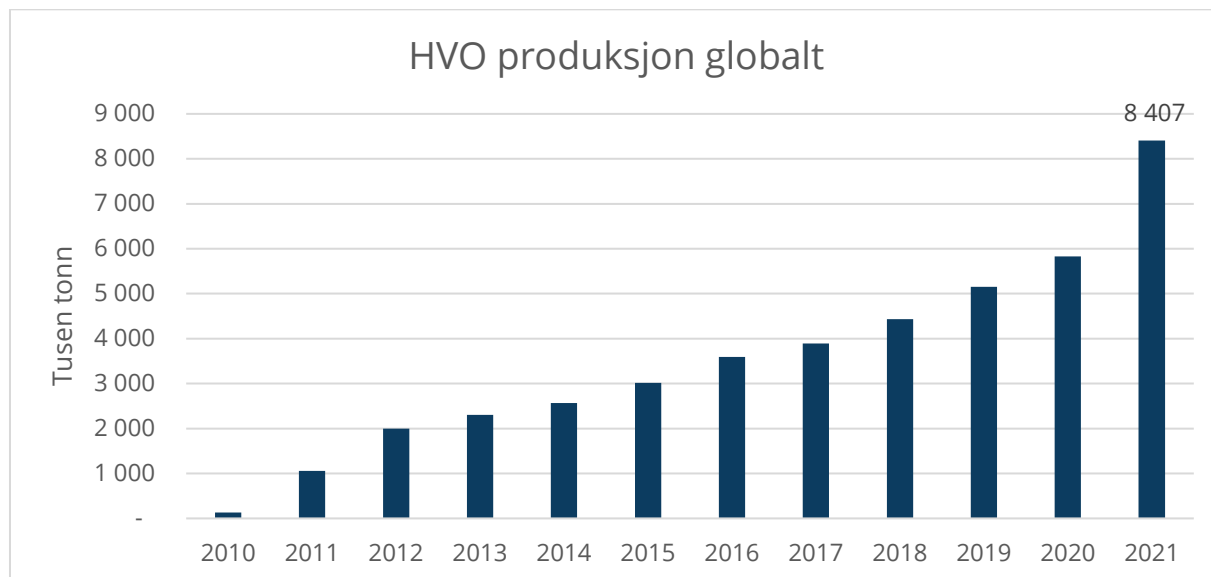
Dagens produksjonskapasitet biodiesel (HVO) og forventet økning

Det er usikkert hvordan produksjonen vil utvikle seg framover, men Det internasjonale energibyråets (IEA) anslår at forbruk av HVO vil øke betydelig mot 2027. I IEA siste rapport fra desember 2022²¹ er produksjonen av HVO beregnet til 8,4 mill tonn i 2021. En kraftig vekst fra et

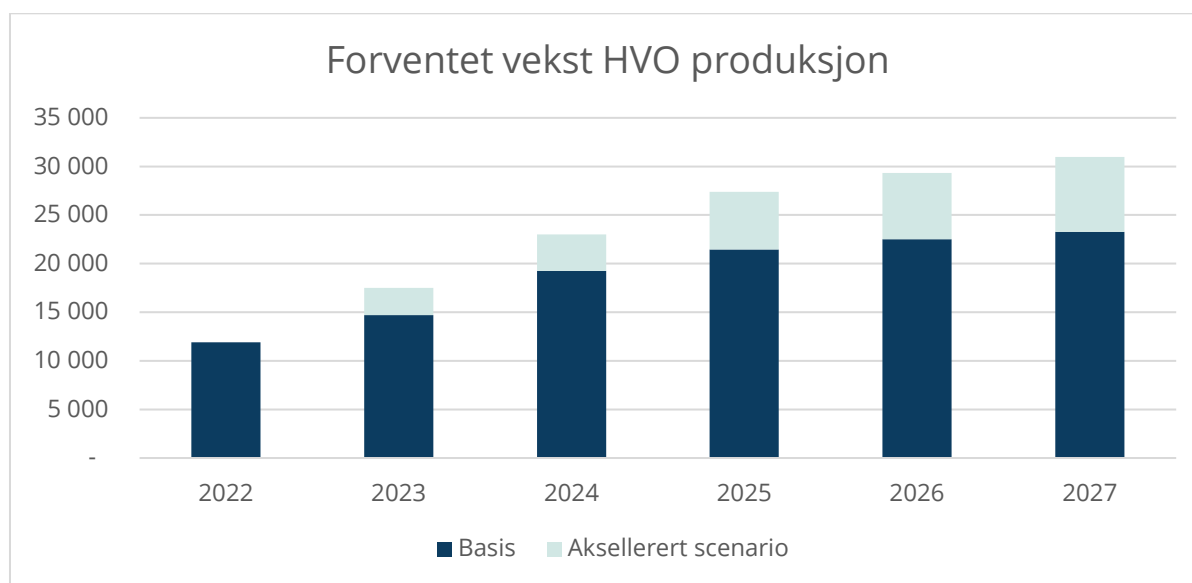
²¹ IEA Renewables 2022

nivå nær null i 2010. IEA forventer at produksjonen vil stige til mellom 23,2 og 30,9 mill tonn allerede i 2027.

Det er viktig å påpeke at en andel av HVO-dieselen i denne oversikten ikke oppfyller EUs og Norges krav til avansert biodrivstoff, da det kan være laget på palmeolje, soya eller andre råstoff med høye risiko for arealbruksendringer etc.



FIGUR 16: HVO PRODUKSJON GLOBALT, KILDE IEA



FIGUR 17: FORVENTET PRODUKSJONSVEKST MOT 2027. KILDE IEA.

Tilbudskurve biodrivstoff

I mange råvaremarkeder, som markedet for biodrivstoff, er det betydelig konkurranse og produktene er homogene. Det er en markedsituasjon der man kan argumentere for at prisene på lang sikt vil bestemmes av tilbyderens marginalkostnad (grensekostnad) og forbrukernes etterspørsel. Kobler vi forventet produksjonsvolum med forventet marginalkostnad kan vi etablere en tilbudskurve for biodrivstoff. Den tilbudskurven kan gi en indikasjon på hvordan prisen vil settes i markedet gitt ulike etterspørselsscenarioer.

Dette er en øvelse med betydelig grad av usikkerhet. Det er ingen som i 2023 kan anslå hva marginalkostnadene for alle biodrivstoffprodusentene i 2030, eller hvilket volum vi vil ha tilgjengelig på ulike kostnadsnivåer. Det er ikke mulig fordi A) vi kjenner ikke teknologiutviklingen som vil skje, og B) vi kjenner ikke prisen på råstoff, en sentral kostnadskomponent i alle teknologiene. En illustrasjon: Når man startet å produsere biodiesel fra brukt frityrolje hadde frityroljen en negativ verdi (en restaurant måtte kvitte seg med avfall), i dag prises brukt frityrolje høyere enn jomfruelig oljer. Det samme kan åpenbart skje med andre råstoff kategorier, som i dag har svært lav eller negativ verdi²².

I tillegg er utviklingen av biodrivstoffmarkedet svært avhengig av stabile og støttende rammevilkår, her er det også usikkerhet. Og sist, men ikke minst, generell økonomisk usikkerhet, høy inflasjon, høye renter osv. påvirker investeringsviljen i denne industrien på lik linje med alle andre. Biodrivstoffprodusenter står overfor betydelig teknologisk, markedsmessig, politisk, og finansiell usikkerhet.

Utgangspunktet vårt for analysen er to rapporter som tar for seg henholdsvis kostnadsnivået for bioenergi produksjon og forventet tilgang på bærekraftig biomasse i Europa.

For **kostnadsnivå** har vi benyttet IEA Bioenergy rapporten *“The Role of Renewable Transport Fuels in Decarbonizing Road Transport, Production Technologies and Costs 2020.”* Tallgrunnlaget i rapporten er basert på intervjuer med over 90 selskaper som er involvert i utvikling av et bredt spekter av nye teknologier for bio energi produksjon, og andre offentlige studier som omhandler samme tema. Kostandene er normalisert ved å anta en kapitalkostnad på 10 prosent, levetid på 15 år, at anleggene er i drift 8 000 timer per år, og har en produksjonskapasitet på 200 MW. Kostnadene er fordelt mellom kapitalkostnader, operasjonelle kostnader og kostander til råstoff. I vår analyse bruker vi kun operasjonelle kostander og kostnader til råstoff, fordi vi er opptatt av produsentenes variable kostnader for å lage tilbudskurven (marginale kostnader).

For forventet tilgang på **bærekraftig biomasse** i Europa har vi benyttet rapporten «Sustainable biomass availability in the EU, to 2050» skrevet av Imperial College Consultants i 2021. Den studien er omtalt i detalj i seksjonen som omhandler biomasse potensial i Europa i denne rapporten.

Det er vanskelig å anslå hvilke produksjonsteknologier som vil være kommersielt operative i 2030 og 2050. Vi har valgt å etablere en tilbudskurve basert på de teknologiene som ifølge Imperial College rapporten gir høyest utnyttelse av biomassen som Europa har tilgjengelig. Vi benytter gjennomsnittet av høy / lav scenarioet de har etablert. Et viktig forbehold: Anslaget forutsetter at all økonomisk tilgjengelig bærekraftig biomasse brukes til biodrivstoff (gass og flytende), i realiteten bruker kraftsektoren, industrien og andre en god del biomasse. Med andre ord: det reelle tilbudet av biodrivstoff vil være lavere enn hva vi skisserer i tilbudskurvene under.

Marginalkostnaden vi har lagt til grunn er gjengitt i Figur 18. IEA Bioenergy har et høyt/lavt anslag, som særlig avhenger av hvilket råstoff som benyttes. Vi har også presentert gjennomsnittet av de to i figuren, og det er det vi benytter som grunnlag i tilbudskurven. Gassifisering og Fischer Tropsch har lavest marginalkostnad i snitt. Kapitalkostnadene er betydelige for denne produksjonsteknologien, men råstoffet er per i dag rimelig, til og med negativt priset. Det samme gjelder biogassproduksjon fra anaerobisk råtning. Produsentene vil være avhengig av vesentlig høyere priser for å foreta en investeringsbeslutning og drive lønnsomt, men når anlegget først er på plass vil de produsere selv om prisene tidvis er lave. Hydrogenering (HVO og HEFA) har høye

²² UCO (brukt frityrolje) er et litt spesielt case fordi det har høy energitetthet, er enkelt å frakte mellom geografiske markeder og fordi det er en relativt liten avfallskilde. Men, selv om UCO er et ekstremt tilfelle, vil vi få samme dynamikk i andre råstoffmarkeder for avfall ettersom avfallet øker i verdi for biodrivstoffprodusentene.

marginalkostnader fordi råstoffet som benyttes i produksjonen er kostbart og utgjør en stor andel av produsentenes totale kostnader. Hydrolyse og fermentering har lave kostnader forbundet med råstoff, men prosesseringen av råstoffet krever både mye energi og bruk av ulike kjemikalier.

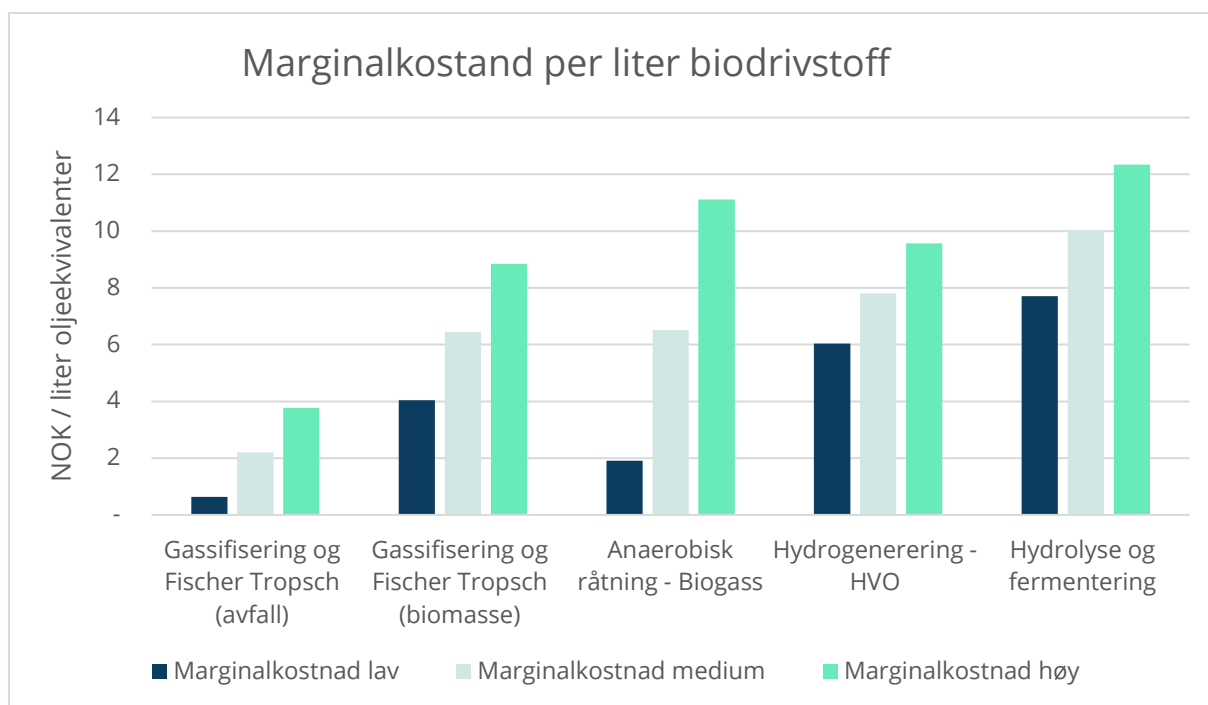
Tilbudskurven for 2030 er presentert i Figur 22. Figuren viser mengden drivstoff som produseres av de ulike teknologiene og til hvilken marginalkostnad. Langs den horisontale aksene har vi plottet volum i millioner tonn olje ekvivalenter (Mtoe), volumet hver teknologi leverer kan lese av langs denne aksene. Produksjonsteknologiene er sortert etter marginalkostnad, teknologien med lavest marginalkostnad er nærmest den lodrette aksene, og teknologien med den høyeste kostnaden er lengst ut på aksene.

I teorien vil prisen på bioenergi være marginalkostnaden til den siste tilbyder som skal til for å dekke etterspørselen. Hvis for eksempel etterspørselen er 55 Mtoe vil prisen settes av produsenter benytter gassifisering og Fischer Tropsch med en variabel kostnad på 6,44 kroner per liter. Dersom etterspørselen øker til 70 Mtoe vil prisen settes av HVO produsentene og være 7,8 kroner.

Dette er en illustrasjon på hvordan dette markedet i prinsippet fungerer, ikke en faktisk fremskrivning av hvordan det kommer til å bli i 2030. Høyst sannsynlig vil volumet av biodrivstoff med lave marginalkostnader være vesentlig lavere enn det figuren viser. Det sannsynlige scenarioet er at tilbudskurven primært består av teknologier som dominerer i dag, og ikke teknologier som nå er under utvikling. Det betyr: Biogassproduksjon fra Anaerobisk råtning, HVO/HEFA og FAME produksjon i tillegg til etanol.

DNV forventer i sin analyse «Energy Transition Outlook» (omtalt i detalj i seksjon om etterspørsel etter biodrivstoff) at samlet energietterspørsel fra transportsektoren i Europa vil være om lag 456 Mtoe, og at 40 Mtoe av dette vil dekkes av biomasse i 2030. Anslagene fra DNV er presentert i Figur 24. I 2050 forventer DNV at energietterspørselen fra transportsektoren skal falle samlet til 300 Mtoe, men bioandelen vil holde seg stabil på 40 Mtoe.

I vår illustrasjon av en tilbudskurve for biodrivstoff i Europa i 2050 ser vi en samlet produksjonskapasitet på over 200 Mtoe. I denne illustrasjonen vil biodrivstoff kunne håndtere 2/3 av energietterspørselen fra transportsektoren på 300 Mtoe.



FIGUR 18: MARGINALKOSTNADER, KILDE IEA BIOENERGY 2020.

Totale gjennomsnittskostnader

De variable kostnadene er relevante når vi skal utforme en tilbudskurve, men totalkostnadene – operasjonelle kostander, råstoff og kapitalkostnader – er det som er viktigst for produsentene. Estimert på totale kostnader er gjengitt i Figur 19. Det er stort spenn mellom variable kostander og totale kostnader per liter drivstoff fordi kapitalkostnaden forbundet med investeringer i en del av disse teknologiene er betydelige.

Den rimeligste teknologien å investere i, av det lille utvalget vi har presentert, er HVO-produksjon og biogass fra Anaerob råtning. Gassifisering og Fischer Tropsch fra avfall er i vårt eksempel sammenlignbart med Anaerob råtning. Anaerob råtning er en utprøvd og moden teknologi som er i vid bruk, det er ikke gassifisering og Fischer Tropsch. Alle disse teknologiene kan produsere biodrivstoff til rundt ti kroner literen, gitt priser fra 2020, ifølge IEA.

