

Til: Jernbanedirektoratet

Deres dato: 18.09.2023
Deres ref.: 202300849-11
Vår dato: 10.11.2023
Vår ref.: ITW/TKH/JCG/KVU
Green

NHFs høringsvar til KVU GREEN

Norsk Hydrogenforum (NHF) viser til høring om KVU GREEN, og takker for muligheten til å komme med innspill.

NHF er den nasjonale bransjeforeningen for hydrogen og ammoniakk, og representerer store og viktige deler av industrien, kraftbransjen, teknologileverandører, transportsektoren og forsknings- og utdanningsmiljøene i Norge. NHF er også sekretariat for «Fylkesnettverket», et hydrogennettverk der alle fylkeskommunene (utenom Innlandet) og kommunene Oslo, Trondheim, Porsgrunn, Bodø, Berlevåg, Hitra, Kvinesdal og Kristiansand deltar.

En nylig kartlegging¹ NHF har gjennomført viser at det i dag finnes 179 hydrogenprosjekter i alle landets fylker og i 68 kommuner. 59 prosjekter er knyttet til produksjon av hydrogen. Flere av disse ligger i umiddelbar nærhet til jernbanestrekninger som fortsatt går på diesel. Bodø kommune er ett eksempel, der Vestfjordfergene skal bruke hydrogen som drivstoff fra 2025. Her etableres det nå et produksjonsanlegg for fornybart hydrogen med kapasitet på inntil 10 tonn hydrogen per dag. Nordlandsbanen har sin endestasjon i Bodø.

Savner en mer helhetlig tilnærming til kutt i klimagassutslipp

Å ta i bruk hydrogen på enkelte jernbanestrekninger vil utløse grønn industriutvikling og fremskynde utslippsreduksjoner også i andre sektorer, som industri, skipsfart, landtransport, bygg og anlegg og etter hvert luftfart. Innfasing av hydrogen vil dermed ha betydelige positive ringvirkninger utover jernbanestrekningen i seg selv. Det gir lavere kostnad for den enkelte bruker, bidrar til større reduksjon av klimagassutslipp og til raskere markedsutvikling.

NHF mener at KVU Green i for liten grad tar en helhetlig tilnærming til samfunnets kutt i klimagassutslipp frem mot 2030 og 2050. Klimautvalget er tydelige på at vi må tenke bredere og lengre. De samfunnsøkonomiske analysene presentert i KVU Green representerer i stor grad silotenkning hvor jernbanens mulige rolle i å bidra til å bygge opp helhetlige verdikjeder for hydrogen ikke er vurdert.

Videre mener vi at hovedrapportens konklusjoner knyttet til hydrogendrift på flere områder ikke er korrekte. Flere sentrale forutsetninger om teknologimodenhet, investerings- og driftskostnader, infrastruktur og sikkerhet gir et langt høyere kostnadsbilde enn det som er reelt.

¹ <https://www.hydrogen.no/faktabank/det-norske-hydrogenlandskapet>

Vi vil kommentere nærmere på dette i det videre, men innledningsvis ønsker vi å kommentere på selve prosessen.

Kommentar til prosessen

NHF ønsker å berømme Jernbanedirektoratet for en veldig inkluderende og åpen prosess frem til og med våren 2023. NHF hadde siste møte med Jernbanedirektoratet og WSP 11. april. Basert på det som da hadde fremkommet av faktagrunnlag underveis i prosessen og i dette møtet, oppfattet vi at hydrogentog kom godt ut som et reelt alternativ sammenlignet med de andre løsningene.

I etterkant av møtet i april, oppfatter vi at Jernbanedirektoratet har hentet inn en tysk konsulent og at denne konsulentens vurderinger har blitt tillagt stor vekt. Dette mener vi er svært uheldig av to grunner. For det første er det ikke vanlig at det kun benyttes en enkeltstående konsulent, uten at det foretas en verifikasjon av arbeidet. For det andre har bransjen ikke fått innsyn i det arbeidet som er gjort siden april og har derfor ikke hatt anledning til å kommentere på dette.

