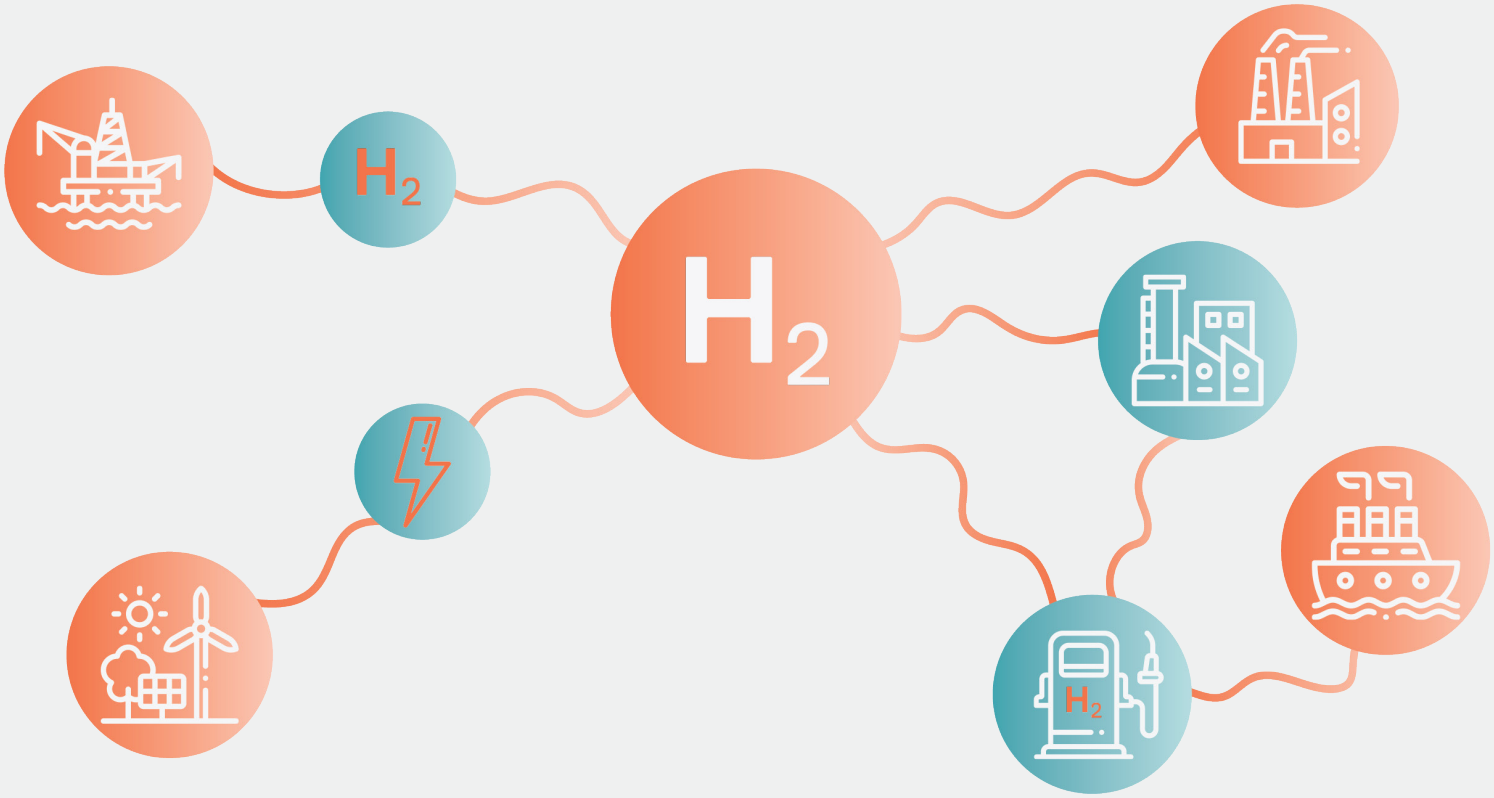
Differansekontrakter
for hydrogen



Publisert av Zero Emission Resource Organisation (ZERO)
August 2022

Layout: Nora Presttun Hindenes/ZERO
Illustrasjoner: Nora Presttun Hindenes/ZERO

Skrevet av:
Liv-Elisif Kalland
Marius Gjerset
Stig Schjølset
Sindre Stub
Sigrun Gjerløw Aasland

Om ZERO
ZERO er en uavhengig, ideell organisasjon som jobber for å møte klimakrisen med utslippsfrie teknologier og handlekraft. Vi mener politisk lederskap og et fremoverlent næringsliv er avgjørende for å løse klimakrisen.

Kontakt
Zero Emission Resource Organisation
Youngstorget 1
0181 Oslo
Telefon: 922 96 200
E-post: zero@zero.no
Org.nr.: 984 143 028

www.zero.no

Innholdsfortegnelse

3. Innholdsfortegnelse

4. Sammendrag og konklusjoner

7. Innledning

9. Hydrogen som klimaløsning

12. Politiske ambisjoner og barrierer
12. Politiske føringer for å utvikle en hydrogenverdikjede
13. Barrierer for storskala produksjon og bruk

15. Virkemidler som kan utløse oppskalering
18. Investeringsstøtte
18. Kvoteplikt og CO_2-avgift, maritim og industri
19. CO_2-kompensasjonsordning
19. Omsetningskrav
20. Reduksjonsplikt
21. Differansekontrakter
22. Virkemiddelpakke for hydrogen

25. Mulige ordninger for differansekontrakter i Norge
25. Ulike innretninger
25. Produsent eller bruker?
26. Konkurranse eller rettighetsbasert støtte?
27. Produktpris eller CO_2-pris?

28. 5 mulige modeller
28. Analysekriterier
29. **Modell 1** Konkurransebaserte differansekontrakter for produksjon
31. **Modell 2** Konkurransebaserte differansekontrakter til sluttbruker
34. Modell 3 Rettighetsbasert støtte til produsent
36. Modell 4 Rettighetsbasert støtte til sluttbruker/omsetter
38. Modell 5 Statlig selskap som kjøper og selger H_2

40. Anbefalinger og konklusjoner
40. Anbefalt ordning for differansekontrakter for hydrogen
41. Andre kriterier for god gjennomføring
42. Konklusjoner

43. Referanseliste

45. Vedlegg 1
45. Deltakere på verksted hos ZERO
45. Deltakere på verksted hos Rederiforbundet

46. Vedlegg 2
46. Politiske ambisjoner for hydrogen

Sammendrag og konklusjoner

I Hurdalsplattformen har regjeringen satt et mål om at Norges klimagassutslipp skal kuttes med 55 prosent innen 2030. Det skal gjennomføres store utslippskutt i både maritim sektor og industri, og det trengs nye kraftfulle virkemidler for å nå disse målene.

Økt bruk av hydrogen vil være nødvendig for å avkarbonisere økonomien og nå klimamålene. Det trengs virkemidler som raskt stimulerer til investeringer i både produksjon og bruk av utslippsfritt hydrogen. For å realisere hydrogen som klimaløsning må de første store prosjektene bli lønnsomme for få skalering og nødvendige kostnadsreduksjoner.

Flere virkemidler er allerede på plass for å øke produksjon og bruk av hydrogen i Norge. Investeringsstøtte til produksjon av hydrogen og ny teknologi for bruk av hydrogen til industri og skip er viktig for å få realisert store prosjekter. Det reduserer merkostnader og økonomisk usikkerhet knyttet til fremtidige kostnadsreduksjoner ved investering. Investeringsstøtten reduserer likevel ikke markedsrisiko knyttet til etterspørsel og priser, som i stor grad avhenger av både internasjonal og norsk energi- og klimapolitikk. For å få rask oppskalering av hydrogenproduksjon må også enhetskostnader avlastes, enten for produsent eller bruker. Det er derfor behov for virkemidler ut over investeringsstøtte.

Vi har analysert innføring av differansekontrakter som et virkemiddel for å realisere oppskalering av moden teknologi for produksjon og bruk av hydrogen i Norge, med mål om å redusere norske klimagassutslipp. Oppskalering av produksjon vil bidra til kostnadsreduksjoner og utvikling av hydrogenverdikjeden i Norge. Det vil igjen bidra til betydelige nasjonale utslippskutt før 2030 og ikke minst på lengre sikt, gjennom å gjøre teknologien mer moden og kostnadseffektiv. For å nå regjeringens klimamål for 2030, argumenterer vi for at differansekontrakter er et nødvendig supplement til virkemidler som allerede er på plass. Vi har sett på ulike modeller for bruk av differansekontrakter, og hvordan disse kan kombineres med eksisterende eller nye virkemidler.

Vi har avgrenset analysen til bruksområdene industri og sjøfart. Økt bruk av hydrogen vil sikre store utslippskutt i industrien, hvor og det trengs større volumen enn i andre sektorer. Hydrogen er en nøkkelkomponent for alle alternative drivstoff for skipsfart. Vi har valgt å avgrense analysen til drivstoff for helt utslippsfrie skip, herunder komprimert eller flytende hydrogen, ammoniakk og LOHC (liquid organic hydrogen carrier) eller liknende. Differansekontrakter, og innretningene vi analyserer, kan potensielt også brukes til å utløse produksjon og bruk av andre typer fornybare drivstoff og bruksområder.

Vi har videre konsentrert analysen om produksjon og bruk av hydrogen produsert fra fornybar strøm. Produksjon av blått hydrogen vil også være nødvendig, men siden det er en verdikjede som også trenger fangst, transport og lagring av CO_2, som kan kreve andre virkemidler, har vi ikke inkludert det i denne analysen.

Det trengs også store mengder ny fornybar kraft for å produsere de volumene med grønt hydrogen som skal til for å nå klimamålene. Dagens utbyggingstempo av ny fornybar strømproduksjon er altfor lavt og må økes kraftig frem mot 2030.

Til grunn for analysen ligger antakelsen om at økt bruk av grønt hydrogen vil bidra til reduserte utslipp. Vi vurderer fem ulike modeller av differansekontrakter etter parametrene styringseffektivitet, kostnadseffektivitet, markedseffekt og gjennomførbarhet. Som en del av gjennomførbarheten ser vi også på i hvilken grad kontrakter er i tråd med EUs regelverk.

Analysens viktigste konklusjoner kan oppsummeres som følger:

- Investeringer i storskala produksjon og bruk av grønt hydrogen vil ikke skje på kort sikt uten lavere økonomisk risiko. Differansekontrakter trengs i kombinasjon med allerede etablerte virkemidler for hydrogen.

- Etablering av et tidligmarked vil gi grobunn for omstilling og nyetablering av underleverandører for komponenter og teknologi.

- Konkurransebaserte differansekontrakter for produksjon eller bruk av hydrogen, med tildelinger basert på kostnad og eventuelt andre hensiktsmessig kriterier, vil være mest treffsikkert.

- Kontrakter til produsenter sikrer i større grad investering i produksjon og vil videre bidra til lavere kostnad for brukere. Kontrakter til brukere vil være mer markedsdrivende, men kan risikere å forsinke investering i produksjon.

- Vi anser produktpris som mest hensiktsmessig som referansepris ved differansekontrakter for produksjon. CO_2-pris er best egnet som referansepris i industrien, mens drivstoffpris er mest relevant i maritim sektor.

- Utlysninger av differansekontrakter bør planlegges i et program som kan revideres i takt med endringer i markedet og endret behov for støtte. I de første utlysningene bør andre faktorer enn kostnad, som for eksempel lokale ringvirkninger og teknologiutvikling, inngå i konkurransegrunnlaget.

- Det er avgjørende at differansekontrakter for hydrogen kommer raskt på plass, og at de også er tilgjengelige for de som allerede har fått innvilget investeringsstøtte.

- Regjeringen må gi tydelige signaler på hvilke virkemidler som vil komme. Usikkerhet i rammevilkårene vil utsette investeringsbeslutninger. Det vil være hensiktsmessig å annonsere at en ordning med differansekontrakter vil innføres, allerede før endelig utforming er bestemt.

Rederiforbundet har vært en viktig referanse- og diskusjonspartner i arbeidet, og har også bidratt til finansiering. De vil for øvrig kommentere rapporten i et vedlegg som kommer senere i august. En referansegruppe for arbeidet har bestått av representanter fra **Rederiforbundet, Yara, Statkraft, Heidelberg Cement** og **ZERO**, og det har vært gjennomført to verksted med flere aktører fra hele verdikjeden.

Innledning

Hydrogen er en nødvendig nullutslippsløsning i prosesser og teknologier som ikke kan direkte elektrifiseres. Hydrogen spiller en sentral rolle i å avkarbonisere industri, landtransport og maritim sektor, så lenge det produseres med fornybar energi, kalt grønt hydrogen, eller fra naturgass med fangst og lagring av CO_2, kalt blått hydrogen.

Målet med denne rapporten er å vurdere og prioritere ulike måter å innrette differansekontrakter på. Hensikten med differansekontraktene er å realisere investering i produksjon og bruk av grønt hydrogen for å sikre utslippskutt i Norge.

Skal vi nå våre klimamål for 2030, trengs store volumer av hydrogen. I **ZEROs forslag** til hvordan regjeringen skal nå klimamålene om 55 prosent reduserte utslipp innen 2030[1], fant vi et behov for nærmere 20 TWh med fornybar strøm til produksjon av hydrogen og hydrogenbaserte drivstoff til transport og industri. I tillegg trengs det ytterligere ca. 6 TWh for maritimt drivstoff brukt i norske farvann, bunkret i andre land, og ikke inkludert i det norske utslippsregnskapet til nå. I denne analysen ligger det til grunn at omtrent halvparten av hydrogenvolumet til maritim bruk blir realisert med grønt hydrogen fra strøm og halvparten med blått fra gass med karbon fangst og lagring (CCS). For å produsere denne mengden hydrogen trengs det da produksjonsanlegg med omtrent 2 GW elektrolysører.

Omlegging til og bruk av hydrogen og ammoniakk utgjør en betydelig merkostnad sammenlignet med fossile løsninger. Hvor raskt og hvor mye prisbildet på hydrogen vil endre seg, er usikkert. Derfor har flere pekt på differansekontrakter som en fornuftig risikodeling mellom stat og næringsliv. Hovedprinsippet går ut på at merkostnad over en avtalt pris dekkes av myndighetene, etter nærmere bestemte betingelser. Vi vurderer i hovedsak ulike innretninger på differansekontrakter, men vi drøfter også alternative virkemidler. Vårt utgangspunkt er at virkemidler bør være konkurransebasert og fordele kostnad og risiko mellom myndigheter og næringsliv på en fornuftig måte.

Differansekontrakter kan innrettes for å dekke alle typer hydrogenbaserte drivstoff, og både grønn og blå produksjon av hydrogen. Med bakgrunn i det overnevnte, har vi i denne analysen valgt å fokusere på oppskalering av produksjon med fornybar kraft og bruk av grønt hydrogen (som komprimert eller flytende hydrogen og ammoniakk eller LOHC og andre hydrogenlagringsalternativer). Vi har avgrenset analysen til bruksområdene industri og sjøfart, siden det er her de største volumene av hydrogen trengs frem mot 2030.

Arbeidet har bestått av ulike faser av kartlegging, informasjonsinnhenting, involvering og vurdering. Vi har arrangert to verksted med sentrale aktører for en grundig gjennomgang og diskusjon av virkemidler. ZERO ønsker å rette en stor takk særlig til alle som har bidratt på disse verkstedene og gjennom samtaler og diskusjoner utover dette. Analyse, konklusjoner og eventuelle feil og mangler står ZERO alene ansvarlig for.

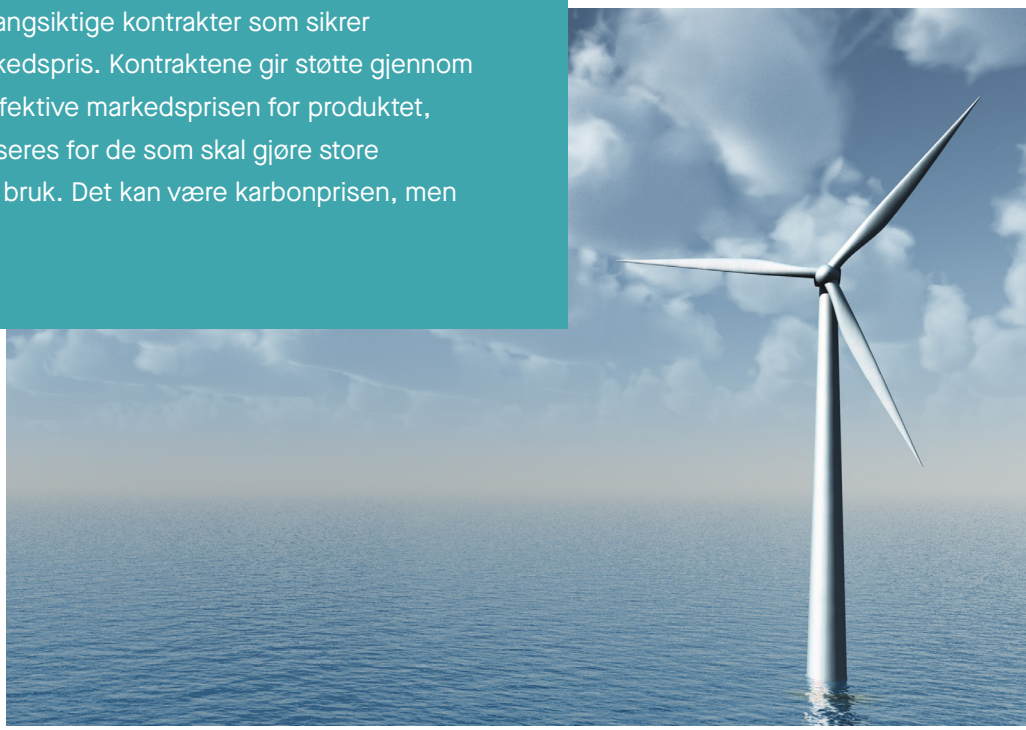
Rederiforbundet har vært en viktig referanse og diskusjonspartner, og har også bidratt til finansiering. En referansegruppe for arbeidet har bestått av representanter fra Rederiforbundet, Yara, Statkraft, Heidelberg Cement og ZERO. Liste over deltakere på verksted og referansegruppens medlemmer fremgår av vedlegg 1.

Hva er differansekontrakter?

Differansekontrakter er et virkemiddel som kan brukes til å dekke differansen mellom kostnaden for et lavutslippsalternativ og prisen for fossilt. Det kan for eksempel dekke forskjellen i produksjonskostnad med og uten utslipp, eller forskjellen mellom produksjonskostnad og den erfarte markedsprisen i et umodent marked. Det er et virkemiddel som brukes blant annet i Storbritannia for å støtte ny produksjon av fornybar strøm, som blant annet havvind. Nå er det ulike ordninger med differansekontrakter på vei eller på plass, i flere europeiske land og i EU, for å stimulere til produksjon og bruk av grønt hydrogen.

