UTREDNING

Hydrogendrevet minibuss Berlevåg - Varangerbotn

Troms og Finnmark fylkeskommune

Rapportnr.: 2021-0009
Dato: 26.03.2021

Prosjektnavn:	Utredning	DNV Energy Systems
Rapporttittel:	Hydrogendrevet minibuss Berlevåg - Varangerbotn	Energy Markets & Technology
Oppdragsgiver:	Troms og Finnmark fylkeskommune, Postboks 701, 9815 Vadsø	N&MEA Veritasveien 1, 1363 Høvik
Kontaktperson:	Sveinung Meyer Svendsen	Tel: +47 67 57 99 00
Dato:	26.03.2021	945 748 931
Prosjektnr.:	10271898	
Rapportnr.:	2021-0009	

Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er):

Utført av:	Verifisert av:	Godkjent av:
Frida Berglund Prosjektleder	Magnus Killingland Sjefskonsulent	Tore B. Eliassen Avdelingsleder
Ingrid Bye Løken Konsulent		
Marta Bucelli Konsulent		

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV GL 2021. Alle rettigheter forbeholdes DNV. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller videreformidle hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning.

DNV GL distribusjon:

☒ ÅPEN. Fri distribusjon, internt og eksternt.

☐ INTERN. Fri distribusjon internt i DNV GL.

☐ KONFIDENSIELL. Distribusjon som angitt i distribusjonsliste*.

☐ HEMMELIG. Kun autorisert tilgang.

*Distribusjonsliste:

Nøkkelord:

Innholdsfortegnelse

1 SAMMENDRAG 1

2 INTRODUKSJON 2

3 STATUS PÅ TILGJENGELIG TEKNOLOGI 3
3.1 Hvordan fungerer hydrogendrevne kjøretøy? 3
3.2 Teknisk og kommersiell status på hydrogendrevne minibusser 5
3.3 Fordeler og ulemper med de ulike nullutslippsteknologiene 8

4 METODE FOR UTREDNING AV NULLUTSLIPPS MINIBUSS 10

5 ENERGIBEHOV OG TILHØRENDE INFRASTRUKTUR 11
5.1 Beskrivelse av ruten 11
5.2 Antagelser og forutsetninger for analysen 12
5.3 Resultater: Energibehov og infrastrukturbehov 15
5.4 Hydrogenfyllestasjon i Berlevåg 21
5.5 Oppsummering: Energibehov og behov for infrastruktur 26

6 KOSTNADSBEREGNINGER 28
6.1 Antagelser og forutsetninger for analysen 28
6.2 Resultater: Kostnader, lønnsomhet og klimaresultat 31
6.3 Sensitivitet 33

7 TIDSHORISONT 36

8 KONKLUSJON 37

9 REFERANSER 38

1 SAMMENDRAG

I denne rapporten har DNV, på oppdrag fra Troms og Finnmark fylkeskommune, utredet muligheten for å kjøre en testpilot på en hydrogendrevet minibuss på ruten Berlevåg – Varangerbotn. I tillegg til hydrogendrift, har også batterielektrisk drift blitt vurdert.

Hvilke nullutslippsteknologier som egner seg til å betjene ruten avhenger av en rekke forutsetninger, blant annet energibehov til framdrift og oppvarming, oppvarmingsløsninger, og lagringskapasitet på bussen. Hvilke forutsetninger som legges til grunn er avgjørende for resultatet, men også vanskelige å estimere. Dette er spesielt sant for hydrogendrevne minibusser da de ikke finnes på markedet i dag. Det er også begrenset erfaring på både hydrogenelektrisk og batterielektrisk drift i et så kaldt klima, noe som skaper usikkerhet rundt teknisk ytelse og energibehov. I tillegg er forutsetningene for energibehov basert på erfaringstall fra minibussen som betjener ruten i dag, og det kan være faktorer som gjør at forbruket avviker fra tilsvarende busser eller at forbruket i virkeligheten er annerledes enn rapportert. Det er dermed knyttet stor usikkerhet til analysen, som må hensyntas når man vurderer resultatene.

For å sikre at minibussen kan betjene ruten i verst tenkelig føre, har vi definert et såkalt «worst-case»-scenario der minibussen må kjøre i saktegående kolonne over fjellet mellom Berlevåg og Varangerbotn i kaldt vær på vinterstid. Dette fører til et høyt oppvarmingsbehov, men det bør merkes at det ikke nødvendigvis er en sammenheng mellom ekstremt kaldt vær og kolonnekjøring. Sannsynligheten for at et slikt «worst-case»-scenario inntreffer er dermed lav, men det må likevel legges til grunn når man dimensjonerer minibussen og tilhørende infrastruktur.

Resultatene fra utredningen viser at det er oppvarmingsløsningen som er utslagsgivende for hvilken minibuss som kan betjene ruten i et «worst-case»-scenario, gitt forutsetningene for energibehov og lagringskapasitet fra kapittel 5.2. Dersom ruten skal betjenes med en hydrogendrevet minibuss der hydrogen brukes til oppvarming, er man avhengig av en fyllestasjon både i Berlevåg og Varangerbotn. Dette er ekstremt dyrt. Resultatene viser også at ruten ikke kan betjenes av en batterielektrisk minibuss som bruker strøm til oppvarming, selv med ladestasjoner i begge ender.