Vi har ikke noe grunnlag for å mene noe om konsulentens kompetanse om hydrogen utover de prosjektene vedkommende har arbeidet med tidligere, som det er referert til i rapporten og vedleggene. Vi ønsker å understreke at det ikke er vår hensikt å så tvil om konsulentens kompetanse. Det vi stiller spørsmål ved, er at det i mindre grad legges vekt på det faglige grunnlaget som har blitt utarbeidet av det norske FoU-miljøet, her representert ved SINTEF. Norge har en stolt og unik snart 100 år lang historie innen hydrogenteknologi, som pioner innen industriell storskala produksjon av hydrogen ved vannelektrolyse. Norge har en tilsvarende sentral rolle som storprodusent av kunstgjødsel. Dette gjør at det norske FoU-miljøet har bygget opp en unik kompetanse, som svært få andre nasjoner kan vise til. Norske fagmiljøer har gjort seg bemerket i Europa, blant annet gjennom strategisk deltakelse i styret i Hydrogen Europe Research (SINTEF), og som koordinator og partner i rundt 40 EU-prosjekter de siste 10 årene.

Norge har internasjonalt anerkjente aktører og miljøer som innehar særskilt god kunnskap om hydrogensikkerhet, blant annet Gexcon, DNV, Vysus, RISE, Proactima, Safetec, Høgskulen på Vestlandet, Universitetet i Bergen, Universitet i Agder, Universitetet i Sørøst-Norge, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Norges arktiske universitet UiT, og Institutt for energiteknikk (IFE).

Flere av vedleggene som ligger til grunn for konklusjonene i hovedrapporten er unntatt offentlighet. Det representerer en stor utfordring med tanke på å kommentere på grunnlaget for konklusjonene.

Tidsplan for innføring

Hovedrapporten anslår på s. 47 at hydrogentog gradvis kan fases inn fra ca. 2035-2038. Vi anerkjenner at det er prosesser som vil ta tid ved denne typen anskaffelser, og at tiden det tar avhenger av type tog. Vi mener imidlertid at det ligger til rette for å kunne erstatte dieseldrevne motorvogner type 93 på Rauma- og Nordlandsbanen før 2030. Disse tilsvarer de hydrogendrevne togsettene som er i bruk eller skal tas i bruk i flere europeiske land.

Det kjører i dag tog med hydrogendrift flere steder i verden, blant annet i Canada, Spania og Bayern. Et ombygd lokomotiv skal testes i Irland i 2024.² Den tyske delstaten Brandenburg tar i

² <https://www.hydrogeninsight.com/transport/world-first-irish-rail-operator-to-trial-hydrogen-combustion-in-retrofitted-diesel-train-engine/2-1-1520833>

bruk hydrogen som drivstoff for passasjertog fra desember 2024.³ Italias seks første hydrogentog skal gå i kommersiell drift fra andre halvdel 2024 på strekningen Brescia-Iseo-Edolo.⁴ Dette er en strekning med både lignende topografi og vintertemperatur som Norge. I 2024 skal også 12 hydrogentog gå i drift i fire franske regioner, inkludert i alpene.⁵ Driften av disse vil gi verdifulle erfaringer rundt bruk av hydrogentog med lignende topografi og værforhold som de norske, og viser at det er mulig å komme i gang nå. Viser til tidligere oversendte innspill, se vedlegg.