En finansiell avtale om å betale differansen mellom en referansepris i markedet og en garantipris, krever at det etableres en referansepris. Referanseprisen ønskes gjerne som en observerbar pris i markedet, som for eksempel kraftpris eller kvotepris. For umodne markeder, slik som hydrogenmarkedet, vil det ofte ikke finnes en opplistet markedspris. I slike tilfeller kan markedsprisen estimeres eller relateres til andre målbare priser eller referansepris(er). Differansekontrakter er et aktuelt virkemiddel for å fremme produksjon og bruk av hydrogen som klimaløsning.

Dette gjøres ved at staten gir langsiktige kontrakter som sikrer differansen til en fremtidig markedspris. Kontraktene gir støtte gjennom å gi garantier som hever den effektive markedsprisen for produktet, samtidig som prisrisikoen reduseres for de som skal gjøre store investeringer i produksjon eller bruk. Det kan være karbonprisen, men også andre produktpriser.



Hydrogen som klimaløsning

Hydrogen er en **energibærer** som kan brukes som utslippsfritt drivstoff i komprimert eller flytende form ved å brenne gassen eller gjennom en brenselcelle som genererer strøm til en elektromotor. Hydrogen er også en nøkkelkomponent i alle andre alternative drivstoff da det er en viktig komponent i ammoniakk, metanol, syntetisk diesel/jetfuel og er nødvendig for raffinering av biodrivstoff. Hydrogen kan brukes til å erstatte fossil fyring i industri der det kreves veldig høye temperaturer, og fungerer som innsatsfaktor i en del kjemisk industri og prosessindustri og erstatte fossilt kull som reduksjonsmiddel.

Komprimert og flytende hydrogen er gunstig for utslippsfri drift av ferger og hurtigbåter, og i løpet av de neste årene vil Norge få de to første hydrogenfergene i drift. Det er også store prosjekter på bulkskip som skal drives på ren hydrogen. Ved bruk av brenselceller sikrer man høyere energieffektivitet sammenliknet med forbrenning, og det er lettere å kombinere med batteriløsninger da de kan drifte en elmotor. Ammoniakk lages med bruk av hydrogen sammen med nitrogen fra luften, og kan brukes som drivstoff eller innsatsfaktor i blant annet gjødselproduksjon. Fordelen med ammoniakk er at det er flytende ved moderat trykk og nedkjøling og er enklere å håndtere som drivstoff enn rent hydrogen. Bruk av 100 prosent ammoniakk som drivstoff kan enten gjøres ved å omforme til hydrogen om bord eller i en ammoniakk forbrenningsmotor. Det kan sannsynligvis også brukes til lavinnblanding med diesel/gass med mindre modifikasjoner av eksisterende motorer, som gir bedre muligheter til retrofit av eksisterende skip. Den største ulempen med ammoniakk er at det er giftig og vil kreve strenge sikkerhetsprosedyrer, slik hydrogen krever med tanke på eksplosjonsfare. I maritim sektor er det stor interesse for grønn ammoniakk.

Bruk av hydrogen eller ammoniakk som drivstoff fordrer spydspisser innen skipsfart som tar teknologirisiko og investeringskostnad i nyutviklet teknologi. Dette er teknologier det haster å få utviklet og tatt i bruk, mens drivstoff som egner seg for innblanding ikke har like høye barrierer for markedsutvikling.

Hydrogen har foreløpig betydelig høyere produksjonskostnad enn de fossile alternativene. Både grønn og blå produksjon av hydrogen og ammoniakk krever store investeringer i produksjonsanlegg og infrastruktur. Det vil være behov for realisering av begge typer produksjon frem mot 2030. Blått hydrogen har noen storskalafordeler allerede i dag. Volumene og dermed investeringene er større for hvert prosjekt, mens ledetiden sannsynligvis en del lengre. Horisont Energis prosjekt Barents Blue, som er godkjent for IPCEI fra norske myndigheter og har fått innvilget investeringsstøtte fra Enova[2], har planer om å produsere 1 million tonn blå ammoniakk. Brukt til å erstatte fossil diesel, vil det gi ca. 1,5 millioner tonn CO_2 i reduserte utslipp. Kostnad for CCS (karbonfangst og -lagring) er hovedsakelig merkostnaden for blå produksjon versus grå produksjon (produksjon av hydrogen fra naturgass uten CCS). Virkemidler for lønnsom CCS vil derfor også kunne brukes til stimulering av blå produksjon.

Fakta om hydrogen:

•Hydrogen er en energibærer, som betyr at det kan brukes til å holde på energi for senere bruk eller lagring. For å produsere energi, trengs en energikilde, som sol, vind, vann eller fossile brensler.

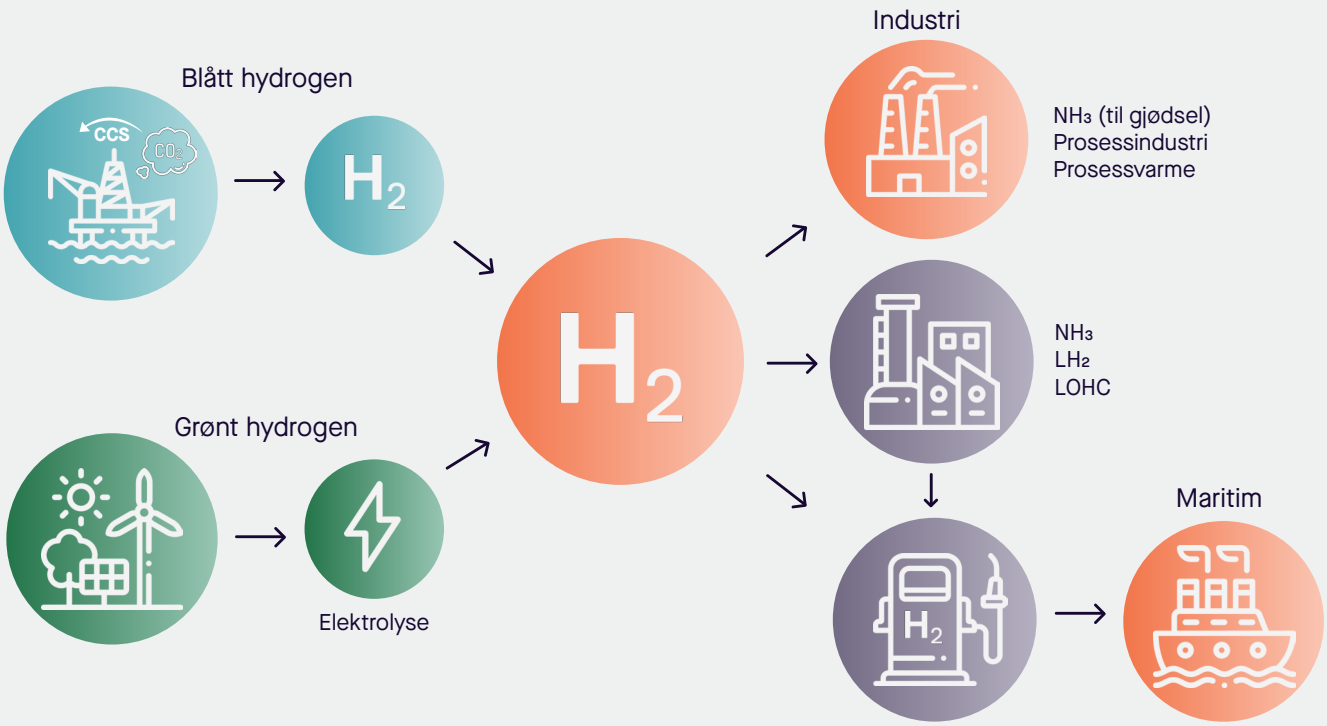
•Hydrogen er en nødvendig nullutslippsløsning i prosesser og teknologier som ikke kan direkte elektrifiseres. Det kan brukes som utslippsfritt drivstoff, og er i tillegg en nøkkelkomponent i alle andre alternative drivstoff som ammoniakk, metanol, syntetisk diesel/jetfuel og er nødvendig for raffinering av biodrivstoff.

• Hydrogen er en viktig klimaløsning for å avkarbonisere industri, landtransport og maritim sektor, så lenge det produseres med grønt eller blått hydrogen.

•Hydrogen kategoriseres etter farger, basert på opphavet til hydrogenet – grått, grønt, blått og turkis. Grønt hydrogen lages fra fornybar energi og produseres ved å bruke elektrolyse fra vann og elektrisitet. Blått hydrogen lages fra naturgass med fangst og lagring av CO_2. Les mer om fargekategoriene hos Sintef.

Kilde: Sintef[3], Norsk Hydrogenforum[4]

Verdikjeden



Figur 1: *En forenklet verdikjede for produksjon og bruk av hydrogen i maritim sektor og industri.*

Figuren viser en verdikjede for grønt og blått hydrogen for bruk i industriproduksjon og som drivstoff i maritim sektor. Energiressursene for grønt hydrogen er fornybar energi, mens den for blått hydrogen er fossil gass med karbonfangst og -lagring. Hydrogen kan brukes direkte som drivstoff i maritim sektor, lagret som komprimert (for kortere distanser), flytende hydrogen (LH_2) eller lagret i flytende organiske hydrogenbærende oljer (LOHC). Hydrogen kan også brukes som innsatsfaktor som bruk for produksjon av ammoniakk (NH3), og flytende drivstoff som e-fuels (f.eks. e-metanol) sammen med en karbonkilde. I denne rapporten har vi valgt å fokusere på grønn hydrogen og ammoniakk.

Gjennomgående i rapporten har vi valgt å se på produsent av hydrogen gjennom elektrolyse som "produsenten", selv om dette leddet i praksis kan finnes innenfor et industrianlegg som vi her har definert som "bruker", som ved produksjon av ammoniakk eller andre produkter. Rederiene eller operatørene som drifter båter på hydrogenbaserte drivstoff og industrianleggene som tar i bruk hydrogen, er "brukerne" i maritim sektor som vil kutte utslipp ved å ta i bruk hydrogenet. Omstilling av eksisterende hydrogenproduksjon fra grått til grønt vil også gi utslippsreduksjoner i produksjonsleddet.

Politiske ambisjoner og barrierer

I Norge har hydrogen blitt løftet frem som en viktig nærings- og klimapolitisk satsning de siste to årene. Både dagens og forrige regjering har lagt fram strategier og veikart som har etablert høye ambisjoner for produksjon og bruk av hydrogen. Dette har også bidratt til at en håndfull prosjekter i industrien og maritim sektor, samt produksjonsanlegg, har fått investeringsstøtte. Hydrogen er en viktig del av energi- og klimaløsningen i EU, og flere ambisjoner og virkemidler er allerede på plass, både på europeisk nivå og i flere EU-land.

Politiske føringer for å utvikle en hydrogenverdikjede
Det er bred politisk enighet om økt satsing på hydrogen i Norge (se vedlegg for oppsummering av politiske vedtak). I 2020 la Solberg-regjeringen fram en hydrogenstrategi[5] og i Hurdalsplattformen[6] har dagens regjering trukket frem hydrogen som et viktig satsingsområde for regjeringen. I statsbudsjettavtalen for 2022 mellom Ap, Sp og SV fra november 2021, ble et verbalforslag om hydrogen vedtatt under **Klima og grønn omstilling**[7], som blant annet sier at:
"Flertallet mener det er behov for en større satsing på hydrogen enn det Solberg-regjeringen la opp til og viser til flertallets enighet om å styrke hydrogensatsingen" og at "Differansekontrakter kan være et egnet virkemiddel for å komme i gang med grønn industriutvikling".

I tilleggsmelding til stortingsmeldingen Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser (Meld. St. 36 (2020 – 2021)[8] la Støre-regjeringen fram en rekke punkter knyttet til hydrogen. Blant annet vil regjeringen bidra til å "bygge opp en sammenhengende verdikjede for hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp der produksjon, distribusjon og bruk utvikles parallelt" og " å bidra til å redusere norske klimagassutslipp, ha en ambisjon om å legge til rette for produksjon av hydrogen med lave eller ingen utslipp for å dekke den nasjonale etterspørselen".

Blant flere relevante stortingsvedtak, er det verdt å trekke frem følgende: "Stortinget ber regjeringen vurdere nye virkemidler som kan være utløsende for å få igangsatt prosjekter med hydrogen eller ammoniakk som energibærer, deriblant differansekontrakter." Dette kom etter behandlingen av et representantforslag om en storstilt satsing på norsk hydrogen- og ammoniakkutvikling i april 2022[9].

Bak høye politiske ambisjoner ligger både klima- og næringspolitiske mål. Gjennom å etablere en helhetlig verdikjede for hydrogen, kan Norge både kutte utslipp og skape verdier og arbeidsplasser. Det vil også sikre underleverandører av teknologi og komponenter et tidlig hjemmemarked, og dermed bygge kompetanse og konkurransedyktighet i et internasjonalt hydrogenmarked. Oppbygging av storskala produksjon og bruk av hydrogen vil utvikle nye grønne verdikjeder og arbeidsplasser med leverandørindustri, som for eksempel elektrolysører og brenselceller. Skal vi nå norske klimamål, trengs virkemidler som stimulerer til investeringer i både produksjon og bruk av hydrogen raskt og sikrer tilgang på utslippsfritt hydrogen før 2030.

I Europa satser det tungt på hydrogen som klimaløsning. Her sees hydrogen på som en helt sentral del av avkarbonisering av energisystemet og industrien. Som følge av situasjonen i Ukraina, har EU-kommisjonen raskt arbeidet frem et forslag til en plan for å forsterke EUs klima- og energipolitikk (REPowerEU Plan)[10]. Der har hydrogen fått en kraftig forsterket rolle for å redusere bruken av spesielt naturgass og for å sikre utslippskutt innen industri og transport. Behovet i 2030 er 20 millioner tonn hydrogen årlig, og det er en målsetning om at halvparten skal produseres i Europa, mens resten kan importeres. For å oppnå dette ambisiøse målet, foreslår nå EU-kommisjonen både økte bevilgninger og forsterket politikk. De foreslår målrettede utlysninger gjennom EUs innovasjonsfond, differansekontrakter for industri som tar i bruk grønt hydrogen og økt bevilgning til "Hydrogen Joint Undertaking" under Horizon Europe. Flere europeiske land har også lovet høye milliardbeløp til hydrogensatsning og bruker det fulle handlingsrommet for statsstøtte til etablering av hydrogenverdikjeder. Skal Norge klare å sikre seg en god posisjon for å utnytte potensialet knyttet til hydrogen, må de sentrale barrierene for å utvikle verdikjeden i Norge møtes med effektive tiltak.

Barrierer for storskala produksjon og bruk

Det finnes flere teknologisk modne prosjekter som skal ta i bruk hydrogen for å redusere klimagassutslipp. Og selv om det i enkelte prosjekt kan være mulig å regne hjem kostnaden ved bruk av hydrogen ved en økende CO_2-pris i tillegg til dagens virkemidler, vil det i de aller fleste tilfeller være nødvendig med statlig støtte eller risikoavlastning.

De viktigste barrierene for å fatte en endelig investeringsbeslutning i dag, er høye investeringskostnader, usikkerheten i hydrogenprisen på grunn av kraftpriser, karbonpriser og usikkerhet for prisutviklingen for fossile alternativer, og usikkerhet i etterspørsel.

Hydrogenprodusentene har behov for forutsigbarhet rundt fremtidig salgsvolum og inntekter, mens industrien og rederiene eller operatørene trenger forutsigbarhet i tilgang og pris på hydrogen/drivstoff. Industrien trenger forutsigbare rammevilkår over tid for å kunne ta store investeringer. Industrien trenger også ordninger som sikrer konkurransedyktige produktpriser hvis de konkurrerer i et internasjonalt marked. Det vil ikke fattes endelige investeringsbeslutninger om prosjektene ikke blir vurdert som markedsmessig lønnsomme. Gjennom skalering og teknologiutvikling vil teknologikostnadene reduseres, men skalering skjer ikke uten at de første prosjektene realiseres. Flere faktorer gjør skalering utfordrende.

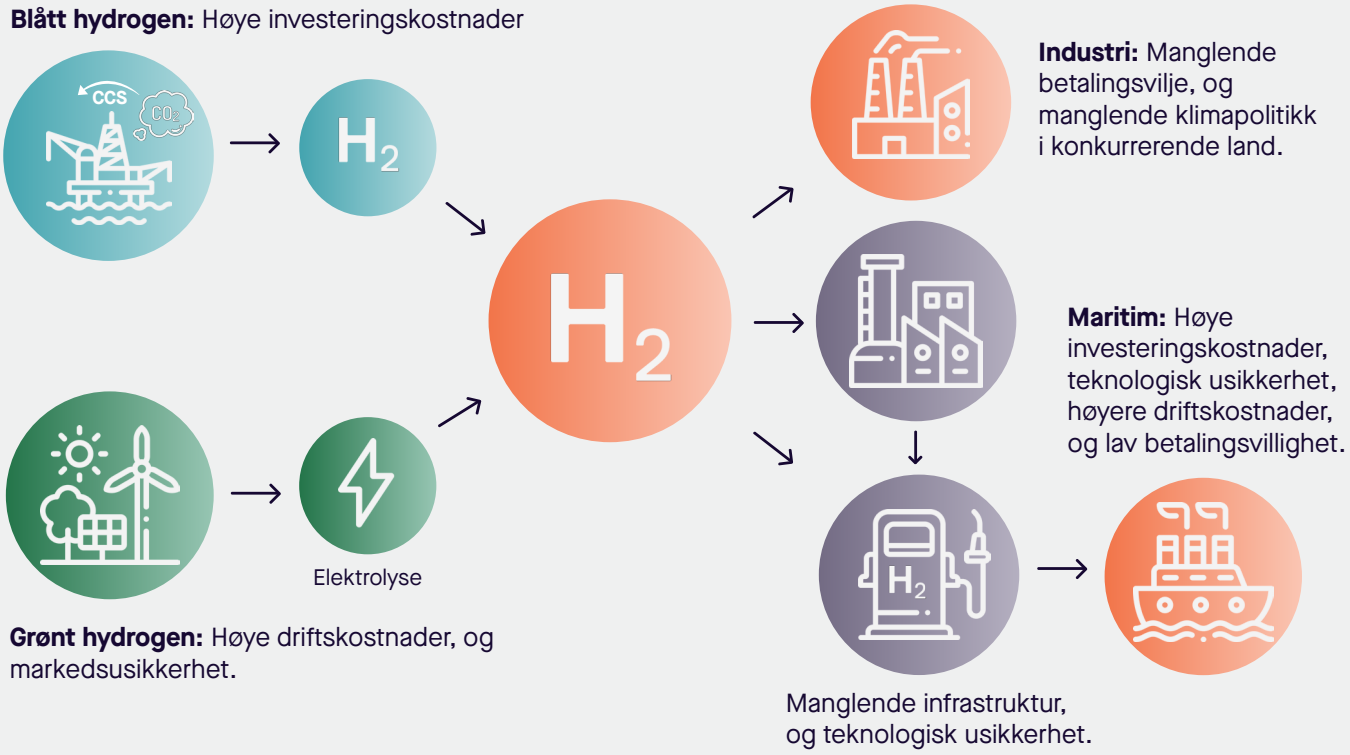
Manglende lønnsomhet og større risiko i et tidligmarked gjør at flere aktører utsetter investeringsbeslutninger selv for modne prosjekter. Teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner som sannsynligvis vil skje i årene framover gjennom oppskalering og kommersialisering, gjør at det er en økt risiko ved å være tidlig ute både ved etablering av produksjon, infrastruktur og bruksfasiliteter/fartøy. Konkurrentene vil om noen år sannsynligvis kunne få teknologien til en lavere pris.