Dette stemmer bra med andre uavhengige vurderinger. I en forskningsartikkel publisert i 2017 (Tzanetis m fl)²³ er det gjort beregninger av hvilke former for HTL-teknologi som er mest effektiv og hva prisen på det ferdige produktet blir, gitt betingelsene og prisene i 2017. I artikkelen sammenlignes HTL-teknologien basert på råstoff fra skogen, som er den Silva Green Fuel satser på, med pyrolyse.

Konklusjonen er at det er mulig å produsere bio-råolje til 450 euro per tonn, og bio-jet fuel til 1086 euro per tonn etter oppgradering, hvis man velger den beste HTL-teknologien. Pyrolyse kommer ut med høyere kostnader. Det tilsvarer 0,8 euro per liter, eller 9,25 kroner per liter. Dette er ikke så mye over dagens jetfuel-pris, som ifølge IATA var 829 USD per tonn siste uken i

²³ [Analysis of biomass hydrothermal liquefaction and biocrude-oil upgrading for renewable jet fuel production: The impact of reaction conditions on production costs and GHG emissions performance \(sciencedirectassets.com\)](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652617300011)

juli i Europa²⁴. Men prisen på biojet i markedet i 2023 selges langt høyere på grunn av knappheten.

Bio-råoljen som kommer ut av HTL-prosessen kan også brukes til å lage biodiesel, biobensin og bio-tungolje til marin sektor, slik at et bioraffineri kan selge en større bredde av produkter basert på samme grunnproduksjonen.

Tallene ovenfor er litt gamle, men illustrerer at det *kan* være mulig å produsere mye biodrivstoff til i overkant av ti kroner literen, eller omkring det dobbelte av fossilt drivstoff. Det samme viser beregninger gjort av EU-kommisjonene, som den 14. juli 2021 la frem en pakke med lovforslag for å klare å nå målet om å redusere klimagassutslippene med 55 prosent fra 1990 til 2030²⁵. Som en del av de direktiver som er lagt frem er det gjort analyser av modenhet og kostnader for ulike teknologiske løsninger. Blant annet er det gjort en omfattende vurderinger av løsninger for å få ned klimagassutslipp fra store fartøyer, som vedlegg til et nytt direktiv om reduksjon av klimagassinholdet fra fartøy over 5000 bruttotonn²⁶. Disse vurderingene har også relevans for norske fiskefartøy.

Som Tabell 2 viser er det ventet at bio-LNG (BLG) og biodiesel vil være mest konkurransedyktig i både 2030 og 2050. Hydrogen og ammoniakk vurderes ikke som aktuelle teknologier før etter 2030. Det er også verd å merke seg at det antas at prisen på avansert biodrivstoff vil falle fra i dag og mot 2030, som følge av større anlegg og bedre teknologier.

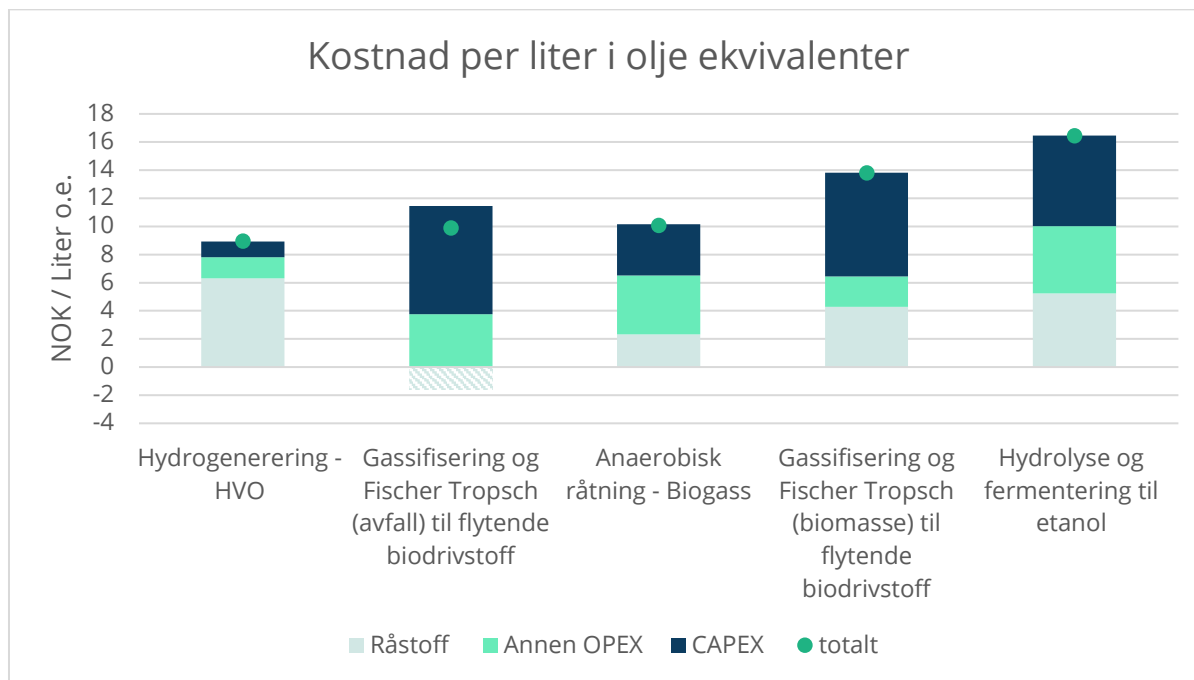
TABELL 2 TABELLEN VISER FORVENTET PRISUTVIKLING PÅ ULIKE TEKNOLOGIER ANVENDBARE PÅ SKIP OG ER GJENGITT FRA **COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT ACCOMPANYING THE PROPOSAL FOR A REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL ON THE USE OF RENEWABLE AND LOW-CARBON FUELS IN MARITIME TRANSPORT.**

Kostnader fornybart drivstoff internasjonal maritim sektor, fra Commission staff working document impact assesment 2021	€ per tonn o.e.	
	2030	2050
Fossilt drivstoff	627	861
LNG	608	861
Biofuel	1301	1252
Bio-LNG (BLG)	868	978
e-likvids	2285	1658
e-gass	2220	1238
Elektrisitet	1698	1665
Flytende Hydrogen	Ingen priser	1467
Ammoniakk	Ingen priser	1467

²⁴ [IATA - Fuel Price Monitor](#)

²⁵ [EU economy and society to meet climate ambitions \(europa.eu\)](#)

²⁶ The Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport, EU-kommisjonen juli 2021



FIGUR 19: KOSTNADESTIMAT FRA IEA BIOENERGY (2020) FOR UTVALGTE TEKNOLOGIER.

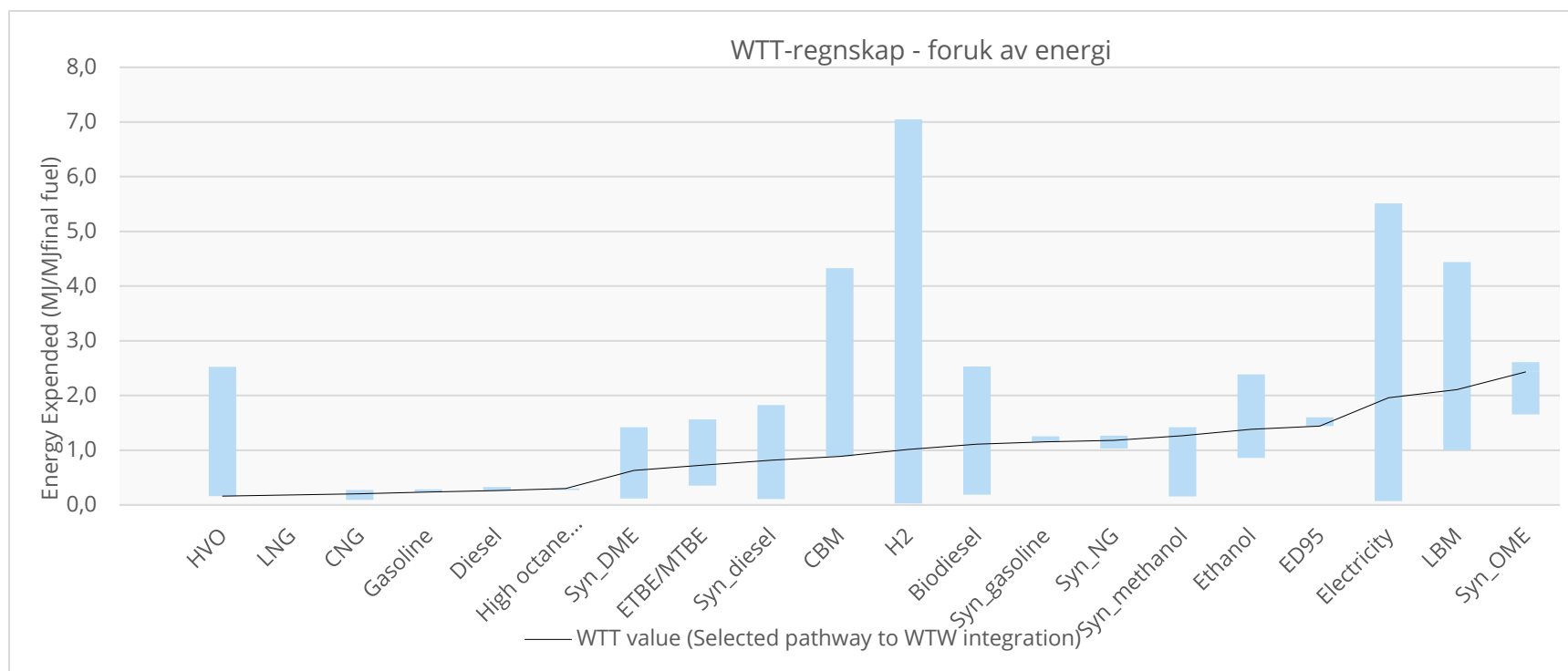
Energieffektivitet og klimaavtrykk

I et omfattende forskningsprosjekt mellom JRC (the Joint Research Centre of the European Commission), EUCAR (organisasjonen for europeisk bilindustri) og Concawe (forskningsenheten for europeisk raffineringindustri) er det over flere år beregnet hvordan ulike produksjonsveier påvirker energieffektiviteten og klimaavtrykket for ulike drivstoff. Vi har brukt data fra versjon 5, som kom i 2020. Figur 20 viser en oversikt over 20 ulike energiprodukter og hvor energieffektivt disse produseres og distribueres ut til sluttbruker (Well To Tank), uttrykt som medgått energi i produksjonsprosessene dividert med energiinnhold i produktet i megajuel ($\text{MJ}_{\text{medgått}}/\text{MJ}_{\text{innhold}}$). I grafen er det for hvert produkt valgt den mest økonomisk teknisk gunstige produksjonsveien, slik det ble vurdert i 2020 og høyest/lavest verdi. Høyest og lavest verdi vil avhenge av teknologisk effektivitet og energiinnholdet i råstoffet som brukes. Produktutvalget avspeiler at dette er produkter som er ment for veitransport.

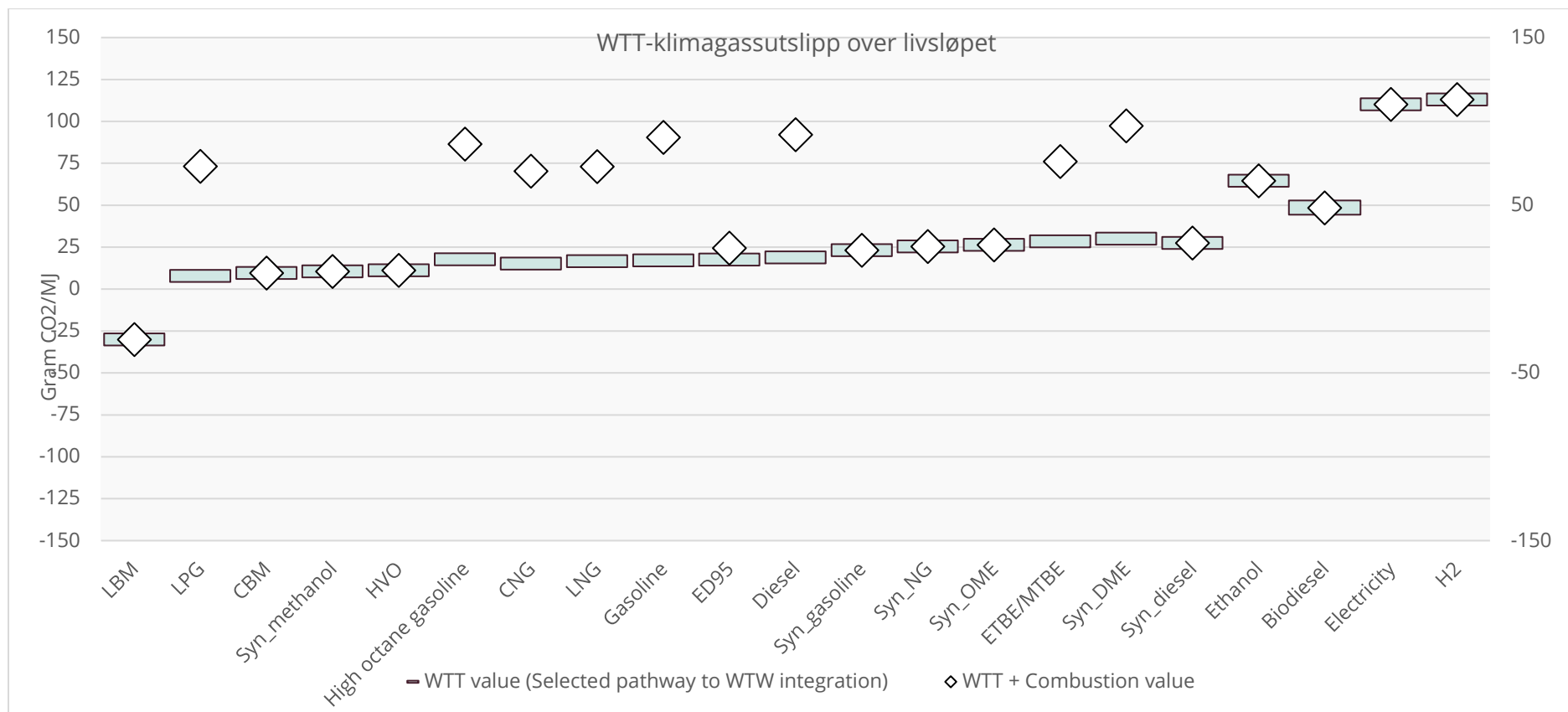
Vi ser at HVO har en svært effektiv energibalanse, faktisk lavere enn vanlig diesel. Den valgte produksjonsveien for HVO er den som er brukt av Neste (NxtBTL). Grunnen til at HVO er kostbart er altså ikke at produksjonen er lite energieffektiv, men at råstoffet er priset høyt og at markedet er villig til å betale en høy pris.

Vi ser også av grafen at syntetisk diesel (Syn-diesel) har enkelte produksjonsløp med energibalanse ned mot HVO og at den valgte produksjonsveien i 2020 har en energibalanse på under 1. Diesel laget av restråstoff fra skogen ved HTL-teknologi, som er den teknologien Silva Green Fuel har bygget et pilotanlegg på Tofte med, som har det laveste energiforbruket. Syntetisk diesel fra pyrolyse har noe høyere energibalanse. Det samme gjelder for biogass. Rapporten har også en gjennomgang av samlede klimagassutslipp under produksjon og forbrenning. HVO har et samlet utslipp på 11,1 gram CO_2 per megajoul, mens diesel ligger på 92,1. Reduksjonen er altså på 88 prosent, hvis den anbefalte produksjonsveien brukes. For syntetiske diesel er

besparelsen cirka 70 prosent. I praksis må dette beregnes i hvert enkelt tilfelle, fordi blant annet hvordan strømmen som brukes er produsert under produksjonen, vil bety mye for det samlede klimaavtrykk av livsløpet. Hvis strømmen kommer fra et biokraftverk der CO₂-fanges og deponeres, kan avtrykket bli negativt



FIGUR 20 FIGUREN VISER ENERGIFORBRUKET VED PRODUKSJON AV ULIKE ENERGIPRODUKTER. DEN HELTRUKNE LINJEN VISER DEN TEKNOLOGISK ANBEFALTE PRODUKSJONSVEIEN FRA STUDIEN, MENS STOLPENE VISER VARIASJONEN I ENERGIFORBRUKET VED ULIKE PRODUKSJONSVEIER FOR HVER AV ENERGIPRODUKTENE. FOR DE TEKNOLOGISK MODNE PRODUKTENE, SOM LNG, BENSIN OG DIESEL ER DET KUN ÉN TEKNOLOGI SOM ER AKTUELL (DEN BESTE), MENS DET FOR DE NYE GRØNNE ENERGIPRODUKTENE ER EN REKKE ULIKE PRODUKSJONSVEIER. SYN BETYR SYNTETISK, CBM OG LBM ER KOMPRIMERT OG FLYTENDE BIOMETAN, OME ER OXYMETHYLEN ETTER. KILDE JEC WELL-TO-WHEELS REPORT V5 2020



FIGUR 21 GRAFEN VISER UTSLIPP AV KLIMAGASSER UNDER PRODUKSJONEN AV HVERT ENERGIPRODUKT. PÅ SAMME MÅTE SOM ENERGIFORBRUKET VARIER MED PRODUKSJONSVEIEN, GJØR KLIMAGASSUTSLIPPET, MEN FOR Å FORENKLJE GRAFEN HAR VI BARE VIST DEN ANBEFALTE PRODUKSJONSVEIEN, SOM EN TYKK STREK. KVADRATET VISER UTSLIPPET NÅR UTSLIPP UNDER FORBRENNING AV PRODUKTET ER INKLUDERT. DEN ANBEFALTE RUTEN FOR FLYTENDE BIOMETAN HAR ET NEGATIVT AVTRYKK, FORDI DEN ER BASERT PÅ HUSDYRGJØDSEL MED NATURLIG UTSLIPP AV METAN. ALLE DE FORNYBARE ENERGIPRODUKTENE ER GITT NULL UTSLIPP VED FORBRENNING. KILDE JEC WELL-TO-WHEELS REPORT v5 2020

Langtidsgrensekostnader og usikkerhet

I teorien bør man realisere den teknologien som har lavest gjennomsnittlig kostnad per liter først, og deretter den som har nest lavest og så videre for å nå et bestemt produksjonsmål. Dette kan kalles langtidsgrensekostnaden for biodrivstoffproduksjon, og vil vise hvordan markedet reagerer på stigende etterspørsel etter biodrivstoff.