På side 45 står det at det for motorvognsett som for eksempel regiontog i distrikt 110 m og fjerntog 220 m er stor usikkerhet da denne utredningen ikke har funnet opplysninger om at det utvikles hydrogenløsninger for lange motorvognsett, eller motorvognsett som skal gå over lange avstander. Det står at bakgrunnen for dette er at langdistansekjøring krever mye plass til hydrogenlagringstanker, som vil belegge store deler av passasjerkapasiteten. Videre påpekes det på side 49 at det er vanskelig å få tak i godslok og fjernkjøretøy. Her vil vi påpeke at en kraftvognløsning er mulig å anskaffe og bør være relativt enkel å teste med liten endring av infrastruktur. Alstom skal for eksempel levere en slik energivogn til Nestlé Water i 2025.⁶

Investerings- og driftskostnader for hydrogen er lavere enn rapportens anslag

Ifølge hovedrapporten på side 44 vil en overgang til hydrogendrift medføre at hele dagens flåte av kjøretøy som trafikkerer de ikke-elektrifiserte strekningene sannsynligvis må byttes ut, og at det i tillegg må utvikles og investeres i energivogner for godslokomotiver.

Alternativ 2a og 2b legger til grunn at lokomotivene er like, altså at de begge vil ha mulighet til å kjøre på strøm fra kontaktnettet. Vi stiller spørsmål ved hvorvidt det er nødvendig å investere i lokomotiv som har mulighet til å kjøre på kontaktledning.

I vedlegg 6 alternativanalyse, s. 150, er det videre regnet med en kostnad på 500 millioner kroner ekstra per tog for nye fjerntog med hydrogen. NHF har ikke funnet noen henvisning til kilder, og det er derfor svært vanskelig å si noe om anslaget. Effektbehovet på slike tog for Nordlandsbanen er 1.6 MW, ca. halvparten av godstogeffekten. Da et norsk fjerntog ikke vil kjøre fortere enn et godstog og kan benytte samme kraftvognløsning som godstog, er det uklart hva som bidrar til denne høye kostnaden.

Det påpekes at det i dag ikke finnes noen kommersielle løsninger for energivogner til godstog. Samtidig er det basert på tallene i vedlegg 6, s. 25 og 150, angitt en merkostnad på 171 millioner kroner per hydrogentog sammenlignet med tradisjonelle tog. NHF kan ikke se at forutsetningene for dette anslaget er angitt. Med en kapasitet på 3 MW og antatt kostnad for brenselcellen på 10 000 kroner/kW blir kostnaden for brenselcellen rundt 30 millioner kroner. Da det er anskaffelse av brenselcellen som vil utgjøre mesteparten av kostnaden knyttet til en energivogn, er det dermed mer sannsynlig at kostnaden vil ligge på rundt 50 millioner kroner.

Dagens godstrafikk er godt egnet for en gradvis innfasing av hydrogen som drivstoff og det vil ikke medføre at hele dagens flåte av kjøretøy må byttes ut for å ta i bruk hydrogen.

³ <https://www.maz-online.de/brandenburg/brandenburg-wasserstoffzuege-auf-heidekrautbahn-von-siemens-C5HT55F4TFGYXFLTYZFDUPRVTO.html>

⁴ <https://www.alstom.com/press-releases-news/2023/10/fnm-and-alstom-present-italys-first-hydrogen-powered-train>

⁵ <https://www.sncf.com/en/commitments/csr-priorities/sncf-accelerates-hydrogen-train>

⁶ <https://www.alstom.com/press-releases-news/2022/11/2025-nestle-waters-france-will-use-first-hydrogen-powered-freight-train-through-innovative-solution-developed-alstom-and-engie>

Det pekes i hovedrapporten på at det eneste av kjøretøyene i dagens flåte som eventuelt kan bygges om er motorvognsett type 76. Dette er i KVUen vurdert å være en komplisert og omfattende ombygging med høy prosjektrisiko. Det er imidlertid relativt små grep som må gjøres, og som kan gjøres etappevis. Godslokomotiver som går på diesel, er hovedsakelig dieselelektriske. Det er altså relativt enkelt å tilknytte en annen strømforsyning fra en kraftvogn med hydrogen og brenselceller på. For eksempel ble det 6. november kjent at Canadian Pacific Kansas City (CPKC) la inn ordre hos Ballard Power Systems på 12 sett 200 kW brenselcelle-pakker som skal tas i bruk på lokomotiv som i dag er dieseldrevne. I løpet av de siste to årene har Ballard levert 38 brenselcelle-pakker til CPKC tilsvarende 7.6 MW.⁷

Vi vil peke på to årsaker til at driftskostnadene for hydrogenalternativene etter vår mening er anslått til å være for høye.