Usikkerheten i etterspørsel går gjennom hele verdikjeden: fra hydrogenproduksjon via videreforedling og distribusjon, og helt til sluttproduktet der sluttkunden må være villig til å bestille og betale for merkostnaden ved et utslippsfritt produkt eller en utslippsfri leveranse. Betalingsviljen for utslippsfrie innsatsfaktorer eller produkter er antatt å øke med økende CO_2-pris, økt betalingsvillighet fra næringslivet og regulatoriske krav. Samtidig er det opplagt at dagens virkemidler ikke er tilstrekkelige til å utløse bruk av hydrogen i den skalaen som vil være nødvendig for å kutte norske utslipp med minst 55 prosent innen 2030.

Det trengs store mengder ny fornybar strøm for å produsere de volumene med grønt hydrogen som skal til for å nå klimamålene. Dagens utbyggingstempo av ny fornybar strømproduksjon er altfor lavt. Å få til økt tempo og volum i kraftutbyggingen før 2030 er en viktig barriere, i tillegg til de økonomiske barrierene vi ser på her. Vi går ikke nærmere inn på dette i denne analysen, men i rapporten ZERO 2030 har vi estimert behovet til hydrogenproduksjon til nærmere 20 TWh i 2030, med antagelse om at halvparten av behovet dekkes av blått hydrogen fra gass med fangst og lagring av CO_2.

De økonomiske barrierene for investering i produksjon og bruk av hydrogen kan oppsummeres i tre hovedpunkter:

1. Høye investeringskostnader ved teknologi med lav kommersiell modenhet, særlig grunnet manglende skala
2. Merkostnad i drift og høy usikkerhet i prisutvikling
3. Usikker etterspørsel, knyttet til omstillingsvilje hos kunder og klimapolitikk



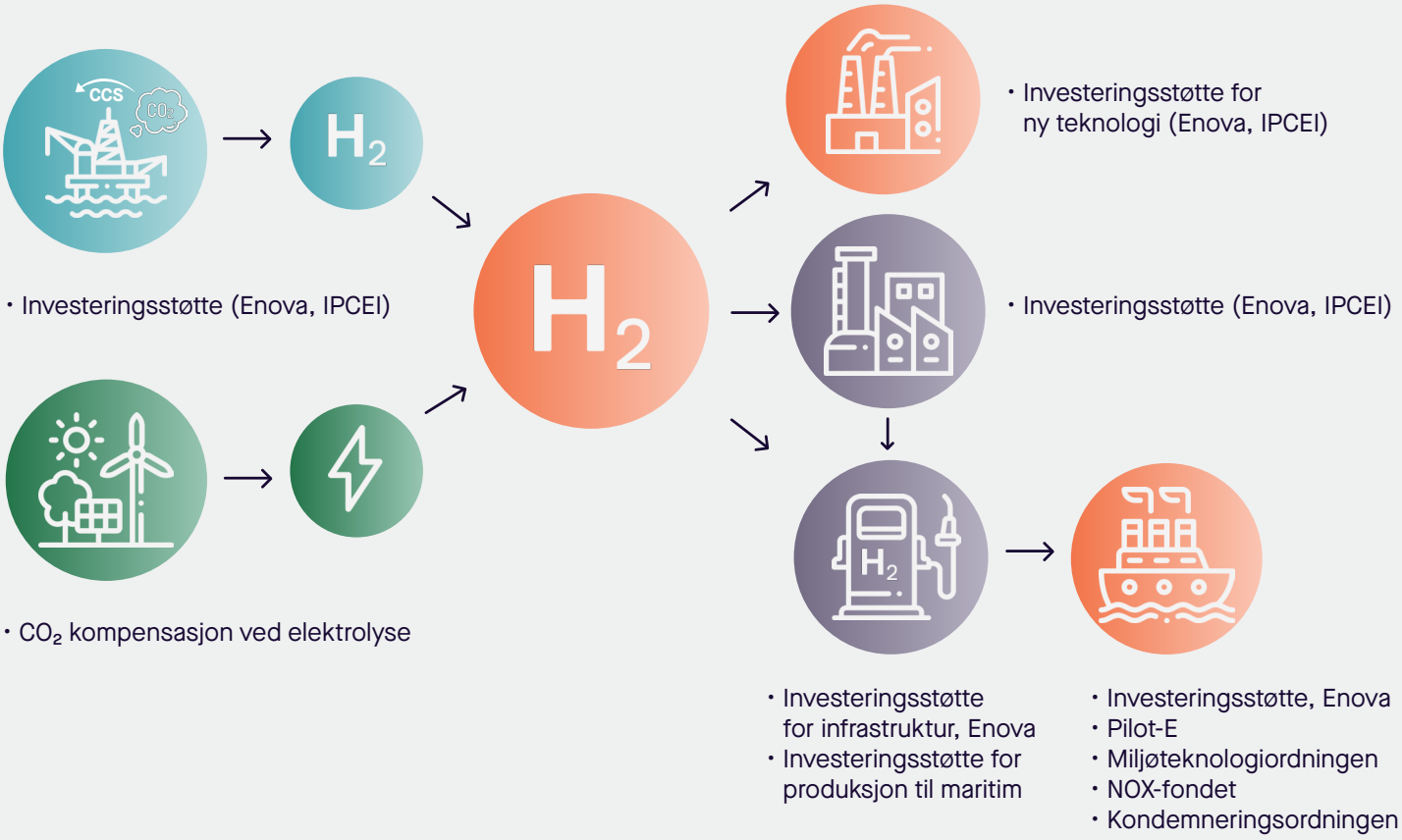
Figur 2: *Oversikt av de viktigste barrierene plassert spesifikt i den forenklede verdikjeden.*

Virkemidler som kan utløse oppskalering

For å realisere hydrogen som klimaløsning, må de første store prosjektene bli lønnsomme, slik at produksjon kan skaleres og kostnadene falle. Dette betyr at den økonomiske risikoen må reduseres, dagens merkostnader på både investering og drift må reduseres og det må være en del storskalaproduksjon for å oppnå skaleringseffekter og tilstrekkelige volum til industrielle aktører.

Som vist i tekstboksen om dagens virkemidler er det allerede etablert flere virkemidler som er rettet mot verdikjedene for hydrogen, men vår analyse indikerer at disse må forsterkes for å utløse storskala produksjon og bruk av hydrogen i Norge. Ordninger for investeringsstøtte som finnes i dagens virkemiddelapparat er helt nødvendige for å sikre tidlige investeringer, men adresserer ikke godt nok usikkerheten i priser og marked frem mot 2030. Samlet er det også en utfordring i verdikjedene for hydrogen at det er usikkerhet i alle ledd, og at det dermed er risikabelt å satse i et ledd uten gode virkemidler som samtidig sikrer utvikling av andre ledd av verdikjeden. Derfor er det nødvendig med ytterligere virkemidler for å sikre at endelige investeringsbeslutninger tas i god tid før 2030.

Det finnes flere aktuelle virkemidler for å forsterke satsning på hele verdikjeden. Vi skal her gå kort gjennom hvordan de kan fungere i hydrogenverdikjedene knyttet til industri og sjøfart.



Figur 3: *Oversikt over eksisterende virkemidler i verdikjeden.*

Dagens virkemiddelbruk

Dagens virkemidler for produksjon av hydrogen og til bruk i industri, transport og maritim gis utelukkende gjennom investeringsstøtte fra Enova med maksimalt 40 prosent for store og 50 prosent for mellomstore bedrifter. Økte driftskostnader støttes ikke.

Investeringsstøtte, hydrogenproduksjon

Enova annonserte i desember 2021 utlysning av støtte til produksjonsanlegg for hydrogen til maritim sektor, for inntil fire prosjekter med maksimalt 150 millioner kroner per prosjekt[11]. Dette var første gang Enova har utlyst midler til investeringsstøtte til hydrogenproduksjon. Tildelingene ble lansert 22. juni 2022, hvor fem prosjekter for produksjon av hydrogen fikk tildelt totalt 669 millioner kroner i støtte[12].

For mulighet for videre investeringsstøtte til flere prosjekter skrev Enova; "(...) det er ikke planlagt med flere utlysninger gjennom dette programmet utover den som beskrevet med frist våren 2022. Etter utlysningen og vurdering av prosjektene vil Enova gjøre en evaluering av utviklingen i markedet gjennom de prosjektene som har fått støtte samt annen utvikling. Vi vil vurdere videre virkemiddelbruk ut fra dette[13]."

Enova har også en ordning for ny klima- og miljøteknologi. Med bruk av ny teknologi kan det være mulig å få støtte til også f.eks. flytendegjøringsanlegg for hydrogen.

Industriprosjekter med hydrogen

Hydrogenprosjekter i industrien kan få støtte fra Enovas program for ny energi- og klimateknologi til teknologiutvikling i industrien. Det er mulig å søke støtte til prosjekter for pilotering (TRL 5-7), demonstrasjon (TRL 7) og fullskala (TRL 8) anlegg. Under fullskala anlegg kan nødvendig produksjon av hydrogen også være en del av prosjektet. Støtten gis i form av investeringsstøtte og er maksimalt på 40 prosent for store bedrifter.

IPCEI

Norge tok også del i EUs strategiske ordning for utvikling av et fungerende hydrogenmarked i Europa, IPCEI hydrogen ("Important Projects of Common European Interest"). Støtte til prosjekter gjennom IPCEI-regelverket er vesentlig mer fleksibelt enn det generelle statsstøtteregelverket. Det åpnes for høyere støtteandel og mulighet for støtte til førstegangsinvesteringer i industriell skala. Fem norske prosjekter gikk videre til europeisk matchmaking for videre kvalifisering inn i IPCEI. I desember 2021 gav Enova støtte til to prosjekter, Tizir og Horisont Energi, som innstilles som norske bidrag til IPCEI Hydrogen[14]. Det er forventet endelig beslutning om IPCEI-prosjektene fra EU i løpet av sommeren 2022.

Pilot-E

PILOT-E er et samarbeid mellom Forskningsrådet, Innovasjon Norge og Enova for støtte til hele utviklingsløpet for å bringe innovative løsninger fra idé og ut i markedet. Tilskudd og støtte til forsknings- og utviklingsarbeidet kommer fra Forskningsrådet og Innovasjon Norge. Støtte til realisering fra Enova er fra de ordinære støtteprogrammene med vanlig søknads- og vurderingsprosess som omtalt over. Pilot-E-ordningen har flere utlysninger med tematisk satsinger på blant annet støtte til prosjekter for bruk av hydrogen både infrastruktur og fartøy. Et eksempel på det er Heidelberg Cement og Felleskjøpet Agri sitt Pilot-E-prosjekt for fraktskip på hydrogen, som fikk støtte fra Enova i april 2022 til realisering av både skip og produksjonsanlegg for hydrogen[15].

CO2-kompensasjonsordningen

Produksjon av hydrogen er omfattet av CO_2-kompensasjonsordningen for industrien. Produsentene av hydrogen vil da være skjermet for økte kraftkostnader som følge av at kraftproduksjon er underlagt ETS og at kraftprisen på marginen settes av gasskraft, slik at CO_2-kostnaden slår inn og øker kraftprisen.

Investeringsstøtte til bruk, maritim sektor

Gjennom støttetilbudet for utvikling av ny energi- og klimateknologi kan ENOVA gi investeringsstøtte til nullutslippsskip og ombygging av eldre skip.

Kondemneringsordningen i Innovasjon Norge gir støtte til nybygging av skip i nærskipsfarten under krav om at et eldre skip (min. 20 år) kondemneres. For å få skip som går på rene utslippsfrie løsninger krever det nybygging av skip, ikke retrofit. Støttebeløpet begrenser seg til 40-50 prosent av merkostnader med et maksbeløp på 8 millioner kroner.

Miljøteknologiordningen i Innovasjon Norge gir i hovedsak støtte til teknologileverandører som primært har til hensikt å utvikle og teste ut teknologi, produkter eller tjenester for videre salg.

Innovasjon Norge har også generelle låneordninger med lavrisiko- og risikolån.

NOx-fondet gir inntil 10 millioner kroner i vrakpant mot at det investeres i nytt lavutslippsskip. I enkelte tilfeller kan vrakpanten vurderes på inntil 25 millioner kroner. Ordningen gjelder ut 2022, og skipene må være bestilt i 2023 og ferdig bygget før 2024.

Grønt skipsfartsprogram bistår pilotprosjekter som medlemmene i GSP er med i med arbeidskraft og kompetanse som blant annet teknologikompetanse, investeringsanalyser, grønne kravspesifikasjoner, bistand til støtteordninger og finansiering.

Krav i anbud

Stortinget vedtok i 2014 at det skal stilles krav om nullutslippsteknologi (og lavutslippsteknologi) i alle kommende fergeanbud når teknologien tilsier dette. Det er blitt stilt krav til hydrogen i to fergeanbud, med den første hydrogenfergen på Hjelmeland-sambandet, og hydrogenferger til Lofoten med forventet oppstart fra 2025. Dette utgjør en liten del av maritimmarkedet, men har vært veldig viktig for utvikling og tidligfase-implementering av hydrogenteknologi i maritim sektor.

1. Investeringstøtte

Investeringsstøtte er et godt egnet virkemiddel til å redusere merkostnader og risiko ved investering for aktørene. Det reduserer den økonomiske usikkerheten knyttet til fremtidige kostnadsreduksjoner ved investering og bidrar dermed til å utløse investeringer i tidligfase.

Enova har i 2021 og 2022 gitt investeringsstøtte til flere prosjekter som skal bygge nye skip på hydrogen eller ammoniakk, produsere hydrogen, og teste ut store piloter eller rulle ut løsninger for bruk av hydrogen i industri. For noen prosjekter vil investeringsstøtten være tilstrekkelig for realisering. Samtidig er det talende eksempler på modne prosjekter som har fått tilsagn på investeringsstøtte, men som likevel ikke er blitt realisert på grunn av for stor usikkerhet knyttet til fremtidige priser på hydrogen. For storskala grønn produksjon av flytendegjort hydrogen eller ammoniakk, er driftskostnaden den mest kostnadsdrivende over tid og et usikkert marked gir den største økonomiske usikkerheten. Hvis investeringsstøtte skal være utløsende for disse, må nivået på andelen av merkostnad som dekkes av investeringsstøtte betydelig opp fra dagens praksis på 40-50 prosent, hvor de totale merkostnadene over tid (5-15 år) hensyntas.
Gjennom IPCEI-prosessen har Enova fått mulighet til å gi en høyere andel i investeringsstøtte til norske prosjekter som blir kvalifisert gjennom denne prosessen. De nye retningslinjene for statsstøtte i EU, CEEAG[16], som gjelder fra våren 2022, åpner for at prosjekter som gir utslippskutt kan få statsstøtte som dekker hele kostnadsdifferansen mellom en fossil og utslippsfri løsning.

Økt investeringsstøtte reduserer risiko ved å redusere investeringsbeløpet i et tidligmarked for aktører, men det reduserer ikke risikoen ved markedsendringer, slik differansekontrakter kan gjøre.

2. Kvoteplikt og CO2-avgift, maritim og industri

Det er bred politisk enighet om at CO_2-avgiften i Norge skal økes gradvis opp til 2000 kr per tonn CO_2 innen 2030. Det er slått fast både i Solberg-regjeringens klimamelding og i Hurdalsplattformen til dagens regjering. Flere har tatt til orde for at CO_2-avgiften plasseres i CO_2-fond som skal brukes til å finansiere omstilling til utslippsfri skipsfart og tilsvarende for andre sektorer.

Økning til 2000 kr per tonn CO_2 tilsvarer en økning på ca. 3 kroner per liter fossilt drivstoff fra avgiftsnivået i 2022 på ca. 770 kroner per tonn CO_2. I statsbudsjettet for 2022 ble det gjennomført økning av CO_2-avgiftene på ca. 45 øre per liter, tilsvarende ca. 180 kroner per tonn CO_2.

Kvoteprisen på CO_2-kvoter i det europeiske kvotemarkedet (ETS) som store norske utslippskilder er en del av, har økt mye de siste årene. Prisen var nå pr august 2022 på 85 €/tonn CO_2[17].
EU arbeider med et forslag hvor sjøfarten inkluderes i kvotesystemet, noe som vil gi en økt kostnad for utslipp og fossil energibruk i hele maritim sektor i EU.

Økende CO_2-priser gir økt konkurransekraft for fornybare alternativer. Det bidrar positivt til lønnsomhet for hydrogen. Men CO_2-prisene må økes betydelig for at det skal kunne ha utløsende effekt med dagens virkemidler. Siden norske myndigheter ikke styrer kvoteprisen må det evt særnorske tilleggsavgifter til for å øke CO_2-prisen tilstrekkelig for å utløse hydrogen i en tidlig fase. Industri og sjøfart opererer i stor grad i et internasjonalt marked og særnorske avgifter vil kunne svekke konkurranseevnen og føre til karbonlekkasjer gjennom nedleggelser eller bunkring av drivstoff i utland.

3. CO_2-kompensasjonsordning

CO_2-kompensasjonsordningen er en mekanisme som søker å hindre karbonlekkasje knyttet til kraftbruk i tungindustrien. Ordningen gir en betydelig redusert strømpris for kraftkrevende industri, som produksjon av grønn hydrogen er omfattet av. Det er usikkert hvor lenge ordningen vil vare. Det gjelder både på EU-nivå, hvor det for eksempel jobbes med innføring av en karbontoll (CBAM) som på sikt kan svekke begrunnelsen for CO_2-kompensasjon, og i Norge. Det er ikke gitt at Norge vil fortsette å utnytte handlingsrommet til å gi full CO_2-kompensasjon i årene framover. Det er viktig med en langsiktig forutsigbarhet for videreføring av CO_2-kompensasjonsordning for produsenter av grønn hydrogen. Det er ikke nok til gjøre grønn hydrogen produksjon lønnsomt, men det utgjør et substansielt bidrag til reduserte strømkostnader.