I praksis er det også dette som skjer, men der usikkerheten er priset inn som følge av at mange av de produksjonsveiene som er kjent, ennå ikke er teknologisk modne. Hvis vi hadde ryddet usikkerheten av veien, ville Figur 19, der teknologiene er sortert etter gjennomsnittlige kostnader per liter, vært et bilde av en langtidsgrensekostnadskurve, hvis vi også hadde lagt inn produsert mengde for hver teknologi.

Hvis en ny teknologi som har lavere kostnader enn markedsprisen blir realisert, vil det føre til et skift i tilbudskurven, slik at et større volum kan produseres til en lavere pris, og eksisterende produsenter risikerer å bli skjøvet ut.

I tillegg til teknologisk usikkerhet, er den politiske usikkerheten betydelig. I et marked der tilbudssiden er lite elastisk, vil endrede politiske vedtak eller bare signaler, være nok til at man velger å skyve på en investeringsbeslutning, selv om markedsprisen er nådd et nivå som ville dekket gjennomsnittkostnadene for et nytt anlegg. Det bli ofte hevdet at negative politiske signaler til biodrivstoff er en viktig grunn til at anlegg for flytende biodrivstoff i Norge har vanskelig for å bli realisert. Biogassanlegg i Norge har tradisjonelt vært små og kommunalt eide, og mange av foretakene har vært drevet som foretak uten kommersielle krav til avkastning.

I dette markedet er usikkerheten stor for produsenter som skal investere i ny teknologi, de kjenner ikke til hvor mye volumer som kommer på markedet i fremtiden, og de kjenner ikke rammevilkårene.

Politikerne står også overfor usikkerhet – vil markedet klare å dekke etterspørselen våre rammevilkår skaper, og hvordan vil det påvirke prisen?

Og forbrukerne er usikre på hva dette vil koste, og hvordan det vil påvirke teknologivalgene de gjør fremover.

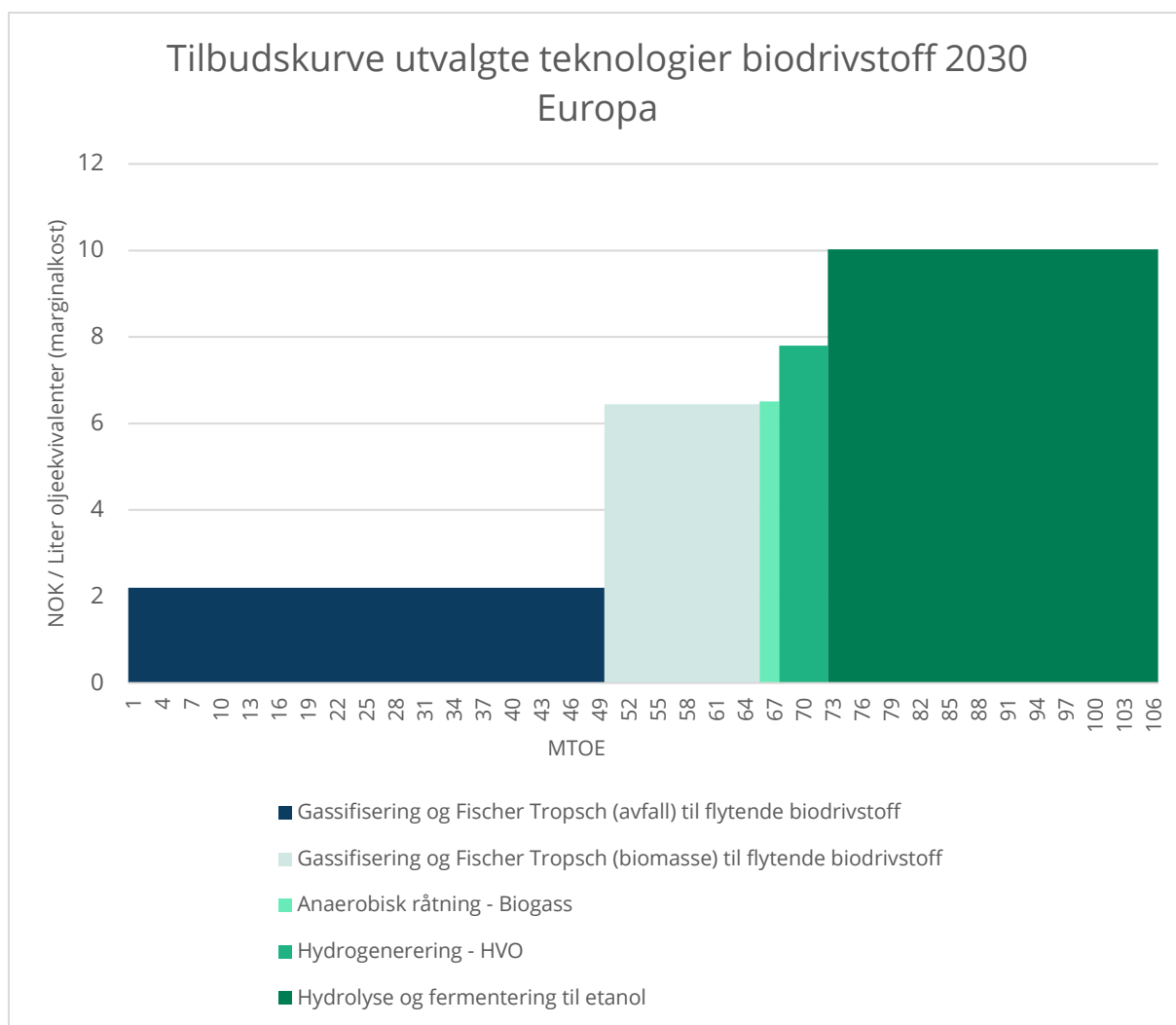
Langsiktighet og forutsigbar politikktutvikling er nøkkelen til å gradvis modne dette markedet.

I Fit for 55 har man forsøkt å løse disse problemene ved å sette langsiktige mål, som øker etterspørselen gradvis. På den måte reduseres usikkerheten av å satse på feil teknologi, fordi etterspørselen er raskt økende og det er sannsynlig at anlegget vil få avsetning til en tilstrekkelig god pris til at investeringen blir lønnsom.

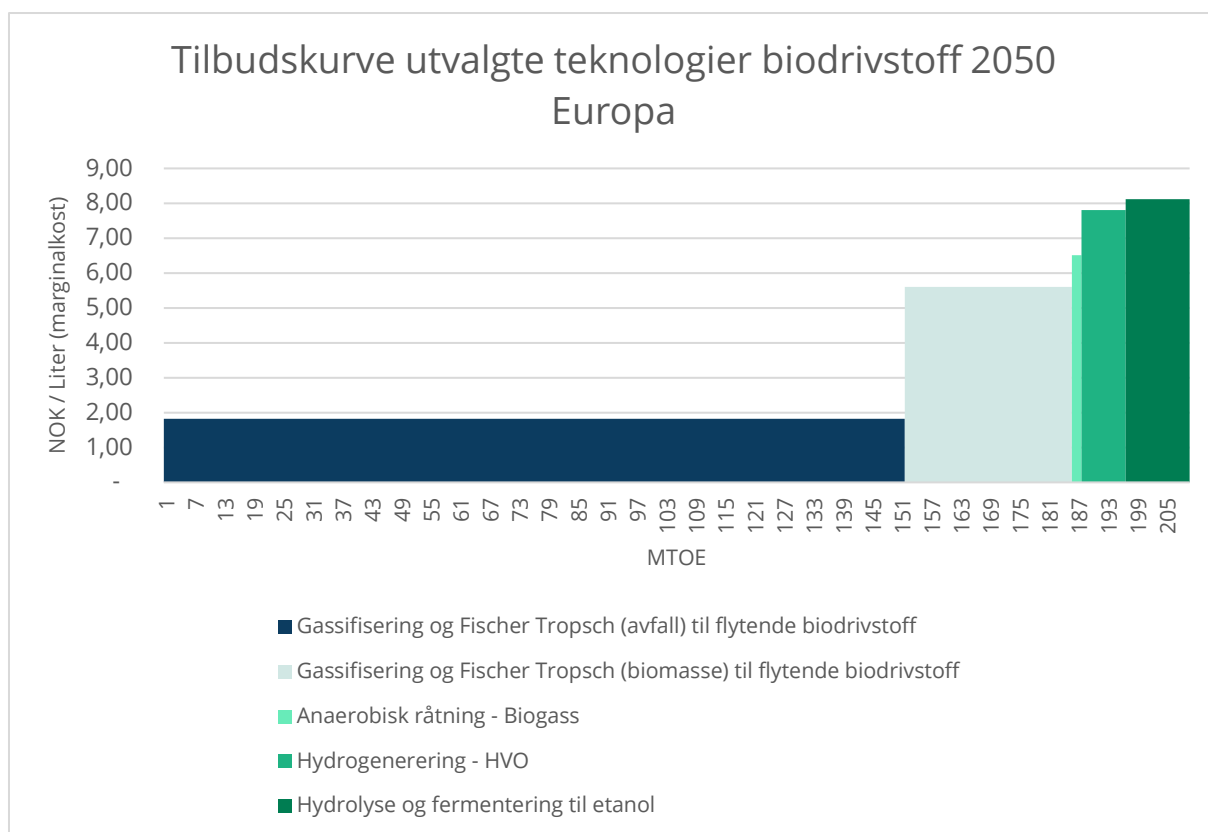
Fordi etterspørselssiden vet hvor mye biodrivstoff, eller andre løsninger, som trengs de neste årene, vil de være mer tilbøyelig til å inngå langsiktige avtaler med produsenter som er klare til å investere.

I tillegg er vedtakene langt på vei teknologinøytrale, slik at markedet står fritt til å velge hvilke løsninger de vil investere i.

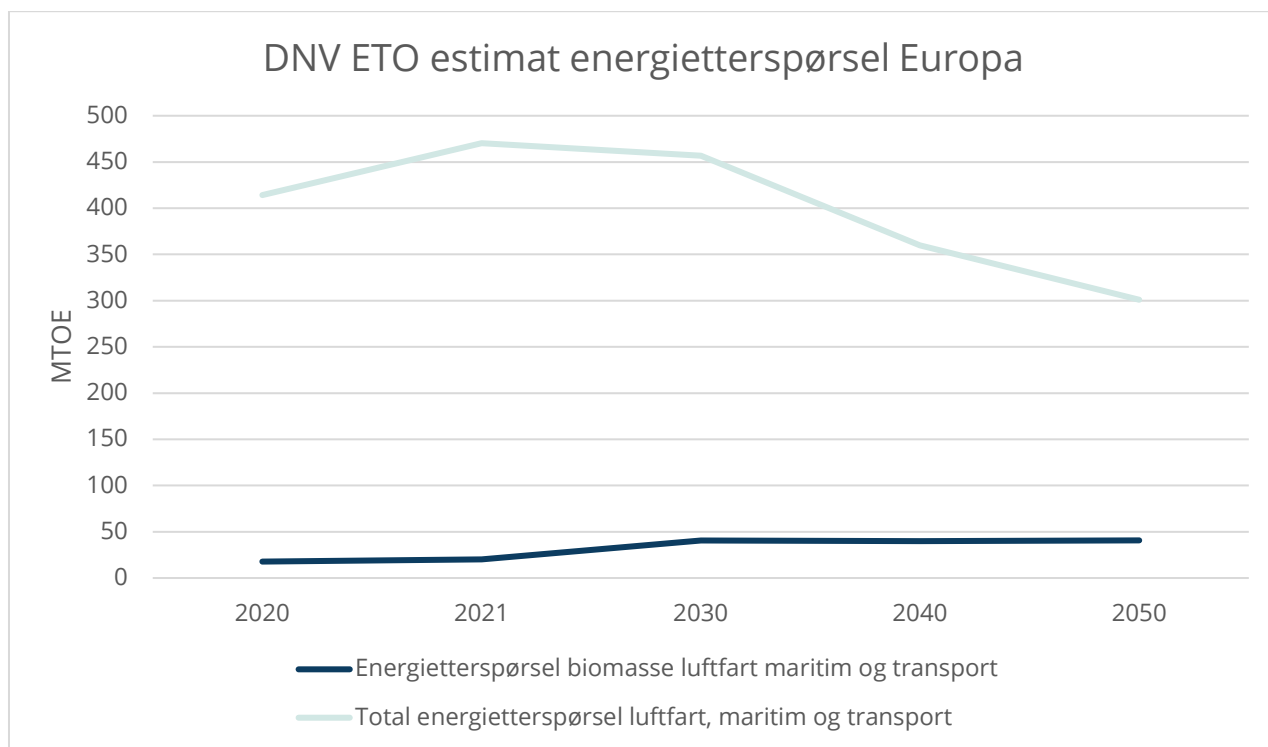
Hvorvidt det er tilstrekkelig for å utløse ny produksjon fra nye teknologier i stor skala er for tidlig å si, men på nåværende tidspunkt fremstår politikken som en god og forutsigbar modell.



FIGUR 22: ESTIMAT/ILLUSTRASJON PÅ TILBUDSKURVE FOR BIOENERGI I EUROPA 2030, SENTRALE FORUTSETNINGER: ALL BÆREKRAFTIG BIOMASSE ENDER OPP SOM DRIVSTOFF OG KUN FORDELING MELLOM TEKNOLOGIER ER BASERT PÅ OPTIMALISERT YIELD. SAMMENSTILLING/ANALYSE AV STAKEHOLDER OG KILDER ER IEA BIOENERGY 2020 OG IMPERIAL COLLEGE CONSULTANTS 2021.



FIGUR 23: ESTIMAT/ILLUSTRASJON PÅ TILBUDSKURVE FOR BIOENERGI I EUROPA 2050, SENTRALE FORUTSETNINGER: ALL BÆREKRAFTIG BIOMASSE ENDER OPP SOM DRIVSTOFF OG KUN FORDELING MELLOM TEKNOLOGIER ER BASERT PÅ OPTIMALISERT YIELD. SAMMENSTILLING/ANALYSE AV STAKEHOLDER OG KILDER ER IEA BIOENERGY.