For det første utgjør transport fra produksjonsanlegg til hydrogendepot en stor del av de forventede driftskostnadene, med antatt transportkostnad på 30 kroner/kg H₂ (s. 72, vedlegg 6.1 samf. analyse). Transportkostnaden vil være avhengig av distansen mellom produksjon og hydrogendepotet. Leveranse er forutsatt med lastebiler, men det åpnes også for leveranse med jernbanevogner eller ved lokal produksjon i tilknytning til jernbanen. Hovedrapporten har dermed ikke tatt hensyn til lokaliseringen av de planene for hydrogenproduksjon som allerede finnes, for eksempel langs Nordlandsbanen. I Bodø, hvor Vestfjorden-fergene skal ta i bruk hydrogen i 2025, ligger jernbanestasjonen og fergekaien side om side. Transportkostnadene til dette depotet vil derfor være minimale. Situasjonen er tilsvarende i Mo i Rana, hvor Statkraft og Celsa i første fase av sitt hydrogenprosjekt skal produsere 8 tonn hydrogen daglig. Gen2Energys planlagte hydrogenproduksjon på Nesbruket i Mosjøen er et annet eksempel. Disse tre prosjektene vil alene være mer enn tilstrekkelig til å kunne dekke et hydrogenbehov for Nordlandsbanen. Videre bør reservekapasitet ved forstyrrelser i togtrafikken kunne sikres med lokal produksjon enkelte steder.

For det andre er det i hovedrapporten kommet frem til en overraskende høy forskjell i energikostnader mellom batteri og hydrogen, med en faktor på nesten 5. Energifkostnaden er anslått til 55 øre per kWh. Her er det prisen i Sørøst-Norge (NO1) som er benyttet som utgangspunkt, på tross av at eventuell hydrogenproduksjon for både Nordlandsbanen og Raumabanen vil være plassert i prisområdene NO3 og NO4. Gjennomsnittsprisen i Trøndelag var for eksempel 43 øre per kWh i 2022. Der batteritog vil være avhengige av lading på dagtid, kan hydrogen produseres om natten når prisen er lavere.

Energifkostnaden for hydrogenproduksjon til Nordlandsbanen kan dermed nærme seg 33 øre per kWh hvis man kun produserer hydrogen de tolv billigste timene i døgnet. Selv med en eventuell prisøkning i årene fremover vil det være betydelige muligheter for å utnytte denne fleksibiliteten. Det burde vært tatt hensyn til i hovedrapporten. Mens hydrogen sprer energibruken over døgnet, vil batteri øke effektbehovet på dagtid. Med 325 kroner/kWh (i henhold til Statnetts tariffhefte 2022) som årlig effekttariff og seks omformerstasjoner på 36 MW hver langs Nordlandsbanen kan man forvente merkostnader på 70,2 millioner kroner per år ved batteridrift. Med hydrogen unngås store deler av disse merkostnadene.

⁷ https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2023/11/07/cpkc-places-follow-on-order-for-2.4-mw-of-ballard-fuel-cell-engines-for-active-service-locomotives?utm_content=270894234&utm_medium=social&utm_source=linkedin&hss_channel=lcp-10026

Vi vil også påpeke at anslaget for driftskostnader for hver jernbanestrekning ikke er angitt noen steder. Det gjør det umulig å verifisere tallene og forutsetningene som ligger til grunn.

Infrastruktur, areal og tomteplassing

Det pekes i hovedrapporten på at det kun er gjort generiske betraktninger knyttet til tomteplassing for depoter, sikkerhetsavstander og arealbehov.