I Hurdalserklæringen har dagens regjering slått fast at den vil videreføre og styrke ordningen: (...) Videreføre og styrke CO_2-kompensasjonsordningen, eller tilsvarende ordninger så lenge det er behov, for å sikre industriens konkurranseevne og hindre karbonlekkasje.
En mulig forbedring av CO_2-kompensasjonsordningen ville være å stille klimakrav til industri for å motta midler fra ordningen. Et estimat basert på prognose for fremtidig kvotepris, er utgiftene for ordningen beregnet til ca. 70 milliarder fram til 2030[18]. ZERO har foreslått at det bør stilles krav om at minst 50 prosent av kompensasjonen benyttes til tiltak for energieffektivisering og utslippskutt. Et slikt krav vil gi et økt insentiv for produsenter av grå hydrogen/ammoniakk til å legge om til grønn produksjon.

Klimakrav endrer likevel ikke ordningens evne til å redusere markedsrisiko, der usikkerheten i ordningen i seg selv er med på å svekke grunnlaget for investering. En differansekontraktsmodell vil derfor kunne være en mye mer treffsikker måte enn CO_2-kompensasjonsordningen for å bidra til etablering av ny storskala produksjon av grønt hydrogen.

4. Omsetningskrav

Omsetningskrav er i dag brukt som virkemiddel for biodrivstoff i veitransporten. Omsettere av drivstoff er pålagt å oppfylle et forskriftsfestet andel med fornybar biodrivstoff i tråd med bærekraftskravene[19].
Stortinget vedtok i 2016 at det skal innføres omsetningskrav også i maritim sektor. Miljødirektoratet har utredet forslag til innføring, og har i utredningen vurdert blant annet å inkludere biogass i omsetningskravet.

Et omsetningskrav kan gjelde alle typer fornybare drivstoff. Det kan gjøres på to måter. Det kan gjøres teknologinøytralt, slik at kravet gjelder mengde fornybar drivstoff uavhengig av type. Alternativt kan det være et krav med delkrav og/eller vektingsfaktorer til ulike typer fornybare drivstoff, slik det gjøres for avansert biodrivstoff i omsetningskravet for biodrivstoff for veitrafikken i dag.

En teknologinøytral løsning vil gjøre at hydrogen må konkurrere mot andre mer modne fornybare drivstoff på kun pris. Det vil da være en stor risiko for at ulikt modenhetsnivå og dermed kostnadsnivå vil gjøre at hydrogen ikke vil bli realisert. Hydrogenbaserte drivstoff som ammoniakk som kan brukes innblandet i diesel eller gass i eksisterende skip med multifuelmotorer, vil ha større mulighet til å konkurrere enn drivstoff som rent hydrogen som krever nye skip med betydelig merkostnad også på investeringssiden.

Med en innretning på et omsetningskrav med delkrav til hydrogen eller hydrogenbaserte drivstoff og/eller med vektingsfaktorer som kompenserer for merkostnader i en tidligfase, vil det kunne sikre et vedtatt volum. Likevel, dess større behov for ombygging eller nybygging et drivstoff krever, dess vanskeligere vil det være for omsettere å sikre kunder som tar disse investeringene.

Derfor vil et omsetningskrav trolig best fremme drivstoff som kan blandes inn i konvensjonelt drivstoff eller brukes med mindre modifikasjoner på eksisterende fartøy fremfor helt utslippsfritt drivstoff som krever ny teknologi og dermed ikke fremme utviklingen av helt utslippsfrie skip.

Med et omsetningskrav legges alle merkostnader på omsetter og drivstoffprisen. I maritim sektor er det en større andel av drivstoff som brukes i norske farvann som bunkres i andre land. Økte priser på drivstoff kan bidra til økt bunkring til andre land, dersom det ikke ilegges tilsvarende krav, eller iverksettes krav som hindrer økt internasjonal bunkring. Et omsetningskrav vil dermed neppe utløse tilstrekkelig etterspørsel etter hydrogen raskt nok til å nå politiske målsettinger.

Fornybare drivstoff av ikke-biologisk opprinnelse (RFNBO)

EU-kommisjonen foreslo et nytt krav i det reviderte fornybardirektivet[20] (RED II) om at fornybare drivstoff av ikke-biologisk opprinnelse skal utgjøre minst 2,6 prosent av energiforbruket i innenriks transport i 2030. I REPowerEU plan har de nylig foreslått å oppjustere målet til 5 prosent, samt et delmål på 75 prosent i industrien. Fornybare brensler av ikke-biologisk opprinnelse (engelsk forkortelse: RFNBO) er drivstoff og brensler hvor energiinnholdet kommer fra andre fornybare kilder enn biomasse. Det er opp til hvert medlemsland å innføre virkemidler for å sikre at dette kravet blir gjennomført.

Maritim sektor er godt egnet for å ta større volum av dette med bruk av hydrogen og hydrogenderivater. Ifølge en beregning fra Miljødirektoratet, vil rundt 731 GWh RFNBO i skipsfart i 2030 være tilstrekkelig for å nå kravet på 2,6 prosent av energiforbruket i innenriks transport, gitt at det også brukes noe RFNBO i luftfart. 731 GWh tilsvarer ca. 6,3 prosent av energiforbruket i innenriks sjøfart og fiske i 2020. Med oppjustert mål til 5 prosent vil det da tilsvare omtrent det dobbelte.

5. Reduksjonsplikt

Reduksjonsplikt er et pålagt krav om å redusere utslippene, i motsetning til omsetningskrav, som pålegger et gitt volum med fornybart drivstoff. I Sverige er omsetningskravet for biodrivstoff utformet som en reduksjonsplikt hvor omsetterne er pålagt å gjennomføre utslippsreduksjon med biodrivstoff, hensyntatt utslippene i hele verdikjeden for produksjon av biodrivstoff.

EU-kommisjonen har foreslått innføring av en reduksjonsplikt med FuelEU maritime (FEM)[21], gjeldende for alle skip over 5000 bruttotonn som er regulert under MRV-forordningen for frakt av passasjerer og gods. De foreslåtte kravene vil pålegge alle skip/rederi å redusere utslippene med 2 prosent innen 2025, 6 prosent innen 2030, og videre økning hvert 5 år opp til 75 prosent innen 2050. FEM-reguleringen inneholder også en fleksibilitetsmekanisme der overoppfyllelsen av kravet fra et skip kan selges til andre skip. Dette forslaget er under behandling i EU, og det er ikke endelig vedtatt hvordan kravene og utformingen vil bli.

Med det foreslåtte nivået på reduksjonsplikt i FEM, vil hydrogenbaserte drivstoff tape konkurransen mot etablerte drivstoff som LNG i hvert fall fram til etter 2030. Det vil gjøre at alle skip/rederier må gjennomføre noen tiltak. Men slik reguleringen nå er foreslått, vil den ikke bidra til å utløse mer umodne teknologier som hydrogenbaserte drivstoff og de teknologi- og skalagevinster som trengs for å oppnå kostnadsreduksjoner.

En reduksjonsplikt kan også innføres for Norge, uavhengig av ordningen som er under utforming på EU-nivå. Her kan reduksjonsmålene settes i tråd med Norges klimamål, og ordningen kan utformes med delkrav og/eller vektingsfaktorer for mer umodne teknologier for å sikre et visst volum med hydrogenbaserte drivstoff.

Ved å ilegge en slik reduksjonsplikt på skip/rederi og ikke drivstoffomsetter, kan man også sikre samsvar mellom ilagt krav og posisjon til å gjennomføre det. En slik nasjonal ordning må avgrenses slik at ikke utslippsreduksjonseffekten blir redusert av bruk av fleksibilitetsmekanisme i felles EU-system.
Skal reduksjonsplikt i sjøfarten bidra til å sikre store investeringer i hydrogenproduksjon, må kravene være mye strengere enn i FEM-forslaget for å sikre etterspørsel av tilstrekkelig store volum. Virkemiddelet vil legge alle merkostnader på bruker og et eget norsk krav vil føre til at norske rederier får en vanskeligere konkurransesituasjon mot utenlandske aktører.

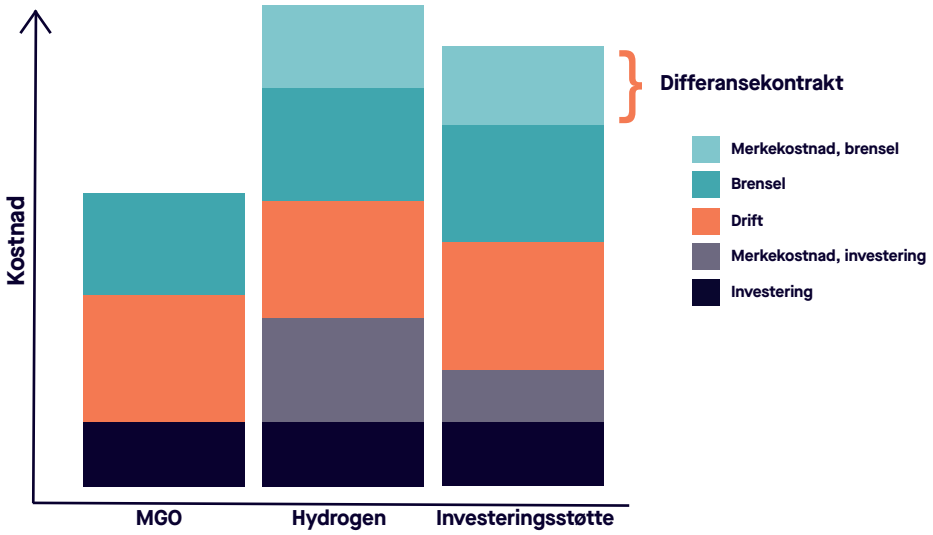
6. Differansekontrakter

De nye retningslinjene for statsstøtte i EU, som gjelder fra våren 2022, åpner for bruk av differansekontrakter for å dekke hele eller deler av kostnadsgapet (funding gap) knyttet til en CO_2-reduksjon. I utgangspunktet skal slik støtte tildeles gjennom konkurranse for å sikre kostnadseffektiv støtte og hindre overkompensering, men unntak kan gjøres hvis man kan oppfylle andre krav som hindrer overkompensasjon.

Differansekontrakter kan dekke hele eller deler av kostnadsgapet mellom grønn og grå teknologi. Kontrakten dekker prisdifferansen for det volumet kontrakten er knyttet til. Kostnadene som ligger til grunn i en differanse kan også omfatte investeringskostnader, ved at garantiprisen det søkes om er en slags totaltiltakskostnad for prosjektet bestående av kostnader til både investering og drift.

For hydrogenprodusenter (rene produsenter eller industriaktører med egen hydrogenproduksjon) som dekkes av CO_2-kompensasjon, er det viktig at en utbetalt differanse sees i sammenheng med kraften det gis CO_2-kompensasjon på. En differansekontraktsordning og CO_2-kompensasjonsordningen vil være overlappende for produsenter, men en differansekontrakt inngått mellom en næringsaktør og staten vil sikre mer forutsigbarhet enn CO_2-kompensasjon og annen avgiftspolitikk som det i dag er usikkert hvordan vil slå ut nærmere 2030.

Differansekontrakter vil kunne være et kostnadseffektivt virkemiddel for å oppnå et ønsket mål hvis de innrettes slik at differansen som sikres er treffsikker på den reelle merkostnaden i et tidlig marked og legger til rette for god konkurranse mellom ulike prosjekter. Som påpekt i ekspertutvalget for differansekontrakter[22], vil det være en utfordring at antall prosjekter kan være få. Det vil gjøre at en ren konkurransemodell ikke vil fungere og/eller at det trengs tilpasninger. Detaljene i hvordan ordningen utformes vil derfor være avgjørende for om den blir både både styringseffektiv og kostnadseffektiv.



Figur 4: *Illustrasjon av hvordan differansekontrakter kan brukes for å kompensere for merkostnaden for et skip som går på hydrogen, sammenlignet med fossilt drivstoff.*

7. Virkemiddelpakke for hydrogen

På grunn av merkostnad på teknologi og komponenter, er investeringsstøtte en forutsetning for produsenter, industriaktører og flåteeiere som vil etablere eller omstille seg i et tidlig marked hvor det er merkostnad på teknologi og komponenter. Investeringsstøtte som senker merkostnaden, reduserer den økonomiske usikkerheten knyttet til fremtidige kostnadsreduksjoner ved investering.

Den andre barrieren, at høye investeringer ikke motsvares av lavere driftskostnader, gjør at de første hydrogenprosjektene trenger mer enn kun investeringsstøtte. Det er som nevnt stor usikkerhet i prisutvikling for produsenter og dermed brukere av hydrogen. En ordning som er risikoavlastende på pris vil kunne sikre tidligere investeringer. Større prosjekter må ha lavere risiko for å fatte en endelig investeringsbeslutning. Det er her differansekontrakter kan spille en viktig rolle for å realisere produksjon og bruk av grønt hydrogen.

For å senke den tredje barrieren knyttet til usikker etterspørsel, må det stimuleres til etterspørsel etter grønne sluttprodukter og transport. På sikt vil økt karbonpris bidra til økt kostnad for fossilt energibruk og lavere merkostnad for fornybare løsninger, men vi er langt unna et nivå på avgifter/kvoter på fossil energi som vil gjøre hydrogen lønnsomt. Krav i konsesjoner og offentlige anskaffelser er gode virkemidler som stimulerer etterspørsel.

I lys av begrensningene med andre virkemidler, erfaringer fra andre land, og dagens eksisterende virkemidler fremstår differansekontrakter som det mest hensiktsmessige nye virkemiddelet for å raskt skalere opp hydrogen som klimaløsning og samtidig bidra til teknologiutvikling og sunn konkurranse.

Differansekontrakter i andre land

Differansekontrakter har vært i bruk som virkemidler for fornybar strømproduksjon i lengre tid, som i Storbritannia (UK). Differansekontrakter for fornybare drivstoff eller innsatsfaktorer i industrien er under diskusjon og utvikling i flere land. Her en kort status for dette i Storbritannia, Nederland og Tyskland.

Storbritannia

Storbritannia har brukt differansekontrakter (Contract for difference - CFD) i lengre tid som virkemiddel for å sikre investeringer i ny fornybar strøm nasjonalt. Høsten 2021 ble det lagt frem et forslag om differansekontrakter for hydrogen spesifikt, der et statlig selskap har som oppdrag å investere i hydrogenproduksjon og tildele differansekontrakter til disse selskapene gjennom omfattende administrativ gjennomgang av søkere[23]. Forslaget er nå politisk behandlet og det er vedtatt at det skal etableres en ordning som skal ferdigstilles i 2022[24]. Detaljene i ordningen er ikke helt klare, men noen prinsipper og føringer ligger klart.

Det skal være en CfD-ordning som skal være tilgjengelig for en rekke forskjellige produksjonsmetoder og bidra til bruk i flere sektorer. Den skal dekke forskjellen mellom en «strike price» som baserer seg på produksjonskostnad og en «reference price» som skal reflektere markedsprisen for hydrogen. Markedsprisenbaserer seg igjen på aktørenes oppnådde salgspriser med naturgass som gulv. Den skal inneholde insentiver for at selskapene jobber mot høyest mulig oppnådd salgspris. Ordningen skal gi høyere støtte per volum dersom det ikke er mulig å få solgt hele volumet produsert i en tidlig fase, og transport og lagring av mindre volumer skal kunne inkluderes i modellen. Business-modellen som det statlige selskapet har, skal finansieres gjennom avgifter. Denne CfD-ordningen kan produsenter søke om i tillegg til investeringsstøtte gjennom statlig medinvestering som allerede er en tilgjengelig ordning. Der er det 50 prosent investeringsstøtte til teknologiutvikling og 30 prosent til etablering. Storbrittannia har som målsetning å bidra til endelige investeringsbeslutninger for hydrogenproduksjon allerede fra 2023[25].

Nederland

Nederland har en ordning (SDE++[26]) der aktører kan søke om å få dekket differansen mellom inntekter og kostnader for å produsere fornybar energi eller redusere CO_2-utslipp ved produksjon av energi eller produkter. Det er en CCfD-ordning (differansekontrakter for karbon), basert på budkonkurranse hvor man byr inn antatt gjennomsnittskostnad for produksjon over avtaleperioden og får årlig tildeling per produsert volum/ CO_2-reduksjon for det som ikke dekkes av flytende markedspris.

Budet som gis i den omvendte auksjonen definerer en garantipris eller en strike price som brukes for å regne ut differansen relativt til markedspris. De som søker med lavest garantipris, øker sannsynligheten for tildeling av kontrakt. Utlysningene har sortert ulike teknologier i forskjellige kostnadsvinduer som det kan søkes på og hydrogenproduksjon ligger i den dyreste kategorien. Søknadsvinduet er åpent i et par uker og det er førstemann til de avsatte midlene er brukt opp. Dette sikrer CO_2-reduksjoner til kostnadseffektiv pris, men konkurransen blir over et veldig bredt felt av teknologier og satsing på hydrogen og andre teknologier som er i en veldig tidlig fase, faller igjennom. Derfor har Nederland i 2021 økt rammene og økt budsjetter på investeringsstøtte til teknologiutvikling og piloter for å løfte hydrogenutrulling i større grad[27]. Samtidig er det kraftmangel og derfor lagt inn føringer for redusert produksjonsvolum i de tidlige årene for grønn produksjon av hydrogen, gjennom begrensninger på antall produksjonstimer i året.

Tyskland

Tyskland har vedtatt en noe annen form for virkemiddelbruk, med tosidig bruk av differansekontrakter for hydrogen, der et statlig eid selskap kjøper og selger hydrogen gjennom differansekontrakter.

Tyskland har nå startet en ordning kalt H_2 global[28]. Der har Tyskland etablert et selskap, Hintco (the Hydrogen Intermediary Network Company GmbH), som skal kjøpe grønt hydrogen og hydrogenderivater fra produsenter i land utenfor EU og selge dette videre til brukere i Tyskland og andre EU-land. Målet har vært å sikre et stort volum fra land som har spesielt gode forutsetninger for å produsere grønt hydrogen, og gjøre dette tilgjengelig for bruk i Europa.

Hintco har en finansiering på 900 millioner euro gjennom det tyske økonomi- og klimadepartementet. Både ordningen og støttebeløpet ble godkjent i henhold til EUs statsstøttereger i desember 2021. Ordningen skal i første omgang gjelde i 10 år. Innkjøp av hydrogen er basert på langsiktige avtaler (opp til 10 år) med produsentene, mens det samme volumet selges videre til aktører i industri, transport og energisektoren på kortere og mer fleksible kontrakter. Både innkjøp og salg av hydrogen er konkurransebasert gjennom budrunder.

Tyskland har i 20 år satset tungt på å styrke teknologiselskaper og hydrogenverdikjeden i landet, gjennom høy støtte til teknologiutvikling, investering i infrastruktur og bruk av hydrogen.