FIGUR 24: ESTIMAT ENERGIETTERSPORSSEL I EUROPA FRA LUFTFART, MARITIM SEKTOR OG LANDTRANSPORT. KILDE DNV ETO

Kapittel 3 Etterspørsel etter biodrivstoff i transportsektoren

Energiforbruk og energibærere

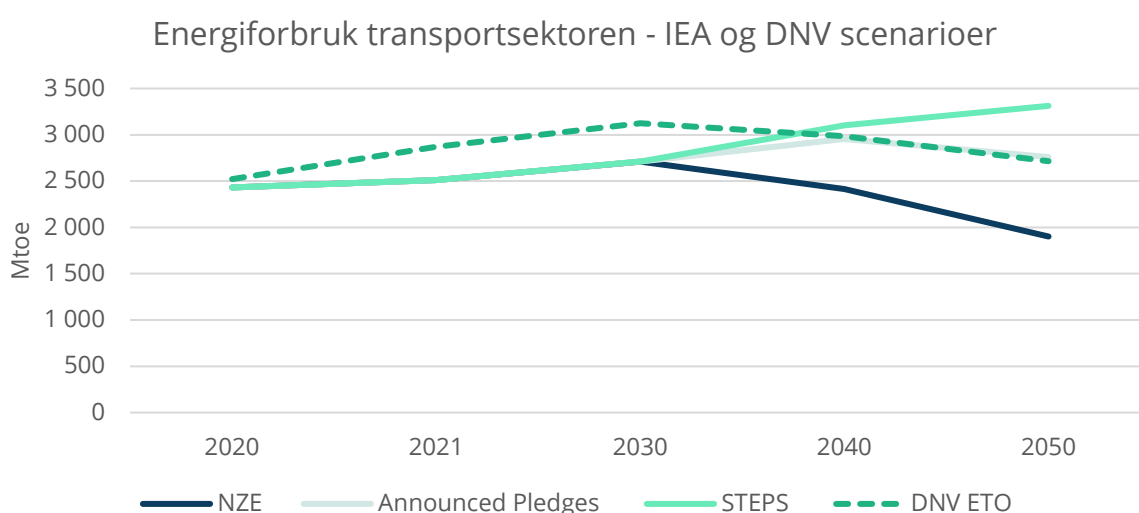
Transportsektoren - vei, luftfart og maritim – er i samme energimarked som fiskeflåten. Den norske fiskeflåtens tilgang på klimavennlig drivstoff og ny fremdriftsteknologi, avhenger av utviklingen i hele transportsektoren. Valgene som tas av de store forbrukerne på land, i luften og i maritim sektor setter på mange måter rammene for fiskeflåtens handlingsrom for utslippskutt.

Hvordan energibruken til transportsektoren blir i fremtiden bestemmes av hvor mye energi som etterspørres, og hvilke energibærere som benyttes.

Figur 25 viser fire scenarier for hvordan energibehovet til transportsektoren vil utvikle seg i tiårene frem mot 2050. Scenarioene i figuren er hentet fra IEAs World Energy Outlook og DNVs Energy Transition Outlook, begge fra 2022. IEAs World Energy Outlook er en global referanse for analyser av den langsiktige utviklingen av energimarkedene. IEA opererer med tre scenarier for fremtiden: Stated Policies «STEPS» - utgangspunkt i dagens politikk, Announced Pledges – utgangspunkt i annonsert politikk, og Net Zero Emissions som er det scenarioet IEA mener kreves for å nå netto null utslipp i 2050. Vi har også lagt til estimatene til DNV fra Energy Transition Outlook, fordi DNV har særskilt kompetanse på maritim sektor.

I dag bruker transportsektoren om lag 2 500 Mtoe energi, om lag 26 prosent av verdens samlede energiforbruk. Hvordan fremtiden ser ut er usikker, men det er sannsynlig at energibehovet i transportsektoren øker mot 2030.

Hva som skjer etter 2030 er vesentlig mer usikkert. I IEAs mest optimistiske anslag for klimagassutslipp, NZE scenarioet, faller etterspørselen etter energi fra 2030 og ligger i om lag 600 Mtoe under dagens energiforbruk. Dersom dagens politikk opprettholdes (Stated Policies «STEPS») vil energiforbruket til transportsektoren være over 3 300 Mtoe i 2050. DNV legger i sin analyse til grunn et scenario som ligner det IEA har kalt Announced Pledges, dersom dette slår til vil transportsektorens energibruk være om lag 2 700 Mtoe i 2050.



FIGUR 25: ENERGIFORBRUK I TRANSPORTSEKTOREN. ANSLAG FRA IEA OG DNV ETO

Oljebaserte drivstoff utgjør i dag 90 prosent av energiforbruket i transportsektoren, naturgass står for om lag 4 prosent, biodrivstoff 4 prosent og elektrisitet dekker rundt 1 prosent av forbruket.

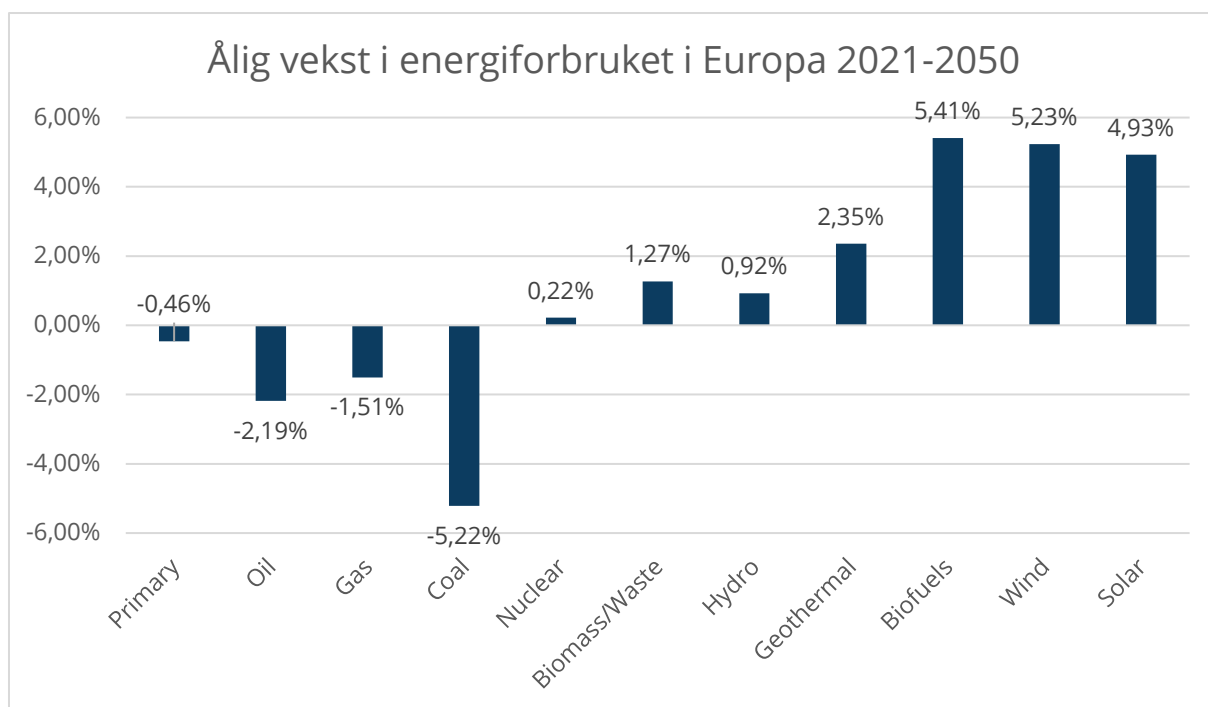
I 2030 vil oljebaserte drivstoffs andel kunne falle ned mot 80 prosent, og det forventes en sterk økning i bruk av biodrivstoff og elektrisitet. I 2050 spriker anslagene veldig, men biodrivstoff er en viktig energibærer i alle scenarioer som er presentert her. Dersom vi skal nå netto null utslipp i 2050 må oljebaserte drivstoff ned i en 9 prosent andel, og elektrisitet vil være den dominerende energibæreren. I de øvrige scenarioene er oljebaserte drivstoff fortsatt den dominerende energibæreren, men elektrisitet dekker om lag en fjerdedel av energibehovet.

	2021				2030				2050			
	DNV	NZE	Announced Pledges	STEPS	DNV	NZE	Announced Pledges	STEPS	DNV	NZE	Announced Pledges	STEPS
Biodrivstoff	4 %	4 %	4 %	4 %	7 %	11 %	8 %	8 %	9 %	13 %	15 %	15 %
Olje	89 %	90 %	90 %	90 %	82 %	76 %	83 %	83 %	51 %	9 %	48 %	48 %
Naturgass	6 %	4 %	4 %	4 %	7 %	3 %	4 %	4 %	6 %	1 %	2 %	2 %
Hydrogen	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	1 %	0 %	0 %	3 %	18 %	5 %	5 %
Elektrisitet	1 %	1 %	1 %	1 %	4 %	8 %	5 %	5 %	23 %	48 %	25 %	25 %
Øvrig flytende	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	1 %	0 %	0 %	8 %	11 %	4 %	4 %

TABELL 3: FORDELING ENERGIBÆRERE I ULIKE SCENARIOER FOR TRANSPORTSEKTOREN. KILDE IEA OG DNV ETO.

Det er svært sannsynlig at biodrivstoff vil være en viktig del av energimiksen i transportsektoren. Figur 27 viser anslagene for biodrivstoff-forbruk i transportsektoren, dette inkludere både biogass og flytende biodrivstoff. Det forventes en solid økning av etterspørselen etter biodrivstoff. I 2021 benyttes det mellom 100 og 114 Mtoe biodrivstoff, ifølge anslagene til DNV og IEA. I 2050 vil det brukes mellom 237 Mtoe og 413 Mtoe i henhold til de fire scenarioene vi ser på her. Det er en økning på mellom om lag 230 og 313 Mtoe, altså rund en dobling eller tredobling av dagens produksjon. Det er en massiv økning, som vil kreve utvikling av ny produksjonsteknologi som kan utnytte en større del av ressursgrunnlaget for biodrivstoff.

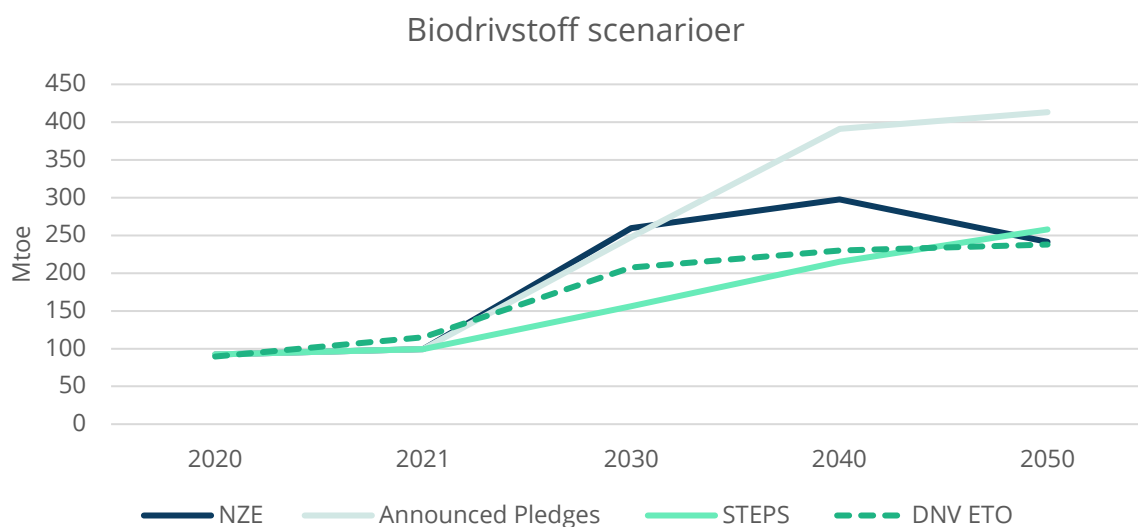
Oljeselskapet Exxon har i sin rapport Global Outlook fra juli 2023 regnet med at oljens andel av energi til transportsektoren vil falle til 70 prosent i 2050, naturgass vil stå for 5 prosent og at de siste 20 prosent vil fordeles likt mellom biodrivstoff og andre kilder (strøm, hydrogens etc). I dag har biofuel en andel på 2 prosent. Ingen energikilder vil vokse raskere enn biodrivstoff i Europa mellom 2021 og 2050, hvis Exxon får rett.



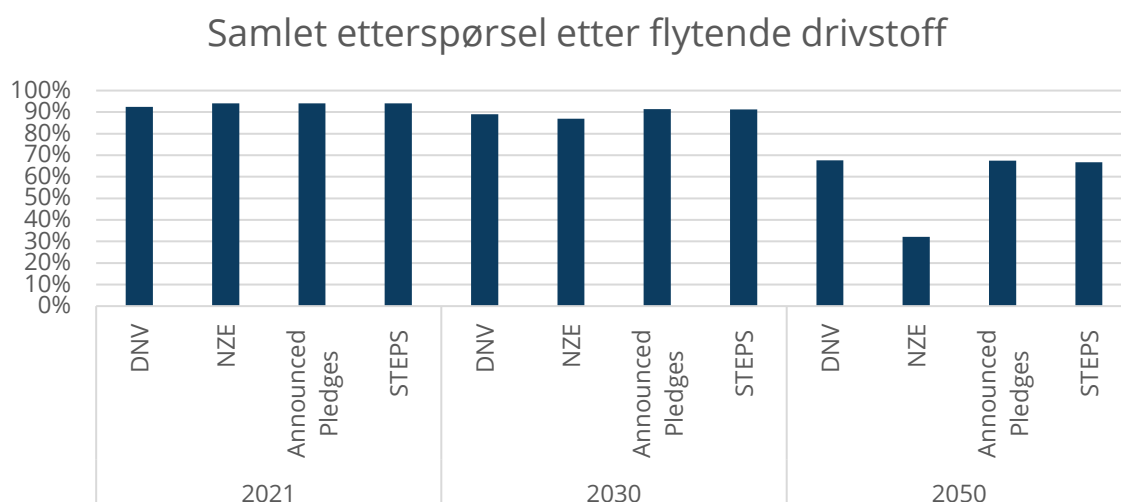
FIGUR 26 BIODRIVSTOFF ER DEN ENERGIKILDEN SOM VIL VOKSE RASKET I EUROPA FREM TIL 2050, MENER OLJESELSKAPET EXXON I SIN RAPPORT FRA JULI 2023. DET VIL GI ET MER ENN FIRE GANGER SÅ STORT FORBRUK AV BIODRIVSTOFF ENN I 2021. KILDE EXXON GLOBAL OUTLOOK

Biodrivstoff, oljebaserte drivstoff, e-fuels og andre syntetiske flytende drivstoff kan grovt sett brukes om hverandre, og konkurrerer i samme type segmenter. Figur 28 viser markedsandelen til flytende drivstoff i 2021, 2030 og 2050. I dag er markedsandelen om lag 94 prosent. Andelen vil trolig være +/- 90 prosent i 2030. I 2050 spriker anslagene mellom 68 og 32 prosent.

Det sentrale punktet her er at **andelen** biodrivstoff, e-fuels, fossilbaserte drivstoff og andre flytende syntetiske drivstoff, som kan brukes i forbrenningsmotoren, vil bestemmes av **pris og reguleringer**. Innenfor de regulatoriske rammene er det aktørene selv som bestemmer hva slags type drivstoff de skal benytte – og de velger det rimeligste alternativet. Det er relativt sikkert at flytende drivstoff vil spille en veldig viktig rolle, også i fremtidens transportsektor. Det er mer usikkert hva slags flytende drivstoff vi vil benytte.

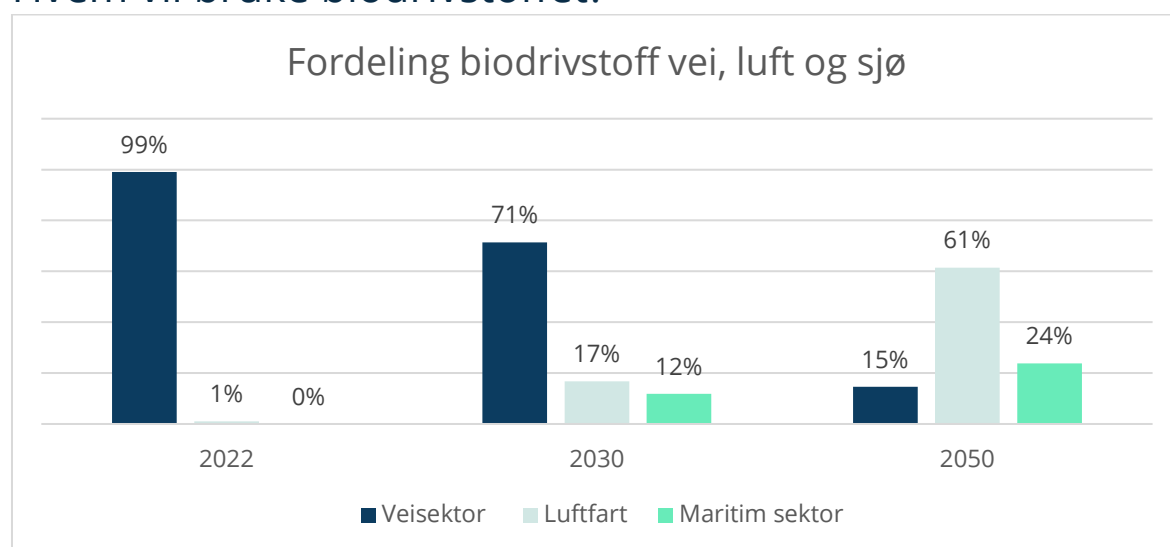


FIGUR 27: ANSLAG FORBRUK AV BIODRIVSTOFF I TRANSPORTSEKTOREN. ANSLAG FRA IEA OG DNV ETO



FIGUR 28: BIODRIVSTOFF, OLJE, E-FUELS, ANDRE TYPER FLYTENDE DRIVSTOFF OG AMMONIAKK. KILDE DNV ETO OG IEA.

Hvem vil bruke biodrivstoffet?