Utredningens estimerte arealkrav for hydrogenstasjoner er stort. I alternativanalysen (s. 48) pekes det på at fylleanleggene er plassert noe avsidesliggende for å kunne ha nødvendig areal, og for å ivareta sikkerhet på en tilfredsstillende måte. I vedlegg 6.7 framgår det at utredningen legger til grunn at alle fyllestasjoner planlegges som sidespor. Dette øker arealbehovet betydelig, spesielt for hydrogenstasjonene som skal betjene tog lengder på 220 meter. Vi mener det er riktig å anta at en del stasjoner vil kreve egne sidespor, men at det også i enkelte tilfeller vil være mulig å benytte eksisterende spor ved fylling av hydrogen. En vurdering av arealbehov med og uten sidespor for hver av de 9 stasjonene kunne med fordel vært gjort i utredningen.

En løsning som kan redusere arealbehov og fyllehastighet er container-swapping. Det er i utredningen ikke gjort noen undersøkelse om hvorvidt dette er et alternativ til fylling. I vedlegg 6.7 arealbeslag, tabell 2, pekes det på at dette ifølge den tyske konsulentens vurdering ikke er relevant for jernbane. NHF kan imidlertid ikke se at dette er begrunnet. Det er utviklet swapping-konsepter for skipsfart, blant annet av norske bedrifter. På et tog vil slike containere ha god utlufting og mindre fare for oppsamling av gasser enn på skip. Med et enkelt vognskifte vil swapping kunne gå raskere enn fylling, og det kan gi helt andre løsninger enn det som legges til grunn for konklusjonene knyttet til areal og sikkerhet.

I vedlegg 5.1 Mulighetsrommet, s. 37, påpekes det at energibehovet for å gjøre hydrogen flytende er høyt, og at lang lagringstid er forbundet med store tap ved lagring. Flytende hydrogen har imidlertid flere fordeler, som at den er lettere å transportere, tar mindre plass og har lavere risiko enn komprimert hydrogen. Erfaringene fra MF Hydra og bruk av flytende hydrogen på Hjelmelandsambandet i Ryfylke er gode. Daimler planlegger også å ta i bruk flytende hydrogen på sine lastebiler.⁸ NHF mener derfor at det burde vært gjennomført en grundigere vurdering av flytende hydrogen.

Energieffektivitet

I hovedrapporten på side 47 fremgår det at energieffektivitet for hydrogen er beregnet til 50 %, om det regnes en direkte strøm fra hydrogentank til hjul, mens for hele kjeden «Well-To-Wheel» regnes energieffektiviteten til å være 24 % (27 % om energien kanaliseres direkte til fremdrift, utenom batteriene). Energieffektiviteten kan imidlertid bli høyere om man utnytter spillvarme og oksygen fra elektrolyseprosessen. Totalt sett kan man i så fall regne med 30-35 % for «well-to-wheel».

Tabellen under viser at det er mulig å løfte effektiviteten for hydrogen betydelig. Dette gjøres ved å utnytte reststrømmene varme og oksygen i produksjonen, og varme i brenselcellen. Det er usikkerhet knyttet til hvor mye av varmen og oksygenet man faktisk får utnyttet og tabellen under gir et bilde av hva som er mulig.

⁸ <https://media.daimlertruck.com/marsMediaSite/en/instance/ko/Daimler-Truck-HydrogenRecordRun-Mercedes-Benz-GenH2-Truck-cracks-1000-kilometer-mark-with-one-fill-of-liquid-hydrogen.xhtml?oid=52369346>

Tabell 1: Energiregnestykket for hydrogen

55,00	kWh / kg H2 [fabrikken]
13,00	Varme (13 kWh / kg H2)
3,22	Oksygen (basert på 8 kg O2 / kg H2)
16,67	Fuel-cell (kWh / kg H2, 50% effektivitet)
5,00	Utnyttet varme fra FCS (kWh / kg H2)
37,89	Sum utnyttet kWh
17,11	Sum "energitap"
69 %	Effektivitet

Sikkerhet

I hovedrapporten på side 45, påpekes det at jernbane har høye krav til sikkerhet og driftsstabilitet og at dette medfører tidkrevende prosesser for godkjenning og omfattende krav til dokumentasjon. Luftfart og frakt av passasjerer på ferge har også veldig høye sikkerhetskrav. Begge disse sektorene er langt på vei for å ta i bruk hydrogen. Det er allerede gjennomført vellykkede testflyvninger på hydrogenfly i andre land og Hjelmeland-fergen seiler i dag på hydrogen med passasjerer om bord.