EU

EU-kommisjonen sier i planen for REPowerEU plan, at de vil ta i bruk differansekontrakter for karbon, Carbon contract for difference (CCfD), som virkemiddel for å kutte utslipp i industrien knyttet til bruk av grønt hydrogen, gjennom Innovasjonsfondet. Dette kommer i tillegg til spesifikke utlysninger knyttet til REPowerEU allerede til høsten. En differansekontrakt for karbon er en ordning der differansen mellom kostnaden for å redusere utslippene med ett tonn CO_2 og kvoteprisen for ett tonn CO_2, dekkes. Detaljer rundt ordningen som tildelingskriterier og differanseberegning, er ikke klarlagt enda.

Mulige ordninger for differansekontrakter i Norge

Differansekontrakter som virkemiddel kan innrettes på ulike måter. For å illustrere fordeler og ulemper har vi i denne analysen skissert fem mulige modeller. To av modellene er ikke nødvendigvis innenfor definisjonen på en differansekontrakt, da det ikke er en inngått kontrakt. De er likevel relevante å ha med for vurdering av en foreslått innretning for risikoreduksjon med en garantiprisordning, der det ligger en forpliktelse i ordningen.

Først ser vi på noen ulike typer innretninger, før vi legger frem fire analysekriterier og bruker disse til å evaluere fem ulike modeller.

Produsent eller bruker?

Det er nyttig å skille mellom bruker og produsent, selv om noen aktører vil være begge deler. Gjennomgående har vi valgt å se på produksjon av hydrogen gjennom elektrolyse som "produsenten", selv om dette leddet i praksis kan finnes innenfor et industrianlegg som vi i verdikjeden har definert som "bruker".

En modell som retter seg inn mot produsenten eller produksjon kan også være tilgjengelig for industriselskap som produserer hydrogen til eget formål. Rederiene eller operatørene som drifter båter på hydrogenbaserte drivstoff og industrianleggene som tar i bruk hydrogen, er "brukerne" i maritim sektor som vil kutte utslipp ved å ta i bruk hydrogenet. Det finnes flere eierskaps- og driftsmodeller innen sjøfart og det er her tenkt at "bruker" er den som i et gitt tilfelle drifter båten eller betaler for drivstoffet, er den mest hensiktmessige motparten i en differansekontrakt. I noen tilfeller vil det også være vareeier, men vi skriver for enkelhets skyld rederi eller operatør. Der ordningen krever en søknad, antas det at rederiene uansett vil være involvert i en eller annen grad siden skipene må være tilpasset eller bygd for formålet, selv om de ikke nødvendigvis er prosjekteier.

Det er når hydrogenet blir tatt i bruk i industrien eller maritim sektor, at det oppnås utslippskutt. Hvis man omstiller eksisterende hydrogenproduksjon fra grått til grønt, vil det også gi utslippsreduksjoner i produksjonsleddet. I prinsippet vil hydrogenvolumene som trengs for å oppnå de nødvendige utslippskutt være de samme uansett om man teller måloppnåelsen på tonn CO_2-reduksjoner eller tonn hydrogen produsert. En innvending mot differansekontrakter på produksjonsleddet kan likevel være at det er risiko for å finansiere hydrogenproduksjon som reduserer utslipp i andre land, ikke bare i Norge.

Er utslippskuttet i Norge det viktigste måltallet, kan det derfor argumenteres for at brukeren burde stimuleres fremfor produsenten, særlig hvis det er stor risiko for at hydrogen eller produsert drivstoff eksporteres i stedet for å benyttes i Norge i. Dette drøfter vi kort der det er relevant.

Produksjonen av hydrogen, ikke derivater, er fellesleddet for alle verdikjedene knyttet til hydrogen. Den største fordelen ved å innrette ordningen mot produsenter av rent hydrogen, er at man får flere aktører på produsentsiden og et bedre grunnlag for god konkurranse om kontraktene. Videre vil hver avtale med en hydrogenprodusent i snitt sikre større investeringsbeslutninger enn hvis kontrakter skal inngås med hver bruker av hydrogen, spesielt i skipsfarten.

Det er viktige forskjeller på industri og maritim sektor med tanke på størrelse på aktører og prosjekter i brukerleddet. Norge står i en særstilling i europeisk sammenheng fordi vi har store utslippskutt som skal gjennomføres i skipsfarten, noe som vil kreve at mange mindre fartøy må bli utslippsfrie. Men selv om skipsfarten krever store volum hydrogen mot 2030, vil ikke hvert enkelt skip nødvendigvis utløse store salgskontrakter. Det trengs derfor mange kunder for å sikre nok etterspørsel for å investere i storskala produksjon av hydrogen.

Store industriprosjekter gir derimot etterspørsel på store volum og vil gi produsenten større sikkerhet i etterspørsel ved inngått kontrakt, også om virkemiddelet er målrettet mot bruker. Likevel kan kontrakter med produsent gi grunnlag for tilgang for flere aktører i samme område og bidra til, lavere pris.

En mulig nedside med at kontraktene innrettes mot produksjon, er at ordningen kan bli et indirekte virkemiddel for sluttprodukter som ikke gir like god klimagevinst eller en forsterkning av insentiver for produkter som allerede har virkemidler for å stimulere produksjon. Det er ikke eksempler på dette i dag, men kan bli et spørsmål knyttet til ulike syntetiske drivstoff. Da må det i så fall gjøres vurderinger på om det skal være begrensninger på hva hydrogenet kan brukes til etter salg for at produksjonen fortsatt skal utløse differansekontrakter. Samtidig er det en fordel at også ny grønn industri kan få konkurransedyktige priser på hydrogen selv om de ikke kan vise til direkte utslippskutt.

Avveiningen mellom å rette virkemiddelet mot bruker eller produsent, kan begge gi gode resultater, og er i noen grad en avveining mellom volum og markedseffekt. Differansekontrakter rettet mot brukerleddet kan virke gjennom hele verdikjeden, fra sluttbruker og helt opp til produsent. I tillegg kan en ordning som treffer brukeren ha en motiverende effekt utover det rent økonomiske fordi de som skal omstille seg kobles mer direkte opp mot virkemiddelet. En ulempe er at en slik modell gir større koordineringsutfordringer og mindre forutsigbarhet for produksjonsleddet, noe som kan forsinke investeringsbeslutningene. Kort oppsummert kan kontrakt med brukerleddet ha noe sterkere markedseffekt gjennom økt etterspørsel og konkurranse, mens kontrakt med produksjonsleddet gir sterkere risikoavlasting for produksjon i tilstrekkelig skala.

Konkurranse eller rettighetsbasert støtte?

En annen dimensjon som må avklares i utforming av differansekontrakter, er om tildelingen skal ta form av en utlysning, altså med rom for skjønn og i en definert beslutningsprosess, eller om støtten skal være rent rettighetsbasert. Utlysninger med tildelinger basert på forutsigbare kriterier sikrer god konkurranse. I sin smaleste form kan kriterier eller konkurranse knyttes til kostnad, altså hvor mye produksjon eller bruk som kan realiseres i prosjektet per støttekrone. Da kreves god modenhet i prosjektet på søknadstidspunktet for å sikre realistiske kostnadsestimater i forkant.

Utlysningene kan utformes som ren auksjon (eller omvendt auksjon), eller det kan være mer administrativ tildeling, hvor det legges inn flere tildelingskriterier utover kostnadseffektivitet. Dette kan for eksempel være kriterier som sikrer ringvirkninger og synergier utover det spesifikke prosjektet, tilgang på hydrogen for flere aktører eller andre faktorer. Vi skal ikke vurdere hvilke tilleggskriterier som kan være hensiktsmessige her, men vil likevel peke på at det kan være nyttig å se på kriterier som kan bidra til realisering av andre prosjekter for produksjon eller bruk for å få mest mulig effekt av midlene brukt. I dagens situasjon med store regionale forskjeller i krafttilgang, kan effekten på nettkapasitet og balanse samt kraftsituasjon være viktige momenter i evalueringen av nye prosjekter.

Ved administrativ tildeling med flere kriterier som vektes, er det viktig at ordningen likevel ikke blir for kompleks, og at kriteriene er tydelige og håndteringen transparent. En administrativ tildeling ved utlysninger vil passe for et tidligmarked med få etablerte aktører og kan gradvis utvikle seg mot en ren budkonkurranse i takt med at teknologien modnes og skaleres.

Rettighetsbaserte ordninger er enkle og transparente å forholde seg til for de potensielle støttemottakerne og krever mindre søknadskompetanse og prosess fra støttemottaker. Likevel kan slike ordninger kreve en del administrasjon fra forvaltningsmyndigheten knyttet til krav om benchmarking, notifisering eller kontroll mot overkompensasjon ved implementering og tildeling. Rettighetsbasert støtte som er lik for alle vil gjøre at de mest kostnadseffektive vil vinne frem i markedet, men det er også generelt større risiko for over- og underkompensasjon for hver enkelt mottaker som igjen vil gjøre det mindre treffsikkert. Rettighetsbaserte ordninger kan også være mer sårbare for budsjettendringer fra år til år i den grad det ikke foreligger en forpliktende avtale over tid mellom myndigheter og støttemottaker.

Produktpris eller CO_2-pris?

Vår tredje dimensjon i utforming av modeller for differansekontrakter, handler om hvilken differanse som skal betales. Differansekontrakter finansierer en differanse mellom en garantipris (eller en angitt kostnad) og en referansepris i markedet. Et viktig spørsmål er om de skal utformes med utgangspunkt i CO_2-pris eller produktpris.

Produktpris kan være egnet å bruke for produksjon av hydrogen, eller et produkt basert på hydrogen, og er differansen mellom en produksjonskostnad og en markedsverdi per volumenhet hydrogen, eller et produkt lagd basert på hydrogen.

CO_2-pris egner seg best der det kan kobles til en direkte CO_2-reduksjon og søker å treffe differansen mellom kostnaden av å redusere CO_2 og kvoteprisen. Differansen kan da være mellom en målsatt CO_2-pris eller CO_2-reduksjonskostnad, og den faktiske CO_2-prisen gitt av kvotepris eller CO_2-avgift. Skal CO_2-pris brukes knyttet til produksjon av hydrogen, må det brukes en estimert CO_2-reduksjon mellom grønt og grått hydrogen for å knytte kostnadene og referanseprisen til CO_2.

Spørsmålet om hvilken differanse og referansepris som skal benyttes, besvares best ved å se på hva modellen er innrettet for, produksjon eller bruk, og hva som gir størst kostnadseffektivitet. Differansen i en ordning burde treffe det reelle behovet for garantier som næringslivet har, og det er fordelaktig om referanseprisen er gitt av en observerbar pris i et reelt marked.

For hydrogenproduksjon er produktpris mest treffsikkert for beregning av differansen, selv om det ikke finnes en åpen markedspris på hydrogen i dag. Dette er fordi innsatsfaktorer for produksjon og etterspørselen ikke er direkte knyttet til kvotepris. En estimert eller gjeldende produktpris vil i større grad kunne hensynta økt betalingsvilje som følge av økte fossile priser eller andre strømninger i markedet. For produksjon er dette mer treffsikkert enn en differanse på CO_2-pris, siden endringen i kvotepris ikke nødvendigvis er den mest avgjørende for produktprisen på hydrogen. Et eksempel er dagens marked, der konvensjonelle fossile innsatsfaktorer som er alternativet til grønn hydrogen, har en høy kostnad, mens kvoteprisen fortsatt er lav. Dessuten er det ikke produksjonsleddet som kutter eksisterende utslipp, med mindre fossil produksjon av hydrogen erstattes med utslippsfri produksjon.

Det kan likevel være informativt for å estimere tiltakskostnader for CO_2-reduksjon for hydrogenproduksjon. For en veldig enkel rettighetsbasert modell, vil CO_2-pris også kunne fungere som et forutsigbart støttenivå som stadig reduseres mot 2030. Den treffer likevel ikke den reelle prisusikkerheten for produsenter like godt som produktpris på hydrogen. Siden hydrogenmarkedet ikke er velutviklet, må en markedspris for hydrogen estimeres. Dette kan for eksempel gjøres basert på innrapporterte salgspriser som vil bli mer treffsikre etterhvert som antallet prosjekter og volumene øker og markedet modnes.

I **maritim sektor** er drivstoffkostnad (MGO eller LNG) godt egnet som en referansepris der kostnaden på utslippsfritt drivstoff er garantiprisen og fossilt drivstoff definerer referanseprisen. Dette treffer godt på de reelle merkostnadene ved overgang til utslippsfritt drivstoff. Kvotepris kan også brukes om maritim sektor blir underlagt kvotesytemet, men treffer dårligere på merkostnadsbildet fordi den alternative kostnaden ved å benytte fossilt drivstoff ikke bare følger kvotepris, men også fossilpris. I maritim sektor vil derfor en markedspris på produkter være en mer treffsikker metode for å anslå på reelle merkostnader enn CO_2-pris og de alternative fossile drivstoffkostnadene. Kvoteprisen i seg selv er ikke drivende for omstilling når kvoteprisen er lav, mens den fossile drivstoffprisen inkludert skatter og avgifter inkluderer hele kostnaden for det fossile alternativet. Hvis og når maritim sektor underlegges et kvotemarked, kan kvotepris knyttet til fossil drift også inkluderes i markedsprisen som fungerer som referansepris for årlig avregning. Det kan også brukes CO_2-pris som differansemodell for årlig utbetalt differanse, men dette vil kunne føre til større grad av under- eller overkompensering og er derfor mindre treffsikkert og kostnadseffektivt.

For industri derimot, er CO_2-prisen en god referansepris på brukersiden. CO_2-tiltakskostnaden for å ta i bruk hydrogen for å erstatte fossilt i industrien, varierer fra industriprosess til industriprosess på grunn av fundamentale forskjeller i prosessene. Det finnes derfor ingen enhetlig konverteringsfaktor mellom hydrogen og CO_2 i industriprosjekter. Derfor vil det være mer hensiktsmessig med konkurranse på kostnad knyttet til CO_2-pris og utslippsreduksjoner for industriaktører som skal ta i bruk hydrogen.

5 mulige modeller

Målet med denne rapporten er å vurdere og prioritere ulike måter å innrette differansekontrakter på. Hensikten med differansekontraktene er å realisere investering i produksjon og bruk av grønt hydrogen for å sikre utslippskutt i Norge. I analysekriteriene vurderer vi derfor effekt på produksjon og bruk, ikke direkte på utslipp. Vi har valgt å bruke vurderingskriteriene styringseffektivitet, kostnadseffektivitet, markedseffekt og gjennomførbarhet, og dette er hvordan vi definerer og vektlegger i disse evalueringskriteriene:

1. Styringseffektivitet refererer til mulighet for å styre mot et målsatt volum produsert. Vil modellen realisere nok prosjekt og sikre tilgang på de volumene som vil være nødvendig for å innfri Norges klimamål for 2030? Er det behov for flere andre virkemidler for å utløse nødvendig volum? Kan ordningen justeres enkelt etter hvert som marked og teknologi endrer seg? Er det risiko for underkompensasjon og dermed at virkemiddelet ikke vil være utløsende?

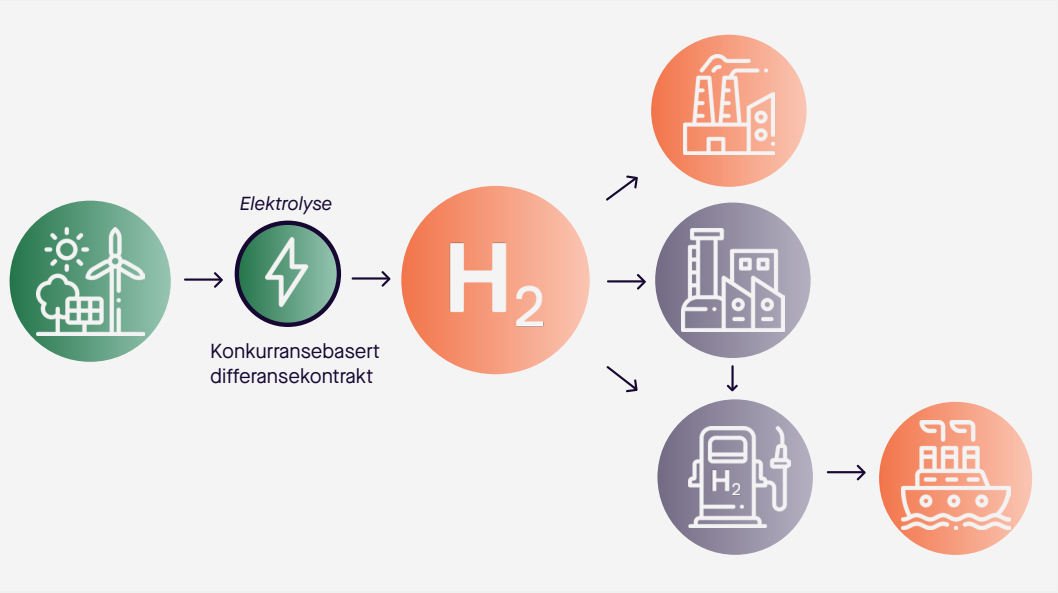
2. Kostnadseffektivitet refererer til om virkemiddelet gir god uttelling for statlige midler som utløses. Er det stor risiko for overkompensasjon? Gir virkemiddelet en god forutsetning for kostnadsreduksjoner gjennom teknologiutvikling? Gir det rom for å hente ut synergier og optimalisering i energibehov og distribusjon? Er det muligheter for myndighetene å redusere netto kostnader i kombinasjon med andre virkemidler?

3. Markedseffekt refererer til om virkemiddelet bidrar til å skape sunn konkurranse og bidra til markedsutvikling. Bidrar det til forutsigbarhet i hele verdikjeden og til å bygge et robust hydrogenmarked? Er virkemiddelet markedsdrivende og gir økende betalingsvilje i markedet?

4. Gjennomførbarhet refererer til om det er praktisk mulig å implementere virkemiddelet, kompleksitet, administrasjonsbyrde for begge parter, og om virkemiddelet kan integreres i eksisterende virkemidler og med EUs og nasjonale regelverk. Dette resulterer i hvor raskt det kan implementeres.

Fargeskala brukt i tabeller for virkemiddelvurderinger, fra "sterk" (mørk grønn), “god” (lys grønn), "utfordrende" (lys oransje) og “svak” (mørkest oransje):

Modell 1: Konkurransebaserte differansekontrakter for produksjon



Produsent/bruker: I denne modellen utlyses differansekontrakter for produksjon av hydrogen.

Konkurranse/rettighet: Ordningen er konkurransebasert, enten gjennom en ren omvendt auksjon, der produsentene konkurrerer om laveste produksjonskostnad de trenger sikkerhet for (per tonn hydrogen), eller gjennom mer administrativ tildeling som i tillegg belager seg på andre kriterier utover kostnadseffektivitet. Det kan være utlysninger hvert år eller annethvert år frem til 2030 eller så lenge det sees som nødvendig for å stimulere til mer produksjon. Inngåtte kontrakter har en varighet på 10-15 år for å gi tilstrekkelig forutsigbarhet for produsent til å utløse investeringer. Prosjektene som søker, må være modne og ha intensjonsavtaler med kunder og eventuelt kraftleverandør.