FIGUR 29: KILDE DNV ETO

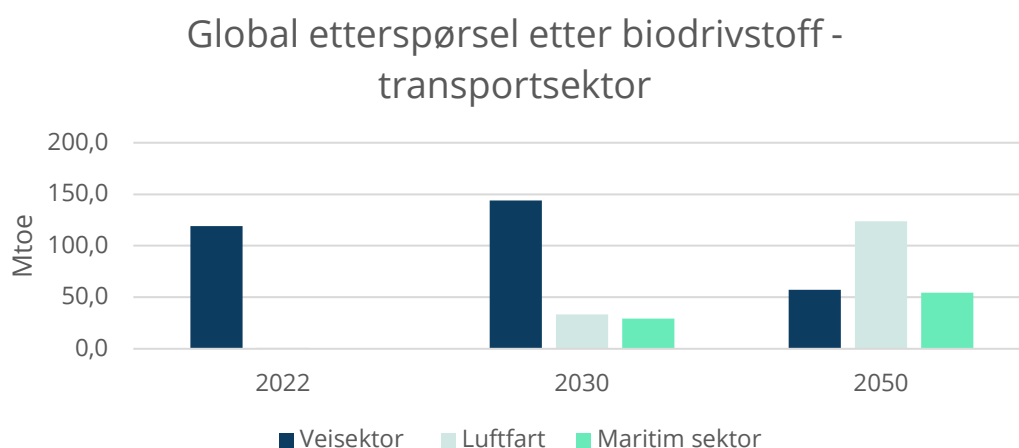
I transportsektoren er det veitrafikk, maritim sektor og luftfart som forventes å bli de store forbrukerne av biodrivstoff. Veitrafikk og maritim sektor kan bruke både flytende biodrivstoff og gass, men luftfart kan bare bruke flytende. I dag er de i all hovedsak veisektoren som bruker biodrivstoffet. DNV har i sin analyse Energy Transition Outlook anslått at det globalt brukes 119 Mtoe biodrivstoff i veitrafikken, og kun 1,16 Mtoe i luftfarten. Globalt er forbruket av biodrivstoff i maritim sektor så godt som fraværende. Det vil endre seg.

Frem mot 2030 vil vi se en økt etterspørsel fra luftfart og maritim sektor, som vi på lang sikt forventer vil bli de to viktigste etterspørerne etter biodrivstoff. Det er relativt bred konsensus om at veksten vil bli kraftig som følge av ulike former for politisk bestemte innblandingskrav ovenfor luftfart og maritim sektor både i EU og globalt.

DNV forventer at luftfart og maritim sektor samlet sett vil etterspørre over 62 Mtoe biodrivstoff i 2030. Det er lavere enn veitrafikken, som i 2030 fortsatt vil være den dominerende

etterspøreren av biodrivstoff. Selv om vi forventer en omfattende elektrifisering, tar det lang tid før dette slår ut i markant redusert etterspørsel etter flytende drivstoff.

Samlet etterspørsel etter biodrivstoff fra maritim, luftfart og veisektoren er forventet å være rundt 207 Mtoe i 2030 og 236 Mtoe i 2050 ifølge DNV, men forbruket flyttes i stor grad fra vei til luft og sjø.



FIGUR 30: GLOBAL ETTERSPØRSEL ETTER BIODRIVSTOFF - FLYTENDE OG GASS. KILDE DNV ETO

Tabell 5 viser hvor stor andel biodrivstoff utgjør av samlet etterspurt drivstoff for sektorene vei, luftfart og maritim i 2022, 2030 og 2050. I dag spiller biodrivstoff en viktig rolle i veitrafikken, og bidrar til betydelige utslippskutt både i tungtrafikken og personbiler. Biodrivstoff vil spille en enda viktigere rolle i veisektoren i årene fremover, men elektrifisering vil trolig ta over som den viktigste energikilden når vi er i 2050.

Europa			
Biodrivstoff som andel av total mengde drivstoff	2022	2030	2050
Veisektor	7 %	9 %	3 %
Luftfart	1 %	11 %	23 %
Maritim sektor	0 %	8 %	18 %

TABELL 4: BIODRIVSTOFF SOM ANDEL AV TOTAL MENGDE ETTERSPURT DRIVSTOFF I EUROPA. KILDE DNV ETO

DNV mener 65 prosent av det europeiske energiforbruket i vegsektoren er elektrifisert i 2050. Det er grunn til å hevde at dette er et lavt anslag. EU har nylig vedtatt et forbud mot salg personbiler og varebiler med CO₂ utslipp fra 2035²⁷. For tungtransport skal utslippene for biler solgt være redusert med 45 prosent i 2030, 65 prosent i 2035 og 90 prosent i 2040 sammenlignet med 2020²⁸. Bybusser solgt skal være nullutslipp fra 2030. Flåtefornyelse tar lang tid, også i veisektoren, men det er kraftige restriksjoner EU nå legger på kjøretøyprodusentene. Det er sannsynlig at elektrifiseringen av veitrafikken går raskere enn det DNV har lagt til grunn i sine antagelser. Høyere grad av elektrifisering påvirker etterspørselen etter drivstoff, og etterspørselen etter biodrivstoff. Det kan påvirke markedet for biodrivstoff og syntetisk drivstoff.

For luftfart og maritim sektor vil elektrisitet spille en vesentlig mindre rolle. DNV anslår at kun 2 prosent av energiforbruket i de to sektorene vil være elektrifisert i 2050 – i Europa. Dette kan

²⁷ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport-emissions/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/co2-emission-performance-standards-cars-and-vans_en

²⁸ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport-emissions/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/reducing-co2-emissions-heavy-duty-vehicles_en

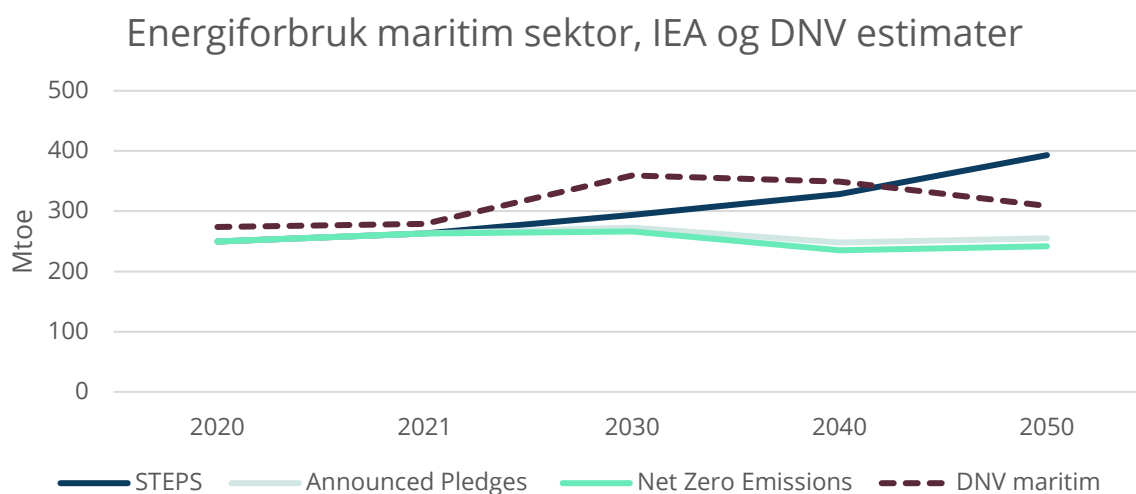
være et for lavt tall, men slik teknologistatusen er i dag kombinert med lang gjennomsnittlig levetid er det trolig former for flytende drivstoff som må kutte utslippene fra maritim sektor og luftfarten.

Luftfart og maritim sektor

Det er antagelig luftfart og maritim sektor som på lang sikt vil være de store etterspørrene av biodrivstoff i transportsektoren. Det vil være deler av luftfarten, og absolutt deler av maritim sektor som kan elektrifiseres eller bruke hydrogen, men majoriteten vil trolig kreve drivstoff med høyere energitetthet. For å forstå den langsiktige markedsutviklingen til biodrivstoff er det derfor sentralt å ha en formening om den langsiktige utviklingen i luftfart og maritim sektor.

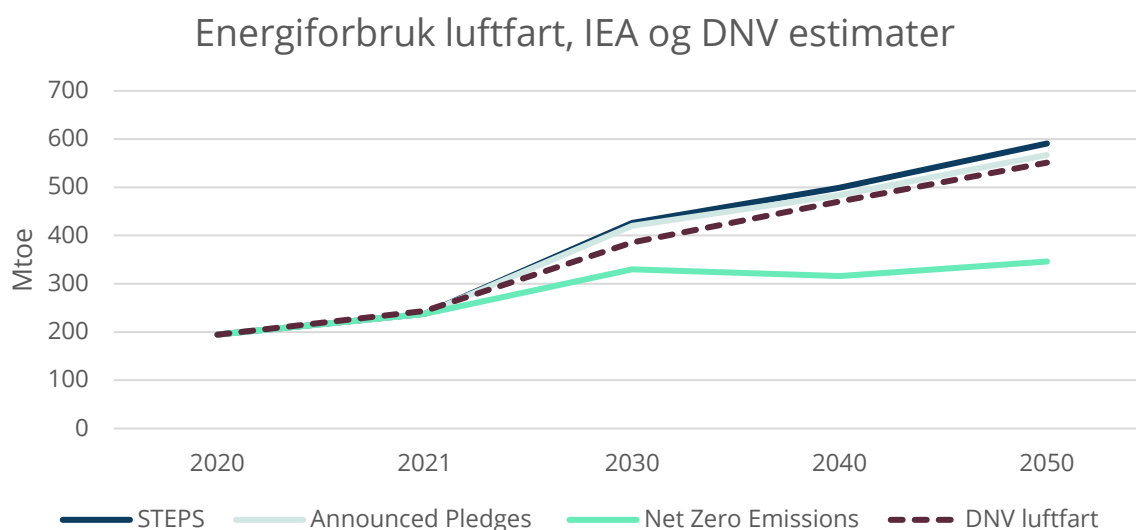
Det er stor usikkerhet knyttet til både hvor mye energi disse sektorene vil etterspørre, og hvordan sammensetningen av energiforbruket vil være. Figur 31 og Figur 32 oppsummerer hva IEA og DNV mener er en mulig utvikling for henholdsvis maritim sektor og luftfarten.

For **maritim** sektor spriker scenarioene for 2050 med 152 Mtoe. Announced Pledges scenarioet til IEA ligger tett på det som kreves for nå netto null, og tilsvarer om lag dagens energiforbruk fra maritim sektor. DNV ligger noe høyere og forventer en økning i 2030 før etterspørselen dras ned mot 308 Mtoe, som er 29 Mtoe høyere enn hva den var i 2021. IEA forventer også en liten økning mot 2030, men forventer så at etterspørselen synker. Dersom STEPS scenarioet slår til vil etterspørselen i 2050 være 393 Mtoe, som er 114 Mtoe (41 %) mer enn i dag.



FIGUR 31: KILDE IEA WEO og DNV ETO

Både IEA og DNV forventer en mye kraftigere energivækst i **luftfarten**, og energiforbruket er forventet å øke betydelig i alle scenarioer. IEA STEPS og Announced Pledges innebærer at etterspørselen øker med nesten 2,5 gangeren mot 2050. Net Zero Emissions-scenarioet vil innebære en etterspørsel på 346 Mtoe, som er om lag 100 Mtoe høyere enn etterspørselen i 2021. DNV ETO ligger tett på IEAs anslag for luftfart.



FIGUR 32: KILDE IEA WEO og DNV ETO

I både luftfarten og maritim sektor er 2030 å anse som kort sikt når det gjelder teknologiutvikling og -implementering. Vi kan med høy sikkerhet si at majoriteten av fartøyene og flyene vil bruke teknologi som er tilgjengelig i dag, fordi store deler av flåten vil være den samme i dag som i 2030. Levetid for kommersielle fly er i området 20 år, i maritim sektor er det en enorm underskog av segmenter med ulike fartøy, men også her er gjennomsnittlig levetid lang.

Dermed er det drivstoff som kan brukes på eksisterende motorteknologi som vil bli brukt. For fly innebærer det jetfuel, biodrivstoff og trolig vil det være en liten andel e-fuels i luftfarten, fordi EUs Refuel Aviation setter krav om 0,7 prosent innblanding av syntetisk drivstoff i 2030. I maritim sektor vil man bruke MGO, biodiesel, LNG og LBG, samt noe elektrifisering. Dersom e-fuels kan konkurrere med biodiesel på pris, vil det også brukes i maritim sektor.

I 2050 er usikkerheten større, men skip og fly som kontraheres i dag, vil høyst sannsynlig fortsatt være i drift i 2050. Det illustrerer hvor sakte omstillingen går i disse sektorene.

I maritim sektor vil det allikevel trolig skje store endringer frem mot 2050. Tabell 6 viser DNVs framskrivninger for maritim sektor i Europa:

- I 2050 vil den viktigste energibæreren være ammoniakk, som DNV anslår vil stå for 35 prosent av energibruken.
- De forventer en kraftig reduksjon av oljeforbruket, fra 72 prosent i 2030 til 12 prosent i 2050.
- Biodrivstoff og E-fuels vil være viktige og samlet stå for 32 prosent av forbruket. DNV mener elektrifisering ikke vil spille en viktig rolle i 2050.

Det er viktig å poengtere: E-fuels, flytende biodrivstoff kan være substitutt for MGO, LBG kan erstatte LNG. Drivstoffpriser og klimapolitikk vil i stor grad bestemme sammensetningen av disse drivstofftypene. Ammoniakk, elektrisitet og hydrogen krever investeringer i annen teknologi enn forbrenningsmotorer.

Energi etterspørsel maritim sektor	2022	2030	2050
Ammoniakk	0 %	0 %	35 %
Biodrivstoff	0 %	8 %	18 %
E-fuels	0 %	2 %	14 %
Elektrisitet	1 %	2 %	2 %
Hydrogen	0 %	0 %	0 %
Naturgass	6 %	15 %	19 %
Marin bunkersolje	93 %	72 %	12 %
Energi etterspørsel maritim sektor	100 %	100 %	100 %

TABELL 5: FORDELING DRIVSTOFF EUROPA, MARITIM SEKTOR. KILDE DNV ETO

For luftfart er teknologimulighetene enda færre, og veien mot utslippsfri luftfart er smal. Luftfart krever høy energitetthet, og det er flytende drivstoff som trolig vil benyttes. Olje vil være den viktigste energibæreren i 2050, men biodrivstoff og E-fuels vil stå for 38 prosent av energien. Kombinert med den kraftige forventede veksten i sektoren gjør dette luftfart til den største etterspøreren av biodrivstoff i 2050, ifølge DNV.

Da EU-kommisjonen la frem sine forslag til «Fit for 55²⁹» i juli 2021, ble det samtidig publisert anslag på hvor mye forslagene rettet mot maritim sektor og luftfart ville påvirke forbruk av biodrivstoff i Europa. I alt antok EU-kommisjonen at reduksjonskravene rettet mot luftfart og sjøfart vil øke etterspørselen etter bærekraftig biodrivstoff med 26-32 millioner tonn fra sjøfart og cirka 14 millioner tonn fra luftfarten, der også forbruket av syntetisk fuel antas å øke betydelig (+11,6 mill tonn) på grunn av delkravene om innblanding av såkalt RFNBO (renewable fuel og non-biological origin). Fra nesten null skal altså forbruket av biodrivstoff (flytende og gass) øke med cirka 45 millioner tonn.

Det er videre forutsatt av EU at all veksten skal skje med bærekraftig råstoff, for å unngå økt bruk av dyrket mark eller avskoging.

Reguleringene for både maritim sektor og luftfarten er i praksis vedtatt³⁰, der alle prinsipper og mål er opprettholdt eller forsterket: Reduksjonsmålet for nedgang i utslippsintensitet er økt fra 75 til 80 prosent for skip i 2050 og innblandingskravet for SAF i luftfarten er økt fra 63 til 70 prosent i 2050. Forbruket av biodrivstoff vil dermed øke for både maritim sektor (+6,6 %) og luftfarten (11,1 %), alt annet likt, med til sammen 3,5 million tonn sammenlignet med forslagene i 2021. Det betyr et biodrivstoff-forbruk i Europa i 2050 på knappe 50 millioner tonn, eller cirka 58 milliarder liter for disse to sektorene.

²⁹ REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC (14.juli 2021) og Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on ensuring a level playing field for sustainable air transport (16. juli 2021)

³⁰ [Timeline - European Green Deal and Fit for 55 - Consilium \(europa.eu\)](#)

Oppsummering

Biodrivstoff blir en viktig kilde til energi i transportsektoren, og etterspørselen er forventet å øke betydelig mot 2030 og 2050, ikke minst i Europa på grunn av EUs nye lovgivning. Det vil være en viktig del av løsningen også i 2050. I 2050 vil vi trolig bruke mellom to og tre ganger så mye biodrivstoff som i dag globalt.