Av de foreslåtte lokasjonene for hydrogendepot har Bodø, Marienborg og Kongsvinger tankstørrelse på mer enn 5 tonn, som medfører at disse anleggene reguleres av storulykkeforskriften (Vedlegg 6.8, s. 8). Her vil NHF poengtere at forskjellene knyttet til sikkerhetsarbeidet for et anlegg med mindre enn 5 tonn og mer enn 5 tonn hydrogen først og fremst er knyttet til rapportering, samtykkeprosess og dokumentasjon. Mindre anlegg har de samme kravene til risikohåndtering. Ved valg av en eventuell swapping-løsning vil anlegget trolig ikke omfattes av storulykkeforskriften.

I hovedrapporten tabell 9 påpekes det at sikkerhet i tunneler må avklares nærmere. NHF anerkjenner at sikkerhet i tunnel er en helt avgjørende forutsetning for å ta i bruk hydrogen. Med de rette tiltakene mener vi at vil være er mulig å ta i bruk hydrogen i Norge på en sikker måte. NHF viser til innspill som tidligere er sendt til Jernbanedirektoratet datert 23. september 2022 som omhandler hydrogensikkerhet i tunnel, herunder hvordan hydrogen oppfører seg ved lekkasje i tunell, forebyggende- og beredskapsmessige tiltak. For enkelhets skyld følger brevet vedlagt, se sidene 4-8.

Det kjører i dag hydrogentog med passasjerer i Tyskland. Togene som er tatt i bruk i Tyskland, Alstom Coradia iLint, er godkjent for 5 km. lange tunneler. Ingen av tunnelene på de fire strekningene med dieseldrift i Norge er lengre enn dette.

I vedlegg 6.8, s. 8, pekes det på at ventetiden for toget som krysser og tanking i sidespor kan være et problem med hensyn til sikkerhet for 3. person. NHF kan ikke se at utredningen har vurdert eksplosjonsvegger mellom toget som fyller og andre jernbanelinjer. Dette vil være mindre kostbare tiltak som tar lite plass og som kan innføres dersom nærmere utredning viser at dette er nødvendig.

Risiko knyttet til en eventuell hydrogenløsning henger nøye sammen med valg av løsning og design. Her trengs det en helhetlig tilnærming som har som mål å utarbeide en løsning for hydrogenfylling som tilfredsstillende samfunnets krav til sikkerhet (DSBs risikoakseptkriterier). Nøkkelen for å lykkes med dette vil være å involvere sikkerhetsekspertene på hydrogen og engineering – og prosessmiljøer med hydrogenerfaring. I konseptvurderingene lener utredningen seg på konsultentselskapet WSP og en uavhengig konsulent. Som nevnt innledningsvis stiller vi oss undrende til hvorfor ikke norske fagmiljøer med erfaring fra hydrogenprosesseteknologi og hydrogensikkerhet er blitt involvert i større grad. Mangelen på helhetlig tilnærming og utarbeiding av konsept for hydrogenfylling som tar lite plass og minimerer risiko, gjør at både arealvurderinger og sikkerhetsvurderinger fremstår som svært mangelfulle.

Vi håper våre innspill er nyttige i det videre arbeidet.

Vennlig hilsen
Norsk Hydrogenforum



Ingebjørg Telnes Wilhelmsen
Generalsekretær

Vedlegg: Brev fra NHF til Jernbanedirektoratet