Produktpris/CO_2-pris: Produksjonskostnaden som bys inn, er forventet gjennomsnittlig årlig kostnad over perioden (Denne kan regnes om til en tiltakskostnad, kostnad per CO_2-reduksjon, gjennom estimert CO_2 reduksjon mellom grått og grønt hydrogen). Differansen mot gjeldende eller estimert markedspris for hydrogen, avregnes årlig og definerer differansebeløpet som utløses. Det kan legges inn et gulv på markedsprisen, i UK er denne knyttet til naturgasspris. Det kan også innarbeides en eventuell mekanisme for tilbakebetaling til staten når markedsprisen overstiger produksjonskostnader. Produsenten får utbetalt differansen etter omsatt volum, opp til et maksimalt volum definert i den inngåtte kontrakten mellom produsenten og myndighetene.

Evaluering

Styringseffektivitet: Modellen kan utløse betydelig produksjon av grønt hydrogen for maritim og industriell bruk. Dette baserer vi på at den sikrer produsentene betaling for grønt hydrogen. Modellen treffer derfor godt på det reelle behovet for reduksjon av økonomisk risiko hos produsent, og en lang kontrakt gir god forutsigbarhet, slik at markedsrisikoen reduseres.

Modellen kan bidra til å sikre investeringer og vil være utløsende for produksjon. Tilleggskriterier ved tildeling kan gi grunnlag for realisering av produksjon og bruk utover prosjektet som søker. Modellen kan justeres i takt med en markedsutvikling gjennom justering av tildelingskriterier.

Ordningen sikrer derimot brukere av hydrogen kun indirekte, ved å gjøre hydrogen mer konkurransedyktig. Den dekker heller ikke merkostnad i de ulike kostnadsleddene i verdikjeden fra elektrolyse til sluttbruker. Denne modellen er derfor avhengig av gode rammevilkår utover selve virkemiddelet for å ta i bruk løsninger på hydrogen. Det kan for eksempel være investeringsstøtte for nybygging av skip og grønn teknologi til industrien. Det er også nødvendig med egne gode virkemidler for å sikre etablering av fylleinfrastruktur for å redusere den totale merkostnaden for sluttbrukeren.

Det er etablerte ordninger for investeringsstøtte allerede i dag som passer godt i et slikt bilde. Ved skjerpede krav til utslippsreduksjon og omstilling, vil en slik virkemiddelpakke stå enda sterkere.
Risikoen for stor lekkasje av hydrogen til andre land ser vi som et mindre problem, ved at myndighetene kan sikres mulige brukere i Norge på andre måter gjennom målrettet investeringsstøtte til disse segmentene og gjennom krav til intensjonsavtaler. Det vil være naturlig at det legges inn begrensninger knyttet til om kunden får subsidier for kjøp/bruk for å hindre massiv eksport til land med sterke virkemidler for bruk. Sammen med høye transportpriser, virker det mest sannsynlig at grønt hydrogen har sin markedsbase relativt lokalt eller regionalt.

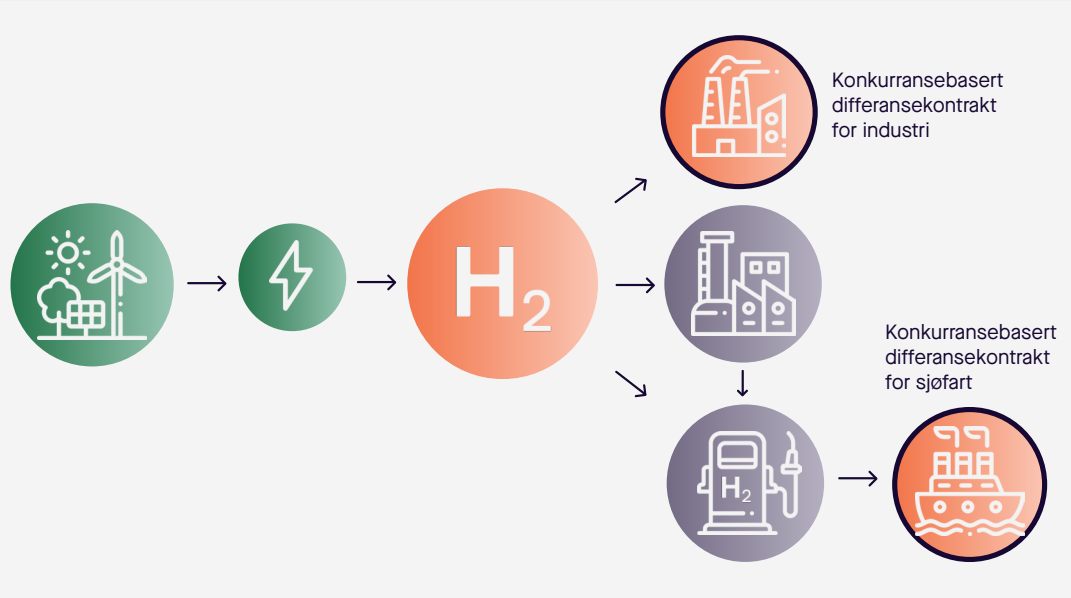
Kostnadseffektivitet: Dette vil være en relativt kostnadseffektiv modell for å nå målsetninger for produsert volum. Med utlysninger med differansekontrakter knyttet til elektrolyseleddet, sikres et større antall aktører som kan delta i en konkurranse mellom produsentene på produksjonskostnad. Ved å beregne differanse på produktpris gjennom å estimere en markedspris, vil avregningen kunne hensynta økt betalingsvilje som følge av økte fossile priser eller andre strømninger i markedet. Det gir mindre risiko for overkompensering enn en differanse på CO_2-pris, siden endringen i kvotepris ikke nødvendigvis er den mest avgjørende for produktprisen på hydrogen. Det er tydelig hvilke ledd i verdikjeden som direkte stimuleres og hva kostnadene knyttes til, og det er liten fare for overlapp og resulterende overkompensasjon. Modellen kan også bidra til å fjerne behovet for investeringsstøtte hos både bruker og produsent på sikt.

Markedseffekt: Modellen åpner for sunn konkurranse på teknologiutvikling og optimalisering for kostnadsreduksjoner. Ved å gi god forutsigbarhet knyttet til produksjon, sikres tilgang til markedet og gir tryggere rammer for prosjektutvikling av bruk. Dette gir en god plattform for markedsutvikling langs hele verdikjeden, gitt at det er krav om utslippsreduksjon hos industri og sluttbrukere.

At ordningen treffer produsent og ikke forbruker av hydrogen, gjør den noe mindre markedsdrivende enn en løsning målrettet mot bruker. Det vil fortsatt ligge risiko hos produsentene som må forhandle og sikre kundeavtaler for bruk og gjennom vurderingen på hvilke volumer eller kostnader de selv kan stille sikkerhet for og dermed ikke behøve å inkludere i priskonkurransen. Dette gir også myndighetene insentiver til å sørge for gode rammevilkår for bruk, da det vil øke etterspørsel og betalingsvilje og redusere den utløste differansen.

Gjennomførbarhet: Denne ordningen vil passe godt til og være komplementerende med dagens virkemidler for hydrogenverdikjeden. Den vil dog kreve en del forarbeid for å sette gode kriterier for konkurransen mellom produsenter. Den krever også en beregningsmodell for estimert markedspris. Relativt høy kompleksitet kan resultere i at det tar lang tid å etablere ordningen. Dette har vi likevel ikke ansett for å være en avgjørende hindring for modellen. For søkerne vil ikke søknadsprosessen være mye mer krevende enn søknader til investeringsstøtte i dag. Dette vil være en innretning som vil være fullt ut kompatibel med EUs lovgivning, så lenge man sikrer konkurranse og hindrer overkompensasjon. Denne modellen kan likne på den

Modell 2: Konkurransebaserte differansekontrakter til sluttbruker



Produsent/bruker: I denne modellen er det sluttbrukerne som kan konkurrere om tildeling av differansekontrakter for bruk av hydrogen. Modellen kan målrettes mot hydrogen i industrielle prosesser eller bruk av hydrogendrivstoff (komprimert, flytende, ammoniakk, LOHC) til sjøfart. (Drivstoffprodusenter som skal bruke hydrogen som råvare til å produsere utslippsfritt drivstoff, er unntatt denne ordningen med mindre prosjektet skal kutte eksisterende prosessutslipp fra varme eller lignende, siden modellen rettes mot bruk av hydrogendrivstoff til sjøfart).

Konkurranse/rettighet: I denne modellen utlyses differansekontrakter som tildeles på bakgrunn av konkurranse om kostnad per CO_2-reduksjon, altså tiltakskostnad. Siden det er ulike kostnader i industri og maritim sektor, bør de ikke settes opp mot hverandre i en felles konkurranse. Vi foreslår derfor to separate utlysninger for industri og maritim sektor.

Differansekontraktene bør ha en varighet på 5-10 år og differansen som utløses årlig bestemmes gjennom CO_2-pris for industrien og produktpris for maritim sektor som forklart under.
For å få utløst gode synergier som bidrar til at flere prosjekter blir realisert, kan det kan være hensiktsmessig med tildeling på også andre kriterier enn pris i de første rundene.

Produktpris/CO_2-pris: Konkurransen for sjøfart og industri kan være basert på CO_2-pris, mens den årlige avregningen av utløst differanse burde være ulik for de to. For industriaktører burde kvotepris eller CO_2-avgift brukes som referansepris for årlig avregning. For maritim sektor er differansen som avregnes mest treffsikker når den er knyttet til produktpris på drivstoff, det vil si differansen mellom hydrogenbasert drivstoff versus fossilt drivstoff (MGO, marin gas oil) hvor skatter og avgifter er inkludert.

Evaluering

Styringseffektivitet: Modellen vil gi gode rammevilkår for forbrukere av hydrogen og kan justeres i takt med markedsutvikling. Det er liten risiko for underkompensasjon og kan fungere utløsende i sameksistens med investeringsstøtte til produsenter og brukere. Differansemodellene på CO_2-pris for industri og drivstoff for sjøfart vurderer vi som svært treffsikre for å utløse brukerprosjekter. Det vil være lettere å måle effekten av ordningen på utslippsreduksjoner.

Industriprosjekter som får innvilget differansekontrakter, vil også kunne gi veldig god forutsigbarhet for en hydrogenleverandør. Store industriprosjekter vil ha større volum og sikre produsenten større sikkerhet i etterspørsel ved inngått kontrakt, enn enkelte skip. Hydrogenleverandører vil ha ulik konkurranseevne overfor kjøpere i maritim sektor basert på om de har fått investeringsstøtte eller ikke. En slik ordning vil i første omgang sikre at produsenter som allerede har fått investeringsstøtte, får maritime kunder med betalingsevne og forutsigbarhet. På lengre sikt vil man kunne drive frem et marked som gir store nok volum til å sikre storskalaproduksjon. For å øke sannsynligheten for å få utløst produksjon, kan det eventuelt stilles krav til større flåteprosjekter med én hovedeier som har ansvar for koordinering. Dette for å sikre at volum bli stort nok for å kunne utløse produksjon. Om et slikt krav vil være hensiktsmessig, bør vurderes gjennom dialog med markedsaktørene. Det vil uansett være mulig å vurdere utlysninger der det er en kombinasjon av investeringsstøtte til flåten og differansekontrakter for driftskostnader de neste 5-10 årene.

Med årlige utlysninger vil budkonkurransen treffe gjeldende tilbudspriser som gjenspeiler de reelle merkostnadene og usikkerhetene i et tidligmarked. Dette vil legge til rette for at det er gunstig å være tidlig ute på gjennomføring som bruker, så lenge man antar at prisene i all hovedsak blir gunstigere frem i tid. Med årlige utlysninger av differansekontrakter, kan ordningen justeres i takt med markedsutvikling, slik at det etterhvert vil bli behov for lavere investeringstøtte og/eller at differansekontrakten etterhvert kan dekke hele beløpet som trenger finansiell sikkerhet.

Brukere får høy økonomisk forutsigbarhet og markant lavere merkostnader, men modellen reduserer ikke den finansielle risikoen for produsenter like mye som modell 1. Derfor er det også en fortsatt usikkerhet i tilgang på produsert hydrogen for brukere og fortsatt markedsrisiko for produsentene. Det trengs mange brukere for å utløse tilstrekkelig volum for produksjon i maritim sektor. Det er også stor forskjell i usikkerheten for bruksvolum hos brukerne med kortere kontrakter som er vanlig i maritim sektor, enn for langsiktigheten for avtak som trengs for produsenter. Det vil enten gi en risiko for bruker med å måtte inngå relativt lange kjøpskontrakter som låser prisen på en potensielt høy salgspris over tid, eller en risiko for produsent for usikkert salgsvolum over tid.

Kostnadseffektivitet: Budkonkurranse i tildelingen sikrer konkurranse i verdikjeden og gir god kostnadseffektivitet. Spesielt for industrien sikrer en slik konkurranse kostnadseffektivitet knyttet til utslippsreduksjoner og ved å fremme tidlig igangsettelse av prosjekter. Det kan bidra til teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner for etterfølgende prosjekter. Gjennom konkurransen vil det gi et insentiv og press på sluttbrukerne for å få ned merkostnadene.
Med støtte til sluttbruker for merkostnader for drivstoff, vil det også bidra til utvikling av infrastruktur. Det vil favorisere prosjekter med lavt behov for infrastruktur med fylling direkte fra produksjon, med ellers like prosjekter. Samtidig er det en risiko for at et kunstig høyt støttenivå for bruk av drivstoff låses inn over flere år om konkurransegrunnlaget ikke er bredt nok i de tidlige tildelingene.

Det vil være nødvendig å videreføre investeringsstøtte for flåter, industrianlegg og produksjon. Også støtte til utbygging av infrastruktur bør støttes for å sikre en jevn utbygging og bred tilgang. Da er det samtidig fare for overlappende virkemidler for de forskjellige aktørene i maritim sektor, noe som innebærere en risiko for overkompensering i verdikjeden på et tidlig stadium. De totale kostnadene vil reduseres ved mindre behov for investeringsstøtte på sikt.

For industrisektoren er derimot Modell 1 og 2 omtrent like kostnadseffektive og vil i praksis innebære finansiell sikkerhet for det samme leddet i verdikjeden: salg eller kjøp av hydrogen som råvare.

Markedseffekt: Denne modellen gir god forutsigbarhet for dekning av merkostnader for bruk som gir en større økonomisk sikkerhet for rederiene og industriaktører. Det vil være utløsende for økt bruk av hydrogen med påfølgende etterspørsel etter hydrogen. Virkemiddel målrettet mot bruker vil også i prinsippet kunne virke gjennom hele verdikjeden helt opp til produksjonsleddet.

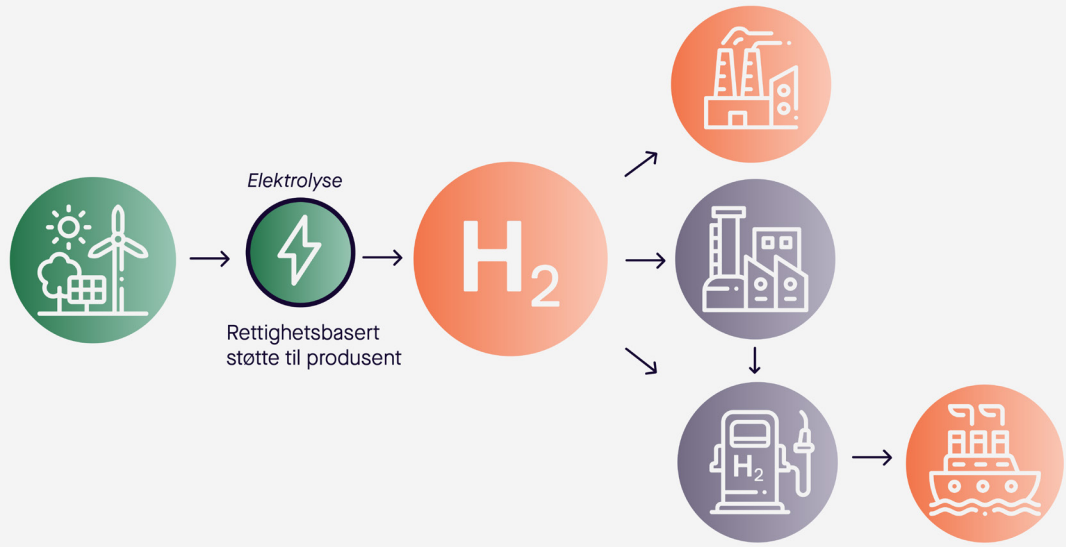
I maritim sektor kan det kan være hensiktsmessig at kostnad ikke vektes for tungt i de første utlysningsrundene. Dette er for å sikre en bredde i hvilke teknologier og drivstoff som tas i bruk, noe som igjen vil være med på å redusere teknologiusikkerhet i flere løsninger. Det er nødvendig med flere typer drivstoff og fremdriftsalternativer for å dekke alle behov i maritim sektor for å realisere nullutslipps sjøfart. De forskjellige løsningene vil de første årene kunne ha store forskjeller i merkostnad på grunn av infrastruktur og bunkringsmuligheter som må bygges opp i varierende grad fra prosjekt til prosjekt. Det vil reflekteres i drivstoffprisen rederiene eller operatørene blir tilbudt i en veldig tidlig fase.

Gjennomførbarhet: Det vil være behov for ulike ordninger for industri og maritimt. Sammenliknet med Modell 1 er det mindre arbeid med prismodeller, men med to separate ordninger for industri og maritim, blir det en noe større administrativ byrde for brukerne og myndighetene. Vi anser imidlertid ikke dette som en avgjørende hindring eller kostnad. Krav om større flåter for å kunne søke i maritim sektor vil innebære mer administrativt arbeid, og kan utelukke enkelte prosjekter. Modellen for industri er i all hovedsak likt det som foreslås av EU-kommisjonen for å incentivere bruk av hydrogen i industri for å kutte utslipp (Carbon Contract for Difference) og bør derfor være lett å få notifisert i ESA.

Ny industri som vil benytte utslippsfri hydrogen, kan falle utenfor denne modellen fordi nye anlegg ikke gir direkte utslippsreduksjoner med fossil produksjon som erstattes. Men det vil være mulig å inkludere ny industri ved å legge til grunn en faktor for ny industri på utslippsreduksjoner for grønn vs. grå hydrogen, eller bruke etablerte industrianlegg som har likt slutt- eller mellomprodukt som referanse. Dette vil kreve noe ekstra arbeid fra myndighetenes side.

De nye EU-virkemidlene for utslippsreduksjoner i maritim sektor, særlig FuelEU maritim, kan gi overlapp med differansekontrakt på brukernivå. Det kan trolig løses med en avgrensning og krav for tildeling fra differansekontraktordningen for å sikre addisjonalitet for tiltakene som støttes.