Flytende drivstoff (marin bunkersolje, flytende biodrivstoff av ulik art, ammoniakk og e-fuels) vil spille en helt sentral rolle i transportsektoren, og særlig i maritim sektor og luftfart. Markedsandelen til flytende drivstoff kan være opp mot 68 prosent i 2050.

Det er konkurranse mellom de flytende drivstoffene, og de kan fungere som substitutter (dog med noen begrensninger). Det innebærer at prisen på de ulike drivstoffene vil henge sammen, og at det rimeligste drivstoffet innenfor de regulatoriske rammer som er satt, vil vinne frem. I dag er det fossile flytende drivstoff.

Det er luftfart og maritim sektor som er mest «avhengig» av biodrivstoff for å kutte sine utslipp, her vil elektrifiseringsgraden trolig være lav, også i 2050.

Dette betyr at for maritim sektor i Europa vil biodrivstoff trolig være det dominerende drivstoffet i 2050, gitt at EUs regelverk gjennomføres.

De store aktørene på etterspørsels- og tilbudssiden vil inngå langsiktige avtaler som sikrer begge parter: Rederne vil få nok biodrivstoff til å kunne operere i Europa og andre områder med klimakrav og produsentene vil få høy nok pris til å kunne forsvare investeringene i nye anlegg.

Basert på antagelsen om stigende langtidsgrensekostnader, er det grunn til å tro at vi vil få en gradvis økning i prisnivået frem til vi har nådd en metning av behovet for biodrivstoff i forhold til de krav til reduksjon av klimagassutslipp som er satt av EU. Prisen vil også avhenge av andre forhold, som ligger utenfor kontrollen til biodrivstoffprodusentene: Hvordan utvikler energietterspørselen seg og hvor konkurransedyktige blir andre teknologier, da særlig hydrogen- og hydrogenbaserte løsninger. Jo høyere energietterspørsel og jo dårligere andre teknologier utvikler seg, jo mer må løses av biodrivstoff og jo høyere blir den langsiktige prisen.

Alle disse forholdene vil i større og mindre grad kunne påvirkes av politiske beslutninger.

Kapittel 4 Konverteringskostnader for overgang fra diesel til biodiesel

Marint drivstoff

Tradisjonelle fossile drivstoff til marin bruk er definert i ISO 8217 og betegnes som destillater og tungolje (=residual fuels)

Marine drivstoff består av hydrokarboner hovedsakelig avledet fra petroleumskilder, men kan også inneholde hydrokarboner fra fornybare eller syntetiske kilder eller fra innblanding av et fornybart råstoff med et petroleumsråstoff og skal oppfylle ISO 8217: 2017-standarden.

Siste ISO 8217-utgave introduserer DF (Distillate FAME) kvalitet DFA, DFZ og DFB som tillater opptil 7% FAME-innhold i volum. FAME-innholdet i DF-kvalitetene skal være i samsvar med kravene i EN 14214 eller ASTM D6751 på blandingstidspunktet. De vanlige marine drivstoffkvalitetene DMA, DMZ, DMB og RM (residual marine) skal ikke inkludere FAME annet enn et minimumsnivå, mens DMX må være FAME-fri. Dette minimumsnivået er økt til 0,5 % (ISO/TC28/SC4/WG6).

Biodrivstoff typer

Biodrivstoff er et samlebegrep for diesel som er produsert fra fornybare kilder som vegetabilsk olje og animalske oljer/fettstoffer. Kjemisk sammensetning av biodrivstoff er forskjellig ut fra hvordan det er produsert og hva som er basis for det ferdige produktet. Biodrivstoff deles gjerne inn i to hovedgrupper som benevnes biodiesel og forbybar diesel.

Biodiesel fremstilles med såkalt esterifisering og benevnes også som FAME (Fatty Acid Methyl Ester = fettsyre-metyl-ester). FAME har forskjellig kjemisk sammensetning sammenlignet med fossil diesel og benyttes i dag som innblanding i ordinær diesel begrenset oppad til 7%, (EN590). Maks tillatt innblanding for marin gassolje er også 7% og definert i egen standard (ISO 8217).

Biodiesel-kvaliteter defineres ut fra hvor stor andel biodiesel som er i det aktuelle drivstoffet og betegnes Bxx, der B indikerer biodrivstoff og xx indikerer %-andel innblandet biodrivstoff i ordinær diesel.

B7 – 7 volum% innblandet biodrivstoff og 93 volum% ordinær diesel

B20 – 20 volum% innblandet biodrivstoff og 80 volum% ordinær diesel

B100 - 100 volum% biodrivstoff

Fornybar diesel betegnes i Norge også som HVO (Hydrogenated Vegetable Oil_-Hydrogenert Vegetabilsk Olje). HVO kan være basert på samme råstoff som FAME, men produksjonsprosessen er forskjellig noe som gjør at HVO har tilnærmet samme kjemiske sammensetning som fossilt diesel og er dermed fullt kompatibelt for eksisterende dieselmotorer. HVO betegnes derfor også som såkalt "drop-in" biodrivstoff.

Biodiesel (FAME) i marine forbrenningsmotorer

Biodiesel (=Fame) som skal brukes i forbrenningsmotorer på skip må tilfredsstillende krav som stilles fra motorleverandører. Autodiesel som selges i Norge er pålagt å ha innblanding av 7% biodiesel og kjøretøymotorer er tilpasset slike krav.

For marine motorer er situasjonen noe annerledes, men de fleste motorprodusenter tilbyr motorer som kan benytte biodiesel i dag. Forutsetning for bruk er at biodiesel tilfredsstiller krav som er satt i gjeldende standarder. Det er derfor avgjørende at kvalitet på drivstoff er kjent. Videre anbefales at motorleverandør godkjenner at biodrivstoff benyttes i den aktuelle motoren. Det kan være forskjell på gamle og nye motormodeller, og det er også forskjell i hvilke blandingsnivå av biodiesel som tillates for de enkelte motormodell (kan variere fra B20 til B100 blanding). Motorprodusentene kan gi råd og avklare gjeldende muligheter i hvert enkelt tilfelle.

Internasjonale standarder ASTM D 6751-20 eller EN 14214: 2012 (E) brukes vanligvis til å spesifisere biodieselskvalitet. Videre, for biodiesel blanding B10 finnes det en EN 16734 standard og for B20 & B30 blandinger en EN 16709 standard. De to sistnevnte standardene definerer kvaliteten til biodiesel som benyttes til innblanding i ordinær diesel.

Spesielle forhold knyttet til biodiesel som kan påvirke operasjonelle forhold er:

- Stabilitet, oksidasjon av drivstoff
- Oppførsel ved lave temperaturer
- Hydroskopisk, potensial for høyt vanninnhold
- Dannelse av avleiringer i injeksjonssystemet
- Tilstopping av filtrering
- Påvirkning på naturlige gummitetninger og nitrilgummitetninger i drivstoffsystemet
- Påvirkning på metaller som messing, bronse, kobber, bly og sink som kan forårsake sedimenter og tilstopping av filter
- Påvirkning av smøreolje

Forhold knyttet til kjemisk sammensetning og egenskaper i biodrivstoffene skal være ivarettatt av respektive standarder som er utviklet. Det ligger som en klar forutsetning for alle motorleverandører at biodrivstoffet som benyttes følger disse standardene.

Fornybar diesel (HVO)

"Drop-in" biodrivstoff (=HVO) er definert som flytende bio-hydrokarboner som funksjonelt er ekvivalente med petroleumsavledede drivstoff og fullt kompatible med eksisterende petroleumsprodukter. Per definisjon må de oppfylle følgende krav til basisegenskaper: blandbarhet med petroleumsbrensel, kompatibilitet med ytelsesspesifikasjoner, god lagringsevne, egnet for transport med eksisterende logistikkstrukturer og egnet til bruk i eksisterende motorer. I tillegg er de også kompatible med drivstoff innsprøytningssystemer som allerede benyttes.

HVO kan i prinsippet benyttes av alle motorprodusenter enten som innblanding i MGO eller som 100% erstatning for fossilt drivstoff. Tilbakemelding fra viktige leverandører bekrefter dette, (Volvo Penta, Caterpillar, Wärtsilä), men uansett bør en søke råd fra motorleverandører i hvert enkelt tilfelle. Det betyr at motorer kan benytte HVO uten spesielle tilpasninger. For 100% HVO-drift anbefaler også norske drivstoffleverandører at motorleverandør kontaktes og godkjenner slik operasjon.

I tillegg til motor må en også sikre at bunkerstanker og drivstoffsystem er kompatibelt med de aktuelle biodrivstoff som benyttes. Dette kan omfatte materialvalg i pakninger, slanger og rør og behov for rengjøring og eventuelt overflatebehandling av bunkerstanker. Rengjøring er viktig da

tanker som har vært i bruk kan ha belegg som løses opp av biodrivstoff og dermed kan tett filtre og skade andre komponenter i drivstoffsystemet.

Noen overordnede betraktninger er også gitt i rapport fra Miljødirektoratet.

Referanser: Miljødirektoratet: Kunnskapsgrunnlag for omsetningskrav i skipsfart, M-1125 | 2018

Informasjon fra motorleverandører

Selv om biodrivstoffet tilfredsstillende gjeldende standarder, kan det være økt risiko for operasjonelle problemer og/eller økt vedlikeholdsbehov. Typiske fokusområder som kan ha driftsmessige konsekvenser for maskineriet om bord er vist i Tabell 7 nedenfor. Informasjon baserer seg på informasjon og anbefalinger fra motorprodusenter som Volvo Penta, Caterpillar og Wärtsilä.

Disse leverandørene dekker et bredt spekter av den norske fiskeflåten og overordnet teknisk tilbakemelding er inkludert i tabellen ovenfor.

Caterpillar opplyser at garanti opprettholdes når vedlagt definert spesifisering på biodrivstoff er i henhold til leverandørens anbefaling. Dette gjelder kun nye motorer. Når det gjelder eldre motorer så er det kun biodiesel fremstilt via esterifiseringsprosess (= FAME) som oppfattes som en utfordring, og dette er knyttet til blant annet pakninger. Caterpillar har listet en rekke motortyper som kan benytte biodiesel. Videre kan alle fornybare dieselkvaliteter som tilfredsstillende EN 15940 benyttes uten spesielle utforinger.

Volvo Penta har testet bruk av HVO på sine motorer og ingen av deres motorer trenger modifikasjoner for å kjøre 100% HVO. Det er heller ingen endring i serviceintervall eller garantibetingelser for nye motorer. Det anbefales innvendig overflatebehandling av drivstofftanker eller å sette inn ny tank til formålet.

Volvo tillater også bruk av ulike kvaliteter med innblanding 10-30% biodiesel, (B10-B30). Egen service-bulletin foreligger. Motorer er sertifisert i henhold til standard drivstoffkvalitet. Ved innblanding av biodiesel kan dette medføre at motorene ikke tilfredsstillende gjeldende utslippskrav. Dette gjelder spesielt motorer som krever SCR-anlegg for å tilfredsstille IMO Tier III krav til utslipp.

Wärtsilä tillater bruk av biodiesel på de fleste av sine motortyper, og har utarbeidet en egen servicebulletin på temaet. Det tillates innblanding fra 10-30% i av FAME-produkter avhengig av motormodell. HVO kan benyttes opptil 100% på enkelte motorer.

Generelt bør bruk av biodiesel på eksisterende motorinstallasjon sjekkes ut mot motorleverandør som vil gi nødvendige anbefalinger og råd.

TABELL 6– VURDERING AV OPERASJONELLE FORHOLD VED BRUK AV BIODIESEL

Operasjonelle forhold ved biodiesel	Beskrivelse	Tiltak, konsekvens
Redusert oljebytte intervall	Biodiesel drivstoff har høyere tetthet og lavere flyktighet enn diesel. Normalt vil noe drivstoff løses opp i smøreoljen og deretter fordampe og ledes bort fra veivhuset i motor, men biodiesel er mindre flyktig og vil dermed ikke fordampe på samme måte. Dette kan bidra til at biodiesel bidrar til å fortynne smøreoljen. I tillegg inneholder biodiesel oksygenmolekyler som også kan bidra til oksydering av smøreoljen, og dermed redusere intervallene for oljeskift.	Spesielle krav til smøreoljekvalitet. Rutiner for oljeprøver og oppfølging må avklares mot den enkelt motorleverandør. Oljeskiftintervall halveres for enkelte motortyper. Det er mulig at normale oljeskiftintervall kan opprettholdes basert på testing resultater.
Diesel filter kompatibilitet	Det må avklares om eksisterende dieselfilter er kompatibelt med biodrivstoff som skal benyttes. Dette gjelder også eventuelle filter for vannutskilling.	Avklaring. Eventuelt nye filtertyper. Krav til vannutskilling.
Oppløsning av belegg i dieselsystem ved konvertering til biodrivstoff	Konvertering til biodiesel kan løse opp belegg i drivstofftanker og drivstoff system. Dette kan tette igjen drivstoff-filtrene og dermed gi driftsproblemer.	Flere tiltak mulig: 1. Rengjøring av drivstoffsystem før en går over til biodrivstoff. 2. Innvendig overflatebehandling av drivstofftank. 3. Alternativt samle beleggrester i drivstoffilter og skifte disse ofte (hver 50 timet) i en overgangsperiode inntil drivstoff-systemet er fritt for belegg. Deretter kan en gå over til ordinært filterskift intervall.
Filtrering av biodiesel ut fra lagertank	Installere ekstra drivstoffilter etter lagertank inkludert vannutskiller.	Avhengig av hva som er fra før. Eventuell mindre modifikasjon på drivstoff tilførselssystem.

Operasjonelle forhold ved biodiesel	Beskrivelse	Tiltak, konsekvens
		Vil også kreve driftsoppfølging og periodisk vedlikehold
Redusert energiinnhold i biodrivstoff, lavere ytelse	Biodrivstoff kan ha 5-8% lavere energiinnhold en diesel. (Laver nedre brennverdi). Dette vil redusere ytelsen.	Motor vil ikke oppnå samme maks ytelse som for diesel. Økt forbruk for å opprettholde ønsket fart på lavere last. Endring av motorparametere tillates normalt ikke. Dette vil medføre at utslippssertifikater ikke lenger er gjeldende.
Elastomer kompatibilitet	Materiale i pakninger, O-ringer og slanger kan degraderes i kontakt med biodiesel. Risiko for degradering øker med innblandingsandel og er størst for B100 kvalitet.	Flere alternativ: 1. Økt inspeksjonsfrekvens og utskifting av degraderte komponenter. 2. Skifte ut komponenter som ikke er compatible med biodrivstoff før en starter med biodrivstoff
Slange kompatibilitet	Nitril gummislinger som typisk benyttes i drivstoff transfer systemer er ikke kompatibel med biodrivstoff.	Avklar slangekvalitet i drivstoffsystem og eventuelt bytte ut gamle slanger til slanger som er godkjent for biodrivstoff. Krav til årlig bytte av pakninger og slanger i drivstoffiltersystem.
Lav temperatur drift for lagring og drift	Biodiesel har dårligere kuldeegenskaper enn diesel. Tåkepunkt angir den temperaturen der drivstoffet begynner å bli matt/tåket og hvor krystaller begynner å felle ut. Denne temperaturen er lavere for FAME enn for MGO/MDO. Det må sikres at valgt biodieselkvalitet har tilstrekkelig gode kuldeegenskaper for å hindre størkning til en gele-aktig	Sikre riktig spesifikasjon på biodrivstoff for operasjonsområde og årstid. Vurdere oppvarming i bunkerstank og bunkerslinjer ut fra tilgjengelig drivstoffkvalitet over året.

Operasjonelle forhold ved biodiesel	Beskrivelse	Tiltak, konsekvens
	konsistens og/eller frysing. Dette vil blokkere filtere og drivstoffsystem og skape store driftsproblemer.	
Oksidasjons stabilitet, injektor belegg	Biodiesel har dårligere oksidasjonsegenskaper enn ordinær diesel. Hvis biodiesel er utenfor angitt spesifikasjon kan oksidasjon av biodrivstoffet øke. Dette kan gi økt belegg på injektorer. Elektroniske injeksjonssystemer har normalt høyere trykk og temperatur en tradisjonelle systemer som bidrar ytterligere til beleggdannelse.	Benytte biodrivstoff som tilfredsstiller gjeldende standard. Tilsetning av antioksidanter kan bidra til forbedret I stabilitet mot oksydasjon.
Oksidasjons stabilitet, Lagringstid	Biodiesel kan degraderes ved lagring over lang tid. på grunn av den kjemiske strukturen og fordi blandingen kan være mer utsatt for biologiske angrep av mikroorganismer. Konsekvens kan være at det en får utskilling av gel, syrer og økt sannsynlighet for belegg i drivstoffsystemet.	Tilstrekkelig testing av drivstoff med fokus på oksidering, syre-tall viskositet og bunnfall. Vurdere bruk av antioksidanter sammen med drivstoffleverandør. a. B20 og B30 (der det er påbudt) biodiesel blandinger kan vanligvis lagres opptil 8 måneder. Testing av B20- og B30-blandinger anbefales etter 4 måneders lagring og deretter på månedlig basis for å sikre at drivstoffet ikke har forringet. b. B100 biodiesel kan vanligvis lagres opptil 4 måneder. Testing av B100 anbefales etter 2 måneders lagring og deretter annenhver uke for å sikre at drivstoffet ikke har forringet. Bruk av passende tilsetningsstoffer er nødvendig dersom B100 er lagret i mer enn 4 måneder. Prosedyre bør avklares med drivstoffleverandør. c.

Operasjonelle forhold ved biodiesel	Beskrivelse	Tiltak, konsekvens
		B100 bør oppbevares ved temperaturer fra 3° C til 6 °C over tåkepunktet. Andre lagringsråd som å unngå direkte sollys eller varme bør følges.
Periodevis drift av motoranlegg	Ved periodevis drift av et fartøy anbefales ikke bruk av biodiesel ut fra risiko for driftsproblemer pga lite forbruk og lang lagringstid, ref. egenskaper nevnt ovenfor.	Hvis biodiesel benyttes bør en ha prosedyrer med flushing av drivstoffsystemet med ordinær diesel før lang tid stans. Enkelte motortyper er ikke godkjent for periodevis drift.
Mikrobakteriell forurensning og vekst	Biodiesel er utsatt for mikrobiell forurensning og vekst på grunn av den kjemiske naturen. Mikrobiell kontaminering og vekst kan forårsake korrosjon i drivstoffsystemet og for begynnende tilstopping av drivstoffilteret.	Rådfør deg med din leverandør av drivstoff og tilsetningsstoffer for å få hjelp til å velge passende antimikrobielle tilsetningsstoffer. Bruk antimikrobielle tilsetningsstoffer ved første tegn på deteksjon. Rengjøringsprosessen vil være mer effektiv hvis biocidet brukes før omfattende vekst av mikroorganismer.
Fjerning av vann	Biodiesel kan absorbere og oppløse mer vann enn diesel på grunn av sin kjemiske natur. Det må utvises forsiktighet for å forhindre at vann forurenses drivstoffet og for å fjerne vann fra drivstofftanker. Vann akselerer mikrobiell forurensning og vekst og kan forårsake systemkorrosjon.	Følge opp lagertank og sikre drenering av vann fra bunn av tank. Sikre at utløp av tank ikke suger fra laveste punkt på tanken.
Metall inkompatibilitet	Biodiesel er ikke kompatibel med enkelte metaller. Biodiesel, spesielt ved blandinger av B20 og høyere, vil oksidere og danne sedimenter ved langvarig kontakt med bly, sink, tinn, kobber og kobberlegeringer som messing og bronse.	Sikre at drivstoffsystem ikke inneholder metaller som kan oksideres og danne sedimenter. Avklare med leverandør av drivstoffsystem.

Operasjonelle forhold ved biodiesel	Beskrivelse	Tiltak, konsekvens
Glycerid, (hvis utenfor spec.)	Under produksjon og prosessering av biodiesel produksjon kan glyserol og ureagerte oljer (mono, di og tri glyserider) forbli i biodiesel. Hvis disse uønskede komponentene er over de tillatte spesifikasjonsnivåene, kan de forårsake problemer som filtrering og injektoravleiringer.	Det er kritisk at biodiesel er i henhold til anbefalte spesifikasjoner.
Utslippskrav	Marine dieselmotorer sertifiseres etter gjeldende utslippskrav gitt i f.eks IMO Tier I, II eller III med basis i gjeldende drivstoffstandarder. Utslipp fra motorer kan endres ved bruk av biodiesel, slik at motor ikke tilfredsstiller gjeldende utslippskrav.	Avklare og få aksept for eventuelle avvik i eksosutslipp. Spesielt utslipp av NOx kan være en utfordring.
Renseteknologi	Avgassrensing av dieseleksos ved hjelp av SCR er nødvendig for å tilfredsstille IMO Tier III krav til NOx-utslipp. Biodiesel kan gi forurensinger i eksos som innvirker på SCR-katalysatoren og forringe levetid og effektivitet.	Avklare mot motorleverandør. Økt NOx-nivå kan medføre behov for re-justering av katalysatorsystem for å tilfredsstille krav. Forringing av katalysatormateriale kan gi redusert levetid og økt vedlikeholdskostnad.

Konsekvens ved konvertering til biodrivstoff

Bruk av HVO tillates i dag fra motorprodusenten og vil ikke ha tekniske konsekvenser knyttet til motor for nybygg.

For eldre motorer må det avklares med de respektive produsenter for aktuell motortype og årsmodell om det er behov for modifikasjoner. Videre må eksisterende drivstoffsystem eventuelt renses. Uansett må det avklares med motorprodusent om hvilke tiltak som anbefales.

Bruk av FAME- produkter tillates til en viss grad som innblanding i vanlig diesel. Innblandingsandel varierer fra 10-30 % for ulike motorleverandører og motortyper.

Konkrete kostnadstall ved overgang til biodrivstoff vil variere. Enkelte fartøy vil ikke ha behov for endringer og kan ta i bruk aktuelle biodrivstoffkvaliteter direkte. Andre vil ha behov for å bytte ut drivstoffkomponenter som slanger, pakninger filtre, annet for å sikre riktig materialkvalitet og unngå driftsproblemer. Slike tiltak kan gjøre i sammenheng med normalt vedlikehold og bør derfor ikke gi store ekstrakostnader, men må avklares i hvert enkelt tilfelle.

Videre er enkelte operasjonelle tiltak nødvendig slik beskrevet i Tabell 7, men slike tiltak vil i liten grad påføre direktekostnader, men kreve noe ekstra arbeid. Enhver som ønsker å benytte biodrivstoff må selv skaffe relevant informasjon og være bevist mulige problemområder som kan oppstå og sikre at drivstoffsystemet møter de krav som eventuelt stilles fra motorleverandører. Da kan biodrivstoff benyttes uten behov for store investeringskostnader.

Kapittel 5 Markedsutsikter for andre alternative drivstoff og problemstillinger knyttet til begrenset tilgang på fornybar energi

I arbeidspakke 1 er tekniske forhold knyttet til alternative lavkarbon- eller nullutslipps drivstoff ut over biodiesel beskrevet. Følgende drivstofftyper kan være aktuelle innenfor fiskeri:

- Naturgass og biometan
- Hydrogen
- Ammoniakk
- Metanol

Kort oppsummert er markedsstatus for alternativene som maritimt drivstoff som følger:

- Naturgass produseres flere steder i Norge og har blitt tilgjengelig over hele landet. Biometan tilbys også for leveranser over hele landet, men produksjonskapasitet og tilgjengelighet er mer begrenset.
- Hydrogen er ikke kommersielt tilgjengelig som marint drivstoff i dag, men brukes i prosess- og kjemisk industri. I dag produseres hydrogen hovedsakelig fra termokjemisk konvertering (reformering) av naturgass (nesten 67 prosent). Total hydrogenproduksjon i Skandinavia utgjør ca. 570 000 tonn i året eller mindre enn 1% av verdensproduksjonen. Flytende H₂ er ikke tilgjengelig i skandinaviske land i dag. Europeisk produksjonskapasitet for LH₂ er om lag 20 tonn/dag. (2021). Hovedkilde for H₂-produksjon er naturgass og ca. 5 % av verdens totalproduksjon er grønn H₂ produsert med elektrolyse av vann.
- Ammoniakk er en H₂-bærer og kan brukes som drivstoff i forbrenningsmotorer og brenselceller. Ammoniakk har dårlige forbrenningsegenskaper /2/ og er giftig i liten konsentrasjon som reiser sikkerhetsspørsmål som må håndteres knyttet til distribusjon og bruk. Den globale produksjonen av ammoniakk er om lag 180 millioner tonn og verdenshandelsmarkedet er om lag 20 millioner tonn. Den tradisjonelle måten å produsere ammoniakk på i dag er ved å reformere naturgass som krever et høyt energibehov og gir høyt CO₂-avtrykk. For å regnes som et lavkarbondrivstoff må fornybare kilder brukes til produksjon av ammoniakk.
- Metanol kan være et lavt eller null karbonbrensel avhengig av hvordan det produseres. Metanol (CH₃OH) er en flytende kjemikalie og kan lagres i drivstofftanker ved atmosfærisk trykk tilsvarende som for som bunkersolje. I dag produseres metanol vanligvis i industriell skala ved dampreformering av naturgass for å lage syntesegass og videre konvertering til flytende metanol. Samlet årsproduksjon av metanol var 98 mill tonn i 2019, hovedsakelig basert på fossile kilder. Metanol fra fornybare kilder teller bare 0,2 millioner tonn årlig, /3/. Dette kan være biometanol produsert fra biomasse eller e-metanol produsert fra CO₂-fangst og grønt hydrogen.

I Norge er det mange prosjektinitiativ for utvikling av manglende grønne drivstoff. Mange av initiativene ligger kystnært og kan dermed også være mulige leverandører til et maritimt marked generelt og til fiskefartøyer spesielt.

Tabell 8 viser identifiserte prosjektinitiativ i Norge basert på data samlet inn i 2022. Enkelte store prosjekter har direkte tilknytning til industriutvikling mens andre ikke har en direkte markedstilknytning og kan dermed bidra til at alternativene gjøres tilgjengelig også som drivstoff i skip hvis dette viser seg attraktivt. Status på prosjektene som er skissert kan ha blitt endret, og det er ikke

sikkert at alle skisserte prosjekter og planer vil bli gjennomført. For ytterligere informasjon vises til Norsk Hydrogenforum.

Tabellen inneholder en liste over alle identifiserte hydrogen og ammoniakk prosjekter i Norden. Lys blå farge = prosjektet er lokalisert mindre en 20 km fra havn eller havet. Mørk blå farge = maritim sektor er spesifikt nevnt i kommunikasjon fra prosjektet eller selskapene involvert. Fet tekst = inkluderer hydrogen som skal konverteres til ammoniakk. Kursiv = Hydrogenproduksjon er dedikert til andre formål (for eksempel metanol produksjon eller stålverk). Tabellen er indikativ, og det er knyttet stor usikkerhet til oppstart og annonserte planer.

TABELL 7 – PROSJEKT INITIATIV FOR PRODUKSJON AV ALTERNATIV DRIVSTOFF I NORGE STATUS PER 2022 TABELLEN INNEHOLDER EN LISTE OVER ALLE IDENTIFISERTE HYDROGEN OG AMMONIAKK PROSJEKTER I NORDEN. LYS TURKIS FARGE = PROSJEKTET ER LOKALISERT MINDRE ENN 20 KM FRA HAVN ELLER HAVET. MØRK TURKIS FARGE = MARITIM SEKTOR ER SPESIFIKT NEVNT I KOMMUNIKASJON FRA PROSJEKTET ELLER SELSKAPENE INVOLVERT. FET TEKST = INKLUDERER HYDROGEN SOM SKAL KONVERTERES TIL AMMONIAKK. KURSIV = HYDROGENPRODUKSJON ER DEDIKERT TIL ANDRE FORMÅL (FOR EKSEMPEL METANOL PRODUKSJON ELLER STÅLVERK). TABELLEN ER INDIKATIV, OG DET ER KNYTTET STOR USIKKERHET TIL OPPSTART OG ANNONSERTE PLANER., REF /4/

Project name	Location	Scale (tonnes hydrogen per day) and year*	H ₂ source (green/blue/other)	Hydrogen use	Status**	Companies involved
Barents Blue	Hammerfest	600 tpd (24 000 TJ/yr) in 2025	Blue	Ammonia production	Final Investment Decision end of 2022, start of operation in 2025	Horisont Energi
Yara Porsgrunn	Porsgrunn	12 tpd in 2023, 210 tpd (8 424 TJ/yr) in 2026	Green		Letter of intent signed 2021, could be realized in 2026	Yara, Statkraft, Aker Clean Hydrogen
Green methanol	Finnfjord	60 tpd (2 388 TJ/yr) in 2024	Green	Methanol production	Final Investment Decision in end of 2021, two years construction	CRI, Statkraft, Finnfjord
HAEOLUS/Green Ammonia Berlevåg	Berlevåg	1 tpd today, 47 tpd (1 872 TJ/yr) in 2024	Green		2.5 MW demo operating, 100 MW feasibility study completed	Varanger Kraft, Aker Clean Hydrogen
	Rjukan	23-37 tpd (1 498 TJ/yr) (no date)	Green	LCOH project	Feasibility study started	Aker Green Hydrogen, Tinn municipality, Rjukan Naeringsutvikling
TiZir	Tyssedal	23 tpd (936 TJ/yr) planned 2020, postponed	Green	Ilmenite reduction	Feasibility study done 2016-17, Final Investment Decision postponed due to low quota prices	TiZir, Greenstat

Project name	Location	Scale (tonnes hydrogen per day) and year*	H ₂ source (green/blue/other)	Hydrogen use	Status**	Companies involved
	Kvinnherad	10-20 tpd (800 TJ/yr) (no date)	Green		Cooperation agreement in place 2019	Gasnor, Sunnhordland Kraftlag, Kvinnherad kommune
Langemyr industriområde	Langemyr	Stepwise from 5 tpd in 2023 to 20 tpd (800 TJ/yr) in 2024-2025	Green		Feasibility study completed	Agder municipality, Kristiansand municipality
CCB Energy Park	Kollsnes	1 tpd in 2022, 15 tpd (600 TJ/yr) in 2024	Blue		1 tpd facility purchased, start operation in 2022	ZEG Power, Coast Center Base, Equinor
Glomfjord Industrial Park	Glomfjord	1 tpd in 2023, scale to 10 tpd (400 TJ/yr)	Green		Letter of intent signed in 2020	Glomfjord Hydrogen
Meraker Hydrogen	Meråker	10 tpd (400 TJ/yr) in 2024	Green		Feasibility study completed	Gen2 Energy
Glencore Nikkelverk	Kristiansand	3 tpd (120 TJ/yr) in 2023	Other		Pre-study ongoing	Glencore Nikkelverk, Greenstat, Everfuel
Energi-hub Kjerlingland	Kjerlingland	1-3 tpd (120 TJ/yr) (no date)	Green		Pre-study ongoing	Greenstat, JB Ugland Fornybar Energi
Fiskå hydrogen-anlegg	Fiskå	1 tpd (40 TJ/yr) in 2022	Green		Submitted application for building permit	Norconsult, Norled, Green H
	Svelgen	0.33 tpd (13 TJ/yr) in 2022	Other (silica production)		Can be realized in 2022 after a study in end of 2021	Elkem
	Trondheim	0.3 tpd (12 TJ/yr) in place	Green	H2 filling station for	Already in place	ASKO

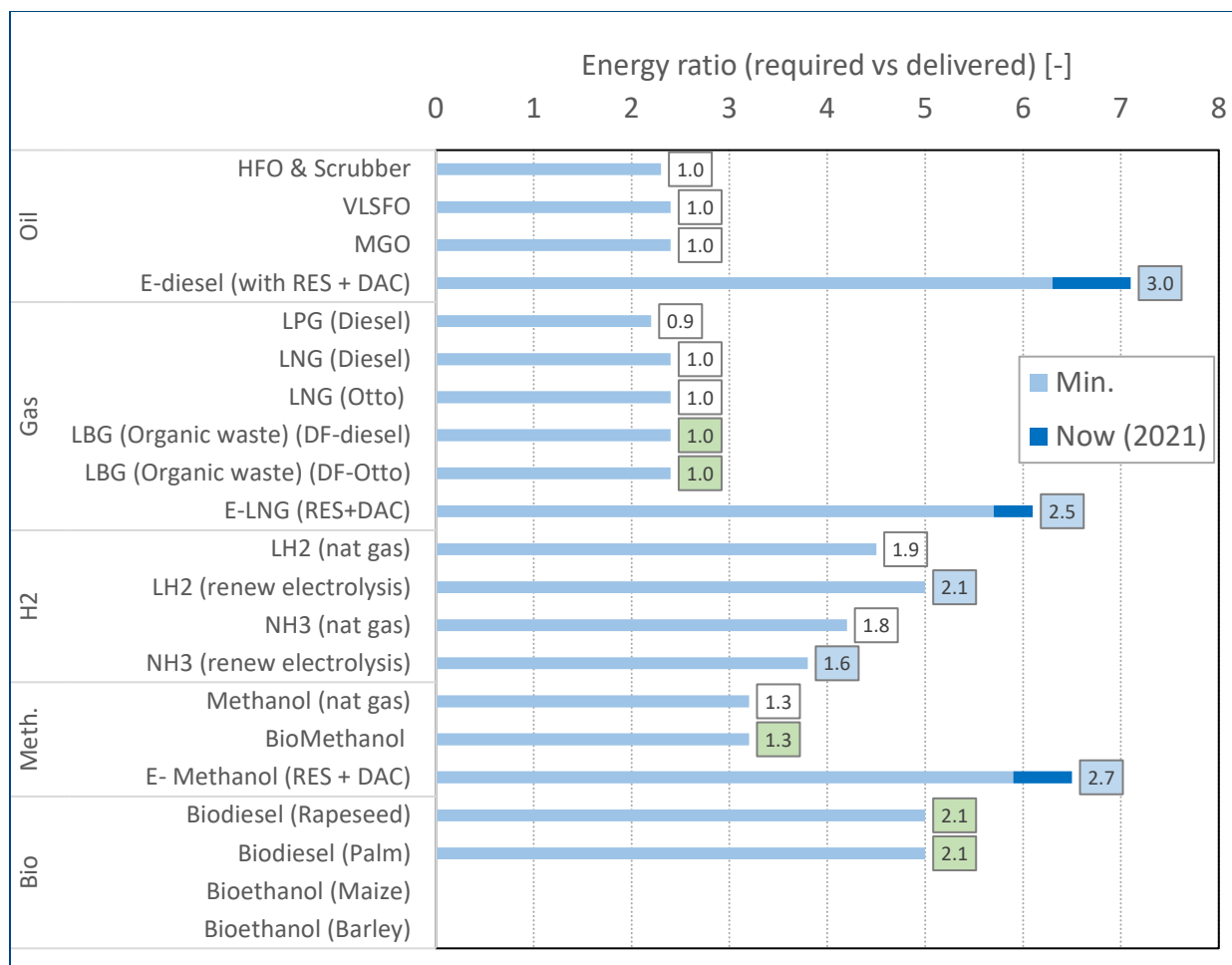
Project name	Location	Scale (tonnes hydrogen per day) and year*	H ₂ source (green/blue/other)	Hydrogen use	Status**	Companies involved
				automotive use		
Nordic Electrofuels (previously Nordic Blue Crude)	Porsgrunn	10 million tonnes aviation fuel annually in 2022	Green	Aviation fuel	Front-end engineering and design to be completed in end of 2021	Nordic Electrofuel
Aurora	Mongstad	6 tpd LH2	Green	-	Planned for start in 2024 Cancelled	BKK, Air Liquide og Equinor
Hellesylt Hydrogen Hub	Hellesylt	0.7 tpd (estimate)	Green		Planned for start in 2023	Norwegian Hydrogen, (+project partners)
Hydrogen Hub Mo	Mo i Rana	N/A	Green	Industrial use, steel production	Production start in 2022	Statkraft, Celsa, Mo Industripark
Mosjøen	Mosjøen		Green		2026	Gen2 Energy https://gen2energy.com/production-sites/
Suldal	Suldal	N/A	Green		2026	Gen2 Energy https://gen2energy.com/production-sites/