Modell 3: Rettighetsbasert støtte til produsent



Produsent/bruker: Denne modellen er rettighetsbasert støtte til produsenter basert på produsert/solgt volum.

Konkurranse/rettighet: Denne modellen innebærer en rettighetsbasert ordning, som kan kalles en garantiprisordning. Alle hydrogenprodusenter kan i et angitt tidsrom få differansen til en forhåndsdefinert garantipris basert på omsatt volum. Uten konkurranse er ordningen nærmere en feed-in eller prisgaranti-ordning. Ordningen kan innrettes enten med eller uten inngåelse av differansekontrakt for hvert prosjekt forut for endelig investering. For å skissere en veldig enkel og forutsigbar ordning for produsentene, har vi her evaluert en ordning med rettighetsbasert støtte som realiseres etter solgte volum.

CO_2-pris/produktpris: Differansen settes mellom en målsatt CO_2-pris (f.eks. regjeringens mål i Hurdalsplattformen om 2000 kr/tonn CO_2) og den reelle kvoteprisen eller CO_2-prisen.

Evaluering

Styringseffektivitet: Fordelen med denne modellen er at det vil være en enkel og forutsigbar ordning, som gjør det enkelt for både små og store aktører å bruke den. Differansen som avregnes er veldig transparent, og ordningen vil trolig oppfattes som rettferdig.

Dersom beløpet settes tilstrekkelig høyt vil det være en ordning som vil utløse produksjon av hydrogen. Fra myndighetenes side vil det gi en usikkerhet på kostnadsnivået, fordi det vil være usikkert hvor mange prosjekt som vil utløses. Det kan derfor være nødvendig å sette et øvre tak på ordningen. Det vil gi en usikkerhet for produsentene, men denne kan reduseres ved en noe mer kompleks ordning der man søker og får tildelt rett på differansekontrakter i forkant av investeringen.

En rettighetsbasert ordning vil trolig ikke være like treffsikker for å tidlig oppnå investeringer i produksjon, da det fortsatt vil være stor markedsrisiko for produsentene. Det er mulig å tilpasse ordningen med tildeling av kontrakter i forkant av investeringsbeslutninger, noe som øker sikkerheten til aktørene som får støtte. Da får myndighetene også bedre styring av totalt volum/kostnader. På den andre siden reduserer slike tilpasninger enkelheten og "alle" er da ikke garantert tildeling.

Som for modell 1 passer en støtte til produsenten godt inn med eksisterende investeringsstøtte til industrianlegg og skip, samt den varslede satsingen på etablering av infrastruktur. Uten konkurranse er ordningen nærmere en feed-in/prisgaranti-ordning.

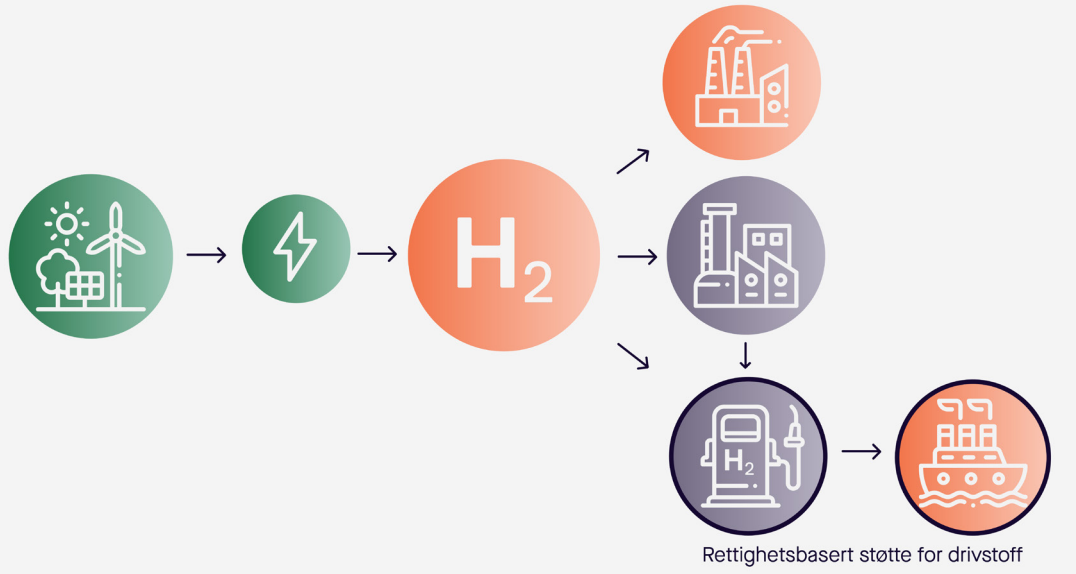
Kostnadseffektivitet: CO_2-pris reflekterer ikke hydrogenmarkedet i like stor grad som en produktpris vil kunne gjøre, og det er stor risiko for overkompensasjon i en tidlig fase når kvoteprisen er lav.
En slik ordning vil ikke kunne sikre spesielle synergier eller mergevinst slik ordninger med tildelingskriterier kan ha. Myndighetens manglende mulighet til å påvirke proveny uten å revidere ordningen fullstendig, trekker også ned.

Markedseffekt: Ordningen er veldig forutsigbar, og gir likevel godt grunnlag for konkurranse mellom aktørene i markedet. Høyere støtte i tidlig fase vil gi aktører insentiv til å investere tidlig i perioden. Lik støtte til alle aktører vil gi like forutsetninger for store og små aktører. Markedsrisikoen er likevel er vurdert til å bli mindre redusert sammenliknet med de foregående modellene. Virkemiddelet er mindre markedsdrivende enn ordninger som retter seg mot forbrukerne. Det er risiko for at ordningen vil få støttenivå som settes for lavt til å dekke kostnadene/redusere markedsrisikoen nok for produsenten i en tidligfase, for å unngå ulovlig statsstøtte. Dette trekker ned.

Gjennomførbarhet: Dette er en enkel modell som burde være lett å sette opp og administrere og enkel for produsenter. Det vil likevel være avklaringer som må gjøres før implementering for å følge EUs retningslinjer for statsstøtte, samt notifisering, da liknende eksisterende/forhenværende prisgarantimodeller baserer seg på produktpris og ikke CO_2-pris. EUs retningslinjer for statsstøtte stiller særskilte krav til benchmarking og kontroll av støttebeløp når det ikke tildeles gjennom budkonkurranser, for sørge for at differansemodellen ikke gir et støttenivå over antatt merkostnad (funding gap).

En mer komplisert ordning kan gi bedre kontroll og styringseffektivitet, men da er det ikke lenger en enkel modell med minimalt av krav til søknader og administrasjon. En mulig begrensning med denne modellen ligger i adgangen til å begrense eksport av hydrogen som går inn under en rettighetsbasert ordning.

Modell 4: Rettighetsbasert støtte til sluttbruker/omsetter



Produsent/bruker: Denne ordningen er innrettet mot brukere og i denne modellen har vi sett det som hensiktsmessig å fokusere på brukere i maritim sektor, enten via omsettere eller kjøpere av drivstoff.

Konkurranse/rettighet: Denne modellen er en rettighetsbasert støtte til omsetter eller rederi basert på omsatt/brukt volum av drivstoff hos bruker.

CO_2-pris/produktpris: Løsningen dekker deler av differansen mellom hydrogenbasert drivstoff og fossil MGO. Differansen kan settes beregnet per energienhet, eller det kan beregnes ut fra CO_2-reduksjon ved bruk av disse drivstoffene.

Denne type rettighetsbasert støtte er mindre egnet i industrien, hvor verdikjedene er kortere og mer oversiktlige og det hovedsakelig vil være store bilaterale avtaler eller egenproduksjon av hydrogen. Rederiene eller operatørene i sjøfarten er mer ulike, med flere og mer uoversiktlige verdikjeder med konkurranse aktørene i mellom. Denne modellen er dermed mest aktuell i maritim sektor.

Evaluering

Styringseffektivitet: Denne løsningen bidrar til å stimulere bruk i maritim sektor. Forskjellen fra modell 2 er at det er et administrativt fastsatt nivå på differansekontraktene. Det gir en enklere ordning for brukerne, noe som kan være egnet for kjøp av mindre volum drivstoff og for mindre aktører. En enkel og rettighetsbasert ordning kan være ekstra stimulerende for brukere når det er lett å se hvordan ordningen kan bidra til å gjøre omstilling til utslippsfritt hydrogendrivstoff konkurransedyktig. Men ordningen sikrer ikke nødvendigvis tilgang på nok produksjon. Dette vil trolig være den største usikkerheten for brukere som skal ta en investeringsbeslutning.

Siden det vil ta noe tid før etterspørselen kan ta seg opp, vil trolig ikke denne ordningen være like effektiv for å sikre investeringer i storskala produksjon av hydrogen. Modellen vil derimot kunne virke mer hensiktsmessig i et hydrogenmarked som er nærmere fullkommersialisering, hvor det handler om rask utrulling av fartøy på hydrogenrelaterte drivstoff. Ordningen kan alternativt målstyres på geografisk område for spesifikke drivstoff, dersom det trengs for å få til tilstrekkelig volum med bruk for å utløse produksjon av et spesifikt drivstoff som vil kreve større volum hydrogen.

For å unngå overkompensasjon i en rettighetsbasert modell, kan det defineres en andel av merkostnaden som kan inngå i en differansekontrakt. Settes andelen for lavt, vil det bli underkompensasjon og ikke utløse nok prosjekter, og det kan være utfordrende å finne riktig støttenivå. Eventuelle planlagte justeringer i andel vi kunne skape mindre forutsigbarhet for en investeringsbeslutning. Det må sikres flere virkemidler for å stimulere til storskalaproduksjon av hydrogen og industriell bruk. En andel av differansen på drivstoffpris vil også bidra til bygging av produksjonsanlegg og infrastruktur og kan redusere behovet for andre støtteordninger på sikt.

Kostnadseffektivitet: Det er en reell risiko for overkompensasjon når differansen i all hovedsak settes av tilbydere av drivstoff, og det vil være vanskelig å ettergå hvilke merkostnader ordningene er med på å kompensere oppover i verdikjeden. Som for modell 3, kan det settes en andel av antatt merkostnad for å unngå risikoen for ulovlig statsstøtte gjennom overkompensering. En riktig satt støtteandel sikrer fortsatt et konkurransegrunnlag for drivstoffleverandører og insentiverer energieffektive løsninger for skipsfarten.

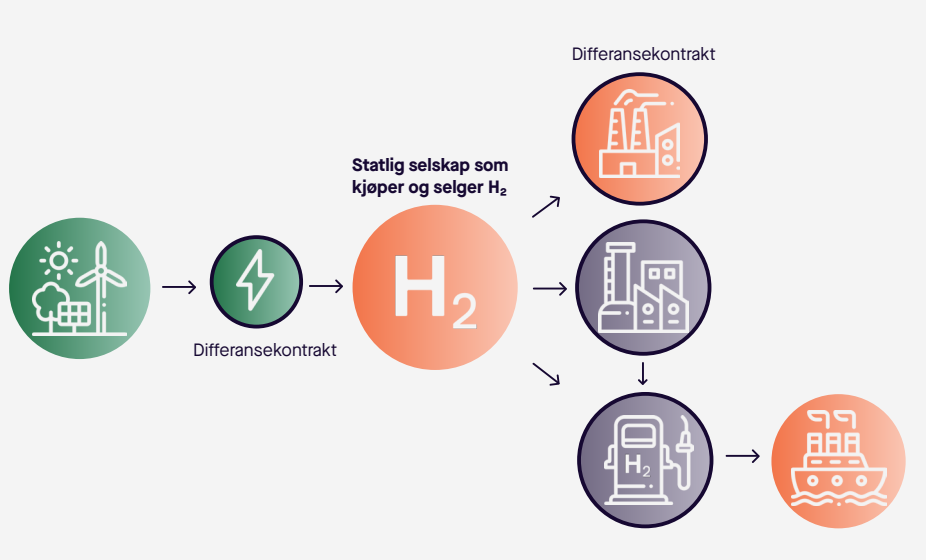
En produktpris i denne modellen vil bidra til at differansen reduseres når de fossile prisene er høye og når hydrogenprisen er lav. Modellen vil ikke kunne tilrettelegge for store synergier på tvers av hydrogenverdikjeder. Ved å videreføre dagens investeringsstøtte til hydrogenprodusenter og til infrastruktur, vil myndighetene kunne bidra til at differansen kunne reduseres.

Markedseffekt: Ordningen er markedsdrivende og vil bidra til å gi noe større forutsigbarhet i hele verdikjeden, men for hydrogenprodusentene blir ikke markedsrisikoen tilstrekkelig redusert for store investeringsbeslutninger. Rederiene vil kunne få god forutsigbarhet på sine merkostnader i en tidligfase og lette deres investeringsbeslutning. Likevel er det store usikkerhetsmomenter i tilgang og etterspørsel av hydrogen, noe som gjør at utviklingen kan gå noe saktere enn i en modell som er noe mer treffsikker på å redusere usikkerheten i hydrogenmarkedet. Konkurransegrunnlaget for mindre produsenter vil ikke forbedres med denne ordningen før det er et mer fungerende hydrogenmarked.

Gjennomførbarhet: En rettighetsbasert ordning må kvalitetssikres mot retningslinjene for statsstøtte, der spesielt faren for overkompensasjon må adresseres. Derfor vil det være nødvendig forarbeid og notifisering også her, men den vil kunne være enkel i drift. Det er litt mer utfordrende å se at et slikt virkemiddel har en naturlig plass i det eksisterende virkemiddelapparatet, og kompensasjonen må koordineres med andre virkemidler i tilliggende verdikjede (som støtte knyttet til produksjon, infrastruktur og prosjektstøtter for maritim sektor).

Arbeidet med å ettergå hvilke merkostnader ordningene er med på å kompensere oppover i verdikjeden og justering av støttenivå, vil være tidkrevende og kan føre til utsatte investeringsbeslutninger. Det vil være usikkerhet knyttet til varighet og støttenivå over tid, siden størrelsen og tidspunkt for utløste midler vil være uoversiktlig. Da vil ordningen trolig også være mer følsom for politiske svingninger.

Modell 5: Statlig selskap som kjøper og selger H_2



Produsent/bruker: I denne modellen utlyses differansekontrakter for kjøp av hydrogen fra produsenter og for salg av hydrogen til bruker. Et statlig selskap settes opp for å kjøpe og selge hydrogen og tar dermed markedsrisiko for både produsent og bruker.

Konkurranse/rettighet: Ordningen er konkurransebasert, da det er kjøps- og salgskontrakter som inngås gjennom rene auksjoner. I likhet med den tyske ordningen er innkjøp av hydrogen basert på langsiktige avtaler (opp til 10 år) med produsentene. Til sluttbruker kan volumet selges på både kortere og mer fleksible kontrakter og lengre kontrakter avhengig av hva brukerne ønsker og trenger.

Produktpris/CO_2-pris: Prisene som brukes vil være markedspris for hydrogen. Differansen er det det statlige selskapet som sitter med, som blir differansen mellom hva de får kjøpt og solgt hydrogenet for.

Evaluering

Styringseffektivitet: Ordningen minner om Tysklands ordning, som er satt opp for å sikre tilgang på tilstrekkelig volum med import av grønt hydrogen til Tyskland, men er her innrettet som en nasjonal ordning. Et statlig selskap brukes som en finansiell aktør mellom produsent og sluttbruker i et nasjonalt marked. Denne ordningen vil være sterkt utløsende, men innebærer betydelig økonomisk risiko for staten. Ordningen kan opp- eller nedskaleres i takt med måloppnåelse og utviklingen av et marked.

Kostnadseffektivitet: Her tar staten nesten all økonomisk usikkerhet på pris. Budkonkurranse sikrer at det er konkurransegrunnlag og mulighet for kostnadseffektivitet i ordningen. Likevel er det en risiko for at det er for få konkurrenter til å danne et godt konkurransegrunnlag, og at det resulterer i noe overkompensasjon i de første kontraktene. Investeringsstøtte for skip og industrianlegg vil fortsatt være nødvendig. Til tross for priskonkurranse, er det en risiko for overkompensasjon av verdikjeden slik at ordningen ikke er like kostnadseffektiv som modell 1 og 2, siden staten står for alle merkostnadene i både kjøp og salg.

Markedseffekt: Modellen vil være sterkt knyttet til det statlige selskapet så lenge det finnes. Modellen gir god forutsigbarhet for både produsent og bruker. Men gitt at staten tar så stor andel av den økonomiske risikoen, er det uklart om betalingsviljen hos næringslivsaktørene vil øke i særlig grad.

Ved at staten går inn som mellomledd i markedet, forsvinner kostnadseffektiviteten i bilaterale avtaler som kobler produksjon og bruk. Når produksjon og bruk blir frikoblet i prosjektering, kan synergier og effektivisering i samarbeidsprosjekter mellom produsent og bruker gå tapt. Derfor må ordningen sannsynligvis også inkludere frakt av volumene.

En mulighet for å sørge for å redusere uhensiktsmessig lang frakt, kan være at selskapet kjøper både volum og frakt til bruker, slik at produsenten får i oppdrag å sørge for ressurs- og kostnadseffektiv kobling mellom produksjon og bruk. Dette vil gi produsenter som har kundeavtaler med industri i samme region eller produksjonsanlegg på eget industrianlegg, en stor kostnadsfordel. For maritim sektor vil transport- og bunkringsleddet være mer komplekst og kostnadskrevende frem til infrastrukturen er mer velutviklet.

Gjennomførbarhet: Koordineringsarbeidet som vil ligge hos det statlige selskapet, vil være krevende. Som en nasjonal ordning må den notifiseres og det kreves mye forarbeid for å finne en god innretning som både ivaretar EU-regelverk og sikrer effektivitet. Det er usikkert om det er adgang til å sette nasjonale begrensninger for kjøp av hydrogen. Etablering av et selskap vil også ta tid. Det vil være behov for å koordinere med virkemidler som sikter seg inn på både produsent og bruker, og det må sees på hvordan det kan integreres med utvikling og støtte til infrastruktur.

Anbefalinger og konklusjoner

Når vi skal vurdere de ulike modellene opp mot hverandre, vil vi vektlegge tidlige investeringer i et umodent marked for å sikre rask utvikling av et hydrogenmarked og tilgang til brukere, slik at de kan kutte sine utslipp før 2030. Tabellen under viser oppsummert hvilke rangeringer vi har gjort i evalueringene og total vurdering.

Differansekontrakter inngått mellom produsent eller bruker og staten, basert på jevnlige utlysninger som fordrer konkurranse, utmerker seg som mest styringseffektivt og kostnadseffektivt. Dette er Modell 1 og 2 i vår analyse. Vår vurdering er at disse modellene vil være mest treffsikre for aktørene i verdikjeden og mest kostnadseffektive for staten. Ordningene vil også være enklere å kombinere med dagens virkemidler.

Vi har konkludert med at det er sjanse for at særlig produksjon, og dermed også bruk, realiseres raskest med Modell 1. Modell 2 har også noen momenter som gjør at det er litt større sjanse for under- eller overkompensasjon enn i Modell 1. De øvrige modellene vil også bidra til å bedre rammevilkår og skape forutsigbarhet, men har noen svakheter som gjør at de ikke er vurdert som like treffsikre.

Det må være krav om god modenhet i prosjektet for å kunne få tildeling. I de første utlysningene er det også hensiktsmessig å vekte inn et par andre kriterier for å hente ut særlig gode synergieffekter som bidrar til å løfte hele verdikjeden.

Det bør legges opp til jevnlige utlysninger. Tidspunkt for evaluering og revidering bør annonseres tidlig og typisk skje etter 2-3 år. Ordningen kan da justeres i takt med markedsutviklingen og basert på opparbeidede erfaringer.

	Styrings effektivitet	Kostnads effektivitet	Markeds effekt	Gjennom førbarhet	Totalt
Modell 1					
Modell 2					
Modell 3					
Modell 4					
Modell 5					

Tabellen viser oversikt over vurderingene av analysekriteriene for de fem ulike modellene, der mørk grønn er "sterk", lys grønn er "god", lys oransje er "utfordrende" og mørk oransje er "svak".

Andre kriterier for god gjennomføring

Det er et sterkt ønske fra næringene i verdikjeden at det kommer på plass forutsigbare rammevilkår raskt. Alle de 5 modellene vil kunne bidra til å redusere prisusikkerhet og dermed gjøre barrierene for investeringsbeslutninger noe mindre. Differansekontrakter vil redusere markedsusikkerheten og vil med riktig utforming gi en raskere markedsutvikling. Det er likevel viktig å peke på behovet for komplementerende virkemidler i verdikjeden ved alle modeller som er drøftet her. Differansekontrakter er ikke en løsning for alle barrierer knyttet til investeringer og rask markedsutvikling.

Det er viktig for næringslivet at arbeidet med nye virkemidler ikke drar ut i tid og skaper usikkerhet i seg selv. Investeringsbeslutninger må ikke bli satt på vent fordi det kanskje kommer bedre rammevilkår senere. Dette kan unngås ved å raskt fatte vedtak på at det skal tas i bruk en differansekontraktsordning, og deretter velge og kommunisere tydelig hvilke hovedrammer for innretning som skal brukes. Ordningen må komme raskt på plass.

Aktører som har fått tilsagn på investeringsstøtte, men som av ulike grunner ikke har fattet endelig investeringsbeslutning, bør også omfattes av ordningen. Alle modellene har likhetstrekk med tidligere eller fremtidige ordninger i andre land, som det kan hentes læring og hjelp fra. Det vil uansett innretning måtte gjøres arbeid fra forvaltningens side knyttet til utforming av kriterier, differanseberegninger, eventuelle benchmark og kalkyler for å sikre forutsigbare rammer og kompatibilitet med norske og EUs retningslinjer. Alle modellene vil også kreve notifisering til ESA. Her må det raskt gjøres juridiske vurderinger på hvordan en innretning kan sikres å være innenfor EUs retningslinjer og deretter i hvilken grad en ordning kan tas i bruk før en notifisering er på plass.

I denne analysen har vi i liten grad drøftet hvor differansekontrakter bør forvaltes. Med utgangspunkt i dagens virkemiddelapparat, fremstår Enova som det mest naturlige stedet å plassere en ordning med differansekontrakter tildelt gjennom utlysninger. Enova har et egnet apparat for å administrere utlysninger for differansekontrakter som en forlengelse av arbeidet de gjør med investeringsstøtte i samarbeid med Innovasjon Norge.

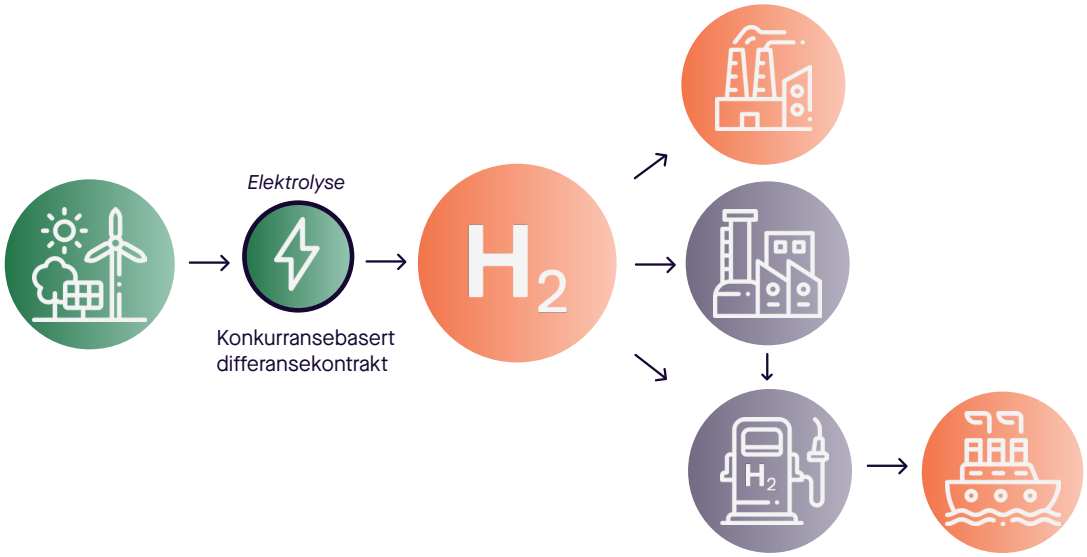
De rettighetsbaserte ordningene er det vanskeligere å se hvor burde plasseres i myndighetsapparatet. Det kan tas utgangspunkt i hvor næringslivet allerede rapporterer solgt drivstoff, kraftforbruk eller utslipp, men da vil det trolig være behov for å etablere nye enheter for å administrere ordningen.

Konklusjoner

Vi anbefaler **modell 1** eller **2**, det vil si konkurransebaserte differansekontrakter med en administrativ tildelingsprosess. Av disse er modell 1 den som vil ha størst effekt på å få raskt realisert store volum av hydrogen, men begge har stort potensial for å løfte verdikjedene for hydrogen til industri og maritim sektor.

Analysens viktigste konklusjoner kan oppsummeres som følger:

- Investeringer i storskala produksjon og bruk av grønt hydrogen vil ikke skje på kort sikt uten lavere økonomisk risiko. Differansekontrakter trengs i kombinasjon med allerede etablerte virkemidler for hydrogen.
- Etablering av et tidligmarked vil gi grobunn for omstilling og nyetablering av underleverandører for komponenter og teknologi.
- Konkurransebaserte differansekontrakter for produksjon eller bruk av hydrogen, med tildelinger basert på kostnad og eventuelt andre hensiktsmessig kriterier, vil være mest treffsikkert.
- Kontrakter til produsenter sikrer i større grad investering i produksjon og vil videre bidra til lavere kostnad for brukere. Kontrakter til brukere vil være mer markedsdrivende, men kan risikere å forsinke investering i produksjon.
- Vi anser produktpris som mest hensiktsmessig som referansepris ved differansekontrakter for produksjon. CO_2-pris er best egnet som referansepris i industrien, mens drivstoffpris er mest relevant i maritim sektor.
- Utlysninger av differansekontrakter bør planlegges i et program som kan revideres i takt med endringer i markedet og endret behov for støtte. I de første utlysningene bør andre faktorer enn kostnad, som for eksempel lokale ringvirkninger og teknologiutvikling, inngå i konkurransegrunnlaget.
- Det er avgjørende at differansekontrakter for hydrogen kommer raskt på plass, og at de også er tilgjengelige for de som allerede har fått innvilget investeringsstøtte.
- Regjeringen må gi tydelige signaler på hvilke virkemidler som vil komme. Usikkerhet i rammevilkårene vil utsette investeringsbeslutninger. Det vil være hensiktsmessig å annonsere at en ordning med differansekontrakter vil innføres, allerede før endelig utforming er bestemt.



Referanseliste

1. Rapport ZERO 2030: https://zero.no/zero-2030-slik-nar-norge-klimamalene/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=zero-2030-slik-nar-norge-klimamalene

2. Pressemelding Enova fra 17.12.2021: https://presse.enova.no/pressreleases/482-millioner-kroner-fra-enova-til-ny-teknologi-for-ammoniakkproduksjon-med-karbonfangst-i-finnmark-3151661

3. Sintef temaside hydrogen: https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/

4. Norsk hydrogenforum temaside hydrogen: https://www.hydrogen.no/om-hydrogen/

5. Hydrogenstrategi fra Solberg-regjering 2020: https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/regjeringens-hydrogenstrategi---pa-vei-mot-lavutslippssamfunnet/id2704860/

6. Hurdalsplattformen fra Støre-regjering 2021: https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/hurdalsplattformen/id2877252/

7. Pressemelding AP om statsbudsjett for 2022: https://www.arbeiderpartiet.no/aktuelt/statsbudsjettet-2022-enighet-mellom-ap-sp-og-sv/

8. Tilleggsmelding Meld. St. 36 (2020-2021): https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-11-20212022/id2908056/?ch=1

9. Representantforslag om satsing på hydrogen april 2022: https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=88139

10. Melding fra EU-kommisjonen "REPowerEU Plan": https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN

11. Pressemelding Enova 09.12.2021: https://presse.enova.no/pressreleases/vil-etablere-hydrogenproduksjon-langs-norskekysten-3149567

12. Pressemelding Enova 23.06.2022: https://presse.enova.no/pressreleases/enova-stoetter-hydrogenprosjekter-i-maritim-sektor-med-112-milliarder-kroner-3190840?_ga=2.161295101.1744444638.1656495503-97385017.1656495503

13. Enova støtteprogram "Hydrogen til maritim transport": https://www.enova.no/bedrift/hydrogen/hydrogen-til-maritim-transport/

14. Pressemelding Enova 17.12.2021: https://presse.enova.no/pressreleases/enova-stoetter-tre-industriprosjekter-med-over-1-milliard-norske-kroner-hydrogen-er-klimaloesningen-i-alle-prosjektene-3151656

15. Pressemelding Enova 04.04.2022: https://presse.enova.no/pressreleases/verdens-foerste-hydrogendrevne-lasteskip-faar-100-millioner-kroner-i-stoette-fra-enova-3173358

16. Melding fra EU-kommisjonen om "Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022": https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.C_.2022.080.01.0001.01.ENG&toc=OJ%3AC%3A2022%3A080%3ATOCsom#ntc69-C_2022080EN.01000101-E0069

17. Kvotepris pr. 5.august 2022 for september 2022. Kilde; https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data?marketId=6482028

18. Miljødirektoratet; Høringsnotat om ny forskrift om CO2-kompensasjon for industrien https://www.miljodirektoratet.no/hoeringer/2021/oktober-2021/

19. Produktforskriften; https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-922/KAPITTEL_5#%C2%A73-3

Referanseliste

20. Tillegg til Fornybardirektivet REDII: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf

21. EØS-notat 11.05.2022 om FuelEU Maritime: https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2021/okt/maritim-sektor-fueleu-maritime/id2878391/

22. Rapport fra ekspertgruppa for differansekontrakter for utslippsreduksjoner: https://www.regjeringen.no/contentassets/ef70efad942743998fd303cf4da42393/rapport-fra-ekspertgruppa-for-differansekontraktar-for-utsleppsreduksjonar-ccfd.pdf

23. Dept. for Business, Energy and Industrial Strategy (UK), BEIS, "Consultation on a business model for low carbon hydrogen": https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011469/Consultation_on_a_business_model_for_low_carbon_hydrogen.pdf

24. Dept. for Business, Energy and Industrial Strategy (UK), BEIS, Attachment to "Low Carbon Hydrogen Business Model: government response": https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067365/indicative-heads-of-terms-for-the-low-carbon-hydrogen-business-model.pdf

25. UK Government "Hydrogen Investor Roadmap" April 2022: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067408/hydrogen-investor-roadmap.pdf

26. Informasjonsbrosjyre for SDE++ 2022, Netherlands Enterprise Agency: https://english.rvo.nl/sites/default/files/2022/07/20220712-English-brochure-opening-round-2022_1.pdf

27. Medieoppslag Renewables Now 12.04.2022: https://renewablesnow.com/news/dutch-govt-commits-spending-eur-338m-for-green-hydrogen-737604/

28. H2Global Stiftung: https://www.h2-global.de/project/h2g-mechanism

Takk til Rederiforbundet som har støttet arbeidet med rapporten

Norges Rederiforbund

Norwegian Shipowners' Association

Vedlegg 1

Deltakere på verksted hos ZERO

- Aker Horizons
- Avinor AS
- Enova SF
- Energi Norge
- Everfuel AS
- Eviny
- Gassnova
- Gen2Energy
- HAV Hydrogen
- Hafslund Eco
- Heidelberg Cement
- Hydro Energi
- Kunnskapsparken
- Helgeland – ACT Cluster
- Maritimt Forum
- Maritime CleanTech
- Nel Hydrogen
- Norsk Industri
- Norsk Hydrogen
- Norwegian Hydrogen
- Norske Shell
- Rederiforbundet
- Statens vegvesen
- Statkraft
- Schjødt
- THEMA
- TECO 2030
- Teknologirådet
- Topeka
- Vestland fylkeskommune
- Westgass Hydro
- Yara
- ZERO

Deltakere på verksted hos Rederiforbundet

- Solstad Offshore ASA
- Altera
- DOF
- Odfjell
- Wilhelmsen

Vedlegg 2: Politiske ambisjoner for hydrogen

Det er bred politisk enighet om økt satsing på hydrogen i Norge. I 2020 la regjeringen Solberg fram en Hydrogenstrategi og i Hurdalsplattformen trekkes hydrogen fram i flere punkter, som blant annet slår fast at regjeringen skal:

• Sikre betydelig økt utbygging av infrastruktur for klimavennlig tungtransport og skip innen 2025, med lade- og fylleinfrastruktur for fornybart drivstoff langs kysten. Vi vil stimulere til at klimavennlige energibærere som hydrogen, og ammoniakk og biodrivstoff utvikles for tungtransport og store skip.
• Bidra til å bygge opp en sammenhengende verdikjede innen hydrogen der produksjon, distribusjon og bruk utvikles parallelt og sette et mål om årlig produksjon av blå og grønn hydrogen innen 2030, samt vurdere å etablere et statlig hydrogenselskap.
• Stille langsiktig kapital til rådighet der dette kan spille en avgjørende rolle for å få til nye industrielle satsinger i Norge, eksempelvis innen helseindustrien, hydrogen- og mineralnæringene.

I statsbudsjettavtalen for 2022 mellom Ap, Sp og SV fra november 2021 ble følgende verbal om hydrogen vedtatt, under Klima og grønn omstilling[30]:

Komiteens flertall, medlemmene fra Arbeiderpartiet, Senterpartiet og Sosialistisk Venstreparti, mener økning og elektrifisering av norsk hydrogen- og ammoniakkproduksjon vil kunne gi viktige bidrag til å kutte utslipp i industrien, maritim sektor og utvikle nye grønne eksportmuligheter for Norge.
Flertallet viser til at det skal legges vekt på å støtte under utvikling og etablering av infrastruktur med fokus på knutepunkter og leveransekjeder som legger til rette for markedsutvikling og kommersiell bruk av hydrogen.
Flertallet mener det er behov for en større satsing på hydrogen enn det Solberg-regjeringen la opp til og viser til flertallets enighet om å styrke hydrogensatsingen.
Den økte satsingen skal forvaltes av Forskningsrådet og Enova, jf. kap. 1830, post 51.
Flertallet peker på at det vil være nødvendig med forutsigbare og effektive virkemidler som kan avlaste risiko i en oppstartsfase. **Differansekontrakter kan være et egnet virkemiddel for å komme i gang med grønn industriutvikling.**
- Stortinget ber regjeringen legge til rette for realisering av storskala grønn hydrogenproduksjon.
- Stortinget ber regjeringen gå i dialog med industrien og utrede hvordan norsk ammoniakkproduksjon kan elektrifiseres

I tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020 – 2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser la Støre-regjeringen fram følgende politikk punkter på hydrogen;

Regjeringen vil:

- bidra til å bygge opp en sammenhengende verdikjede for hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp der produksjon, distribusjon og bruk utvikles parallelt.
- for å bidra til å redusere norske klimagassutslipp, ha en ambisjon om å legge til rette for produksjon av hydrogen med lave eller ingen utslipp for å dekke den nasjonale etterspørselen
- bidra i utviklingen av et marked for hydrogen i Europa blant annet gjennom å delta i relevante samarbeidsfora og -program for hydrogen, regelverksutforming for hydrogen i Europa som EØS-land, forskningssamarbeid, bilateralt samarbeid med relevante land og gjennom å skape et nasjonalt marked for hydrogen
- legge til rette for etablering av samfunnsøkonomisk lønnsom produksjon av blått hydrogen blant annet gjennom Gassco sin arkitektfunksjon, ved å tildele areal for CO_2-lagring etter lagringsforskriften til interessenter med lagringsbehov og behandle relevante søknader om utbygginger under lagringsforskriften raskt og effektivt.
- gjennomføre en ekstern utredning av hvordan staten kan bidra til å bygge opp en sammenhengende verdikjede for hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp, der produksjon, distribusjon og bruk utvikles parallelt, statlig eierskap som virkemiddel vil inngå i utredningen.

Vedlegg 2: Politiske ambisjoner for hydrogen

I behandlingen av energimeldingen/tilleggsmeldingen i Stortinget ble det vedtatt:
Stortinget ber regjeringen utrede hvordan markedet eventuelt i samspill med statlige myndigheter raskt kan utvikle et landsdekkende nettverk av fyllestasjoner og knutepunkter for hydrogen for landtransport, sjøtransport og industrielle formål og komme tilbake til dette i revidert statsbudsjett for 2023.
Stortinget ber regjeringen utrede ulike støtteordninger og virkemidler som kan være utløsende for å få igangsatt prosjekter for flytende havvind, deriblant differansekontrakter.

Videre har det blitt fattet flere vedtak i stortinget tidligere, her vedtakene siden 2021; Fra behandlingen av stortingsmeldingen Grønnere og smartere - morgendagens maritime næring, april 2021:

- *Stortinget ber regjeringen komme tilbake til Stortinget med en nasjonal plan for å gjøre land- og ladestrøm, hydrogen, ammoniakk og andre grønne drivstoff tilgjengelig.*

Fra behandlingen av Representantforslag om en storstilt satsing på norsk hydrogen- og ammoniakkutvikling i april 2022:

- *Stortinget ber regjeringen vurdere nye virkemidler som kan være utløsende for å få igangsatt prosjekter med hydrogen eller ammoniakk som energibærer, deriblant differansekontrakter.*