Reduksjon av GHG-utslipp forutsetter produksjon av alternative drivstoff basert på fornybar energi. Fremstilling av alternativene krever betydelig energi som illustrert i Tabell 9 og som fremgår vil produksjon av de mest energikrevende alternativene kreve 3 ganger så mye energi som referanse drivstoffet (MGO).

Fuel types	Engine Type	LCV	GHG Emissions					Energy usage
			WTT	TTW, CO ₂	TTW, CH ₄	TTW, N ₂ O	WTW	WTW Input/ Power Output
		Mj/kg	g CO ₂ e/MJ - 100 years					MJ/MJ
HFO&Scrubber	Diesel	40,2	9,6	77,5	0,2	1,1	88,5	2,3
VLSF	Diesel	41	13,2	77,6	0,2	1,1	92,1	2,4
MGO	Diesel	42,7	14,4	75,1	0,2	1,1	90,8	2,4
LNG	DF-Diesel	49,2	18,5	56,1	1	0,7	76,3	2,4
LNG	DF Otto	49,2	18,5	56,1	10,4	0,7	85,7	2,4
LPG	DF-Diesel	46	8,3	66	0,2	0,7	75,2	2,2
Liq.Hydrogen (NG)	Fuel Cell	120	150,8	0	0	0	150,8	4,5
E-Liq. Hydrogen	Fuel Cell	120	0	0	0	0	0	5
Ammonia (NG)	DF Diesel	18,6	121,4	0	0	5,3	126,7	3,8
E-Ammonia	DF Diesel	18,6	0	0	0	5,3	5,3	4,2
E-LNG	DF Ott	49,2	0	0	10,4	0,7	11,1	6,2
E-LNG	DF Diesel	49,2	0	0	1	0,7	1,7	6,1
E-Methanol	DF Diesel	19,9	0	0	0,2	0,7	0,9	6,5
E-Diesel	Diesel	42,7	0	0	0,2	1,1	1,3	7,1

TABELL 8 –WTW BEREGNINGSDATA. KLIMAGASSUTSLIPP OG ENERGIBEHOV FOR PRODUKSJON OG BRUK AV ALTERNATIVE DRIVSTOFF. TILPASSET FRA /1/

Energibehovet i produksjon og transport av drivstoffet i forhold til produsert akselkraft i skipet viser det energimessige dilemmaet som oppstår i forbindelse med totalvurderinger av alternative drivstoff. Data er vist Tabell 9 (høyre kolonne) og illustrert i Figur 33.



FIGUR 33: ENERGIBRUK FOR ALTERNATIVT DRIVSTOFF, WTW. TALL VED HVER SØYLE INDIKERER NØDVENDIG RELATIV ENERGIBEHOV I FORHOLD TIL MGO FOR Å OPPNÅ 1 MW AKSELEFFEKT. FOR Å LEVERE 1 MW AKSELEFFEKT BASERT PÅ MGO KREVES 2,4 MW ENERGIBRUK, DET VIL SI AT 1,4 MW BRUKES TIL DRIVSTOFFPRODUKSJON, TRANSPORT OG EFFEKTIVITETSTAP I SYSTEM OG MOTOR. FORUTSETNING: TERMISK VIRKNINGSGRAD FOR MOTOREN: 50%,/1/

* Minimumsverdier (lyseblå) reflekterer fremtidige ambisjonsnivåer.

Sentrale referanser

- /1/ Lindstad, E. et al.: Reduction of maritime GHG emissions and the potential role of E-fuels. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2021.103075>
- /2/ Thomas, G. and Parks, G., "Potential Roles of Ammonia in a Hydrogen Economy: A Study of Issues Related to the Use Ammonia for On-Board Vehicular Hydrogen Storage," U.S. Department of Energy, February, 2006. Available at: http://hydrogen.energy.gov/pdfs/nh3_paper.pdf.
- /3/ IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), Innovation Outlook: Renewable Methanol, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. www.irena.org/publications
- /4/ Stenersen, D, Lundstrøm H.; WP2-Propulsion technology options for alternative marine fuels. HOPE - Hydrogen fuel cells solutions in shipping in relation to other low carbon options – a Nordic perspective. Sintef Ocean report OC2022 F-109, 2023-03-15.
- /5/ "Technology descriptions and projections for long-term energy system planning". Danish Energy Agency. Available at: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-renewable-fuels>
- /6/ "Renewables 2022 Analysis and forecast to 2027" IEA. Available at: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>
- /7/ "World Energy Outlook 2022" IEA. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- /8/ "Bioenergy for the energy transition - Ensuring sustainability and overcoming barriers" IRENA. Available at Irena.com
- /9/ "ENERGY TRANSITION OUTLOOK 2022" DNV. Available at: <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/download.html>
- /10/ "Advanced Biofuels – Potential for Cost Reduction" 2020. IEA Bioenergy. Available at: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41_CostReductionBiofuels-11_02_19-final.pdf
- /11/ "BP Statistical Review of World Energy 2022" BP. Available at: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- /12/ Price data from Quantum Commodity Intelligence. Available at <https://www.qcintel.com/biofuels/>
- /13/ "JEC Well-To-Wheels report v5" JRC (the Joint Research Centre of the European Commission), EUCAR and Concawe 2020.
- /14/ Sustainable biomass availability in the EU, to 2050. Imperial College London Consultants 2021

Appendix

ISO 8217 2017 fuel standard

ISO 8217 2017 FUEL STANDARD

ISO 8217 2017 Fuel Standard
for marine distillate fuels

REQUIREMENTS FOR MARINE DISTILLATE FUELS

Characteristic	Unit	Limit	Category ISO-F-							Test method(s) and references
			DMX	DMA	DFA	DMZ	DFZ	DMB	DFB	
Kinematic viscosity at 40 °C	mm ² /s ^a	Max	5,500	6,000	6,000	6,000	11,00			ISO 3104
		Min	1,400	2,000	3,000	2,000				
Density at 15 °C	kg/m ³	Max	–	890,0	890,0	890,0	900,0			ISO 3675 or ISO 12185; see 6.1
Cetane index	–	Min	45	40	40	40	35			ISO 4264
Sulfur ^b	mass %	Max	1,00	1,00	1,00	1,00	1,50			ISO 8754 or ISO 14596, ASTM D4294; see 6.3
Flash point	°C	Min	43,0	60,0	60,0	60,0	60,0			ISO 2719; see 6.4
Hydrogen sulfide	mg/kg	Max	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00			IP 570; see 6.5
Acid number	mg KOH/g	Max	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5			ASTM D664; see 6.6
Total sediment by hot filtration	mass %	Max	–	–	–	–	0,10 ^c			ISO 10307-1; see 6.8
Oxidation stability	g/m ³	Max	25	25	25	25	25 ^d			ISO 12205
Fatty acid methyl ester (FAME) ^e	volume %	Max	–	–	7,0	–	7,0	–	7,0	ASTM D7963 or IP 579; see 6.10
Carbon residue – Micro method on the 10 % volume distillation residue	mass %	Max	0,30	0,30	0,30	0,30	–			ISO 10370
Carbon residue – Micro method	mass %	Max	–	–	–	–	0,30			ISO 10370
Cloud point ^f	winter	°C	Max	–16	report	report	–			ISO 3015; see 6.11
	summer	°C	Max	–16	–	–	–			
Cold filter plugging point ^f	winter	°C	Max	–	report	report	–			IP 309 or IP 612; see 6.11
	summer	°C	Max	–	–	–	–			
Pour point (upper) ^f	winter	°C	Max	–	– 6	– 6	0			ISO 3016; see 6.11
	summer	°C	Max	–	0	0	6			
Appearance			Clear and Bright ^g					^e		see 6.12
Water	volume %	Max	–	–	–	–	0,30 ^c			ISO 3733
Ash	mass %	Max	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010			ISO 6245
Lubricity, corrected wear scar diameter (WSD) at 60 °C ^h	µm	Max	520	520	520	520	520 ^d			ISO 12156-1

^a 1 mm²/s = 1 cSt.

^b Notwithstanding the limits given, the purchaser shall define the maximum sulfur content in accordance with relevant statutory limitations. See Introduction.

^c If the sample is not clear and bright, the total sediment by hot filtration and water tests shall be required, see 6.8 and 6.12.

^d If the sample is not clear and bright, the test cannot be undertaken and therefore, compliance with this limit cannot be shown.

^e See 5.1 and Annex A.

^f Pour point cannot guarantee operability for all ships in all climates. The purchaser should confirm that the cold flow characteristics (pour point, cloud point, cold filter, plugging point) are suitable for the ship's design and intended voyage. See 6.11.

^g If the sample is dyed and not transparent, then the water limit and test method as given in 6.12 shall apply.

^h This requirement is applicable to fuels with a sulfur content below 500 mg/kg (0,050 mass %).

Permission to reproduce extracts of standards has been granted by Standard Norge. No other use of this material is permitted. Full standards may be obtained from the Standard Norge online shop, found at: <https://www.standard.no/en/webshop/>



REQUIREMENTS FOR MARINE RESIDUAL FUELS

Characteristic		Unit	Limit	Category ISO-F-											Test method reference
				RMA	RMB	RMD	RME	RMG				RMK			
				10	30	80	180	180	380	500	700	380	500	700	
Kinematic viscosity at 50 °C		mm²/s ^a	Max	10,00	30,00	80,00	180,0	180,0	380,0	500,0	700,0	380,0	500,0	700,0	ISO 3104
Density at 15 °C		kg/m³	Max	920,0	960,0	975,0	991,0	991,0				1010,0			ISO 3675 or ISO 12185; see 6.1
CCAI		–	Max	850	860	860	860	870				870			see 6.2
Sulfur ^b		mass %	Max	Statutory requirements											ISO 8754 or ISO 14596 or ASTM D4294; see 6.3
Flash point		°C	Min	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0				60,0			ISO 2719; see 6.4
Hydrogen sulfide		mg/kg	Max	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00				2,00			IP 570; see 6.5
Acid number ^c		mg KOH/g	Max	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5				2,5			ASTM D664; see 6.6
Total sediment – Aged		mass %	Max	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10				0,10			ISO 10307-2; see 6.9
Carbon residue – Micro method		mass %	Max	2,50	10,00	14,00	15,00	18,00				20,00			ISO 10370
Pour point (upper) ^d	winter	°C	Max	0	0	30	30	30				30			ISO 3016
	summer	°C	Max	6	6	30	30	30				30			
Water		volume %	Max	0,30	0,50	0,50	0,50	0,50				0,50			ISO 3733
Ash		mass %	Max	0,040	0,070	0,070	0,070	0,100				0,150			ISO 6245
Vanadium		mg/kg	Max	50	150	150	150	350				450			IP 501, IP 470 or ISO 14597; see 6.14
Sodium		mg/kg	Max	50	100	100	50	100				100			IP 501, IP 470; see 6.15
Aluminium plus silicon		mg/kg	Max	25	40	40	50	60				60			IP 501, IP 470 or ISO 10478; see 6.16
Used lubricating oil (ULO):		mg/kg	–	Calcium > 30 and zinc > 15 or Calcium > 30 and phosphorus > 15											IP 501 or IP 470, IP 500; see 6.17
– Calcium and zinc; or – Calcium and phosphorus															

a 1 mm²/s = 1 cSt.

b The purchaser shall define the maximum sulfur content in accordance with relevant statutory limitations. See Introduction.

c See Annex E.

d Purchasers should confirm that this pour point is suitable for the ship's intended area of operation.

Permission to reproduce extracts of standards has been granted by Standard Norge. No other use of this material is permitted. Full standards may be obtained from the Standard Norge online shop, found at: <https://www.standard.no/en/webshop/>



Råstoff – tilgjengelig bærekraftig biomasse i henhold til EUs regelverk

Teknologi og industriell utvikling er det ene sentrale området der det må gjøres store fremskritt for å sikre at bærekraftig biodrivstoff blir en viktig energikilde i fremtidens energimarked. Tilgang på kommersielt bærekraftig råstoff er det andre området. Fremtidens bærekraftige biodrivstoff vil baseres på råstoff som er på EUs liste over A og B råstoff. Listen er som følger³¹:

A. Råstoff fra vedlegg IX del A til direktiv 2009/28/EF:

- alger dersom de dyrkes på land i dammer eller fotobioreaktorer
- biomassefraksjon av blandet kommunalt avfall, men ikke sortert husholdningsavfall som omfattes av gjenvinningsmålene i artikkel 11 nr. 2 bokstav a) i direktiv 2008/98/EF
- bioavfall som definert i artikkel 3 nr. 4 i direktiv 2008/98/EF fra private husholdninger som er gjenstand for separat innsamling som definert i artikkel 3 nr. 11 i nevnte direktiv
- biomassefraksjon av industriavfall som ikke er egnet for bruk i næringsmiddel- eller førkjeden, herunder materiale fra detalj- og engroshandel samt landbruksbasert næringsmiddelindustri og fiske- og akvakulturindustri, unntatt råstoffer oppført i del B i dette vedlegg
- halm
- husdyrgjødsel og slam fra renseanlegg
- avløpsvann fra palmeoljemøller og tomme palmefruktklaser
- talloljebek
- råglyserin
- bagasse
- pressrester av druer og vinberme
- nøtteskall
- agner
- kolber som er rensset for maiskjerner
- biomassefraksjon av avfall og rester fra skogbruk og trebasert industri, dvs. bark, greiner, førkommersielle tynninger, blader, nåler, trekroner, sagmugg, sagspon, svartlut, brunlut, fiberslam, lignin og tallolje
- annet celluloseholdig materiale som ikke er næringsmiddel, som definert i § 3-2 bokstav g)
- annet lignocellulosemateriale som definert i § 3-2 bokstav f), unntatt sag- og finértømmer
- bakterier, dersom energikilden er fornybar i samsvar med artikkel 2 annet ledd bokstav a) i direktiv 2009/28/EF.

B. Råstoff fra vedlegg IX del B til direktiv 2009/28/EF:

- brukt matolje (UCO)
- animalsk fett (ikke egnet for konsum eller dyrefôr)

Kort oppsummert er dette **restråstoff fra skogbruk og landbruk** (som halm, maiskjerner, GROT³² fra tømmervirksomhet) samt **biologisk avfall fra skogbruk, landbruk, industri og privatpersoner** (Slakteavfall, brukt matolje, kloakkslam osv.) Begge disse er å betrakte som materialstrømmer fra en annen primær aktivitet. I tillegg til dette kan det benyttes alger, som i så fall vil dyrkes frem utelukkende for biodrivstoff produksjon.

³¹ direktiv 2009/28/EF, hentet fra vedlegg V i produktforskriften kapittel 3

³² GREner Og Topper