Et alternativ til ren hydrogen- eller batteridrift, er en hybridløsning. En hybridløsning kan enten være hydrogenelektrisk framdrift med HVO-tilleggsvarmer, batterielektrisk framdrift med HVO-tilleggsvarmer, eller hydrogenelektrisk framdrift med batterielektrisk oppvarming. Sistnevnte utnytter fordelen med spillvarme fra brenselcelle og høy virkningsgrad i batteri til ekstra oppvarming, i tillegg til å være tilnærmet nullutslipp. Denne løsningen trenger kun én fyllestasjon, i tillegg til ladestasjoner både i Berlevåg og Varangerbotn. Fyllestasjonen kan enten være stasjonær eller mobil, men bør være lokalisert i Berlevåg for å minimere kostnad til transport og lagring av hydrogen.

Kostnader og CO_2-utslipp for de ulike teknologialternativene ble presentert i kapittel i 6.2 og sammenlignet med et referansescenario på diesel. Resultatene viser at en batterielektrisk løsning har betydelig lavere kostnader enn løsningene med hydrogendrift, både i form an nåverdi og tiltakskostnad. Dette er spesielt tydelig når man sammenligner investeringskostnader, og da spesielt for infrastruktur: ved så små hydrogenvolumer som minibussen har behov for, blir kostnaden for infrastruktur svært høy per kg hydrogen. Dette gjelder både for stasjonære og mobile fyllestasjoner. Dersom man skal gå for en løsning som innebærer hydrogen vil det derfor være hensiktsmessig om fyllestasjonen også benyttes til andre formål slik at flere aktører kan dele på kostnadene. I tillegg er kostnaden for hydrogen usikker, og foreløpig betydelig høyere per energienhet sammenlignet med diesel og strøm. Dersom man klarer å redusere kostnadene knyttet til infrastruktur, innkjøp av minibuss og kjøp av hydrogen, kan kostnadene for hydrogenalternativet komme på nivå med de andre nullutslippsløsningene.

2 INTRODUKSJON

Som del av EU-prosjektet Haeolus har Varanger Krafthydrogen fått støtte til å etablere hydrogenproduksjon i tilknytning til Raggovidda vindpark. Produksjonsanlegget er lokalisert i Berlevåg, med produksjonskapasitet på ett tonn hydrogen per dag. Selv om noe av produksjonen er satt av til støtte for strømnettet, kan en stor andel selges videre til andre aktører og dermed være med på å etablere en verdikjede for grønt hydrogen i Øst-Finnmark. Det er likevel her en av hovedutfordringene ligger: å få etablert en kundemasse for hydrogenbruk i regionen.

En hydrogendrevet minibuss på ruten Berlevåg – Varangerbotn kan være én av flere mulige kunder. Ruten trafikkeres i dag av en minibuss på fossil diesel, men i lys av målsetting om nullutslipp fra all kollektivtransport innen 2026 i Regional transportplan for Finnmark (2018 – 2029) vil den måtte erstattes med et utslippsfritt alternativ innen kort tid.

Troms og Finnmark fylkeskommune (TFFK) har også som mål at regionen ikke bare skal bli en arena for utvikling av tradisjonell industri og næring, men satse på grønn vekst gjennom å prioritere forskning og innovasjon som fremmer det grønne skiftet. En hydrogendrevet minibuss driftet på kortreist, lokalprodusert og grønt hydrogen vil nettopp være et slikt prosjekt, og unikt i norsk sammenheng. Ruten kan også være godt egnet for bruk av hydrogen som drivstoff, med lengre distanser over værhardt fjell, mulig lange ventetider og kolonnekjøring i kalde temperaturer på vinterstid.

Med bakgrunn i dette ønsker TFFK å utrede muligheten for å kjøre en testpilot på hydrogendrevet minibuss på ruten Berlevåg – Varangerbotn. Utredningen skal gi status på teknologi og kostnader, samt skissere hva som må på plass for å kjøre en eventuell pilot på strekningen, og vil være en sentral del av Fylkesrådets beslutningsgrunnlag rundt igangsetting av pilotprosjektet.

Denne rapporten sammenfatter resultatene av en slik utredning, gjort av DNV på bestilling fra TFFK. Her er det lagt til grunn tre ulike nullutslippsalternativer for minibussen: hydrogenelektrisk[1], batterielektrisk, og hybrid (kombinasjon av batterielektrisk og hydrogenelektrisk[2]). Biodrivstoff, slik som biodiesel og biogass, er ikke vurdert. Rapporten er strukturert som følger:

- Kapittel 3 gir en overordnet status på tilgjengelig teknologi på hydrogendrevne og batterielektriske minibusser. Hovedvekten er lagt på hydrogendrevne minibusser.
- Kapittel 4 forklarer kort metoden som er brukt i utredningen av nullutslipps minibuss på ruten Berlevåg – Varangerbotn.
- Kapittel 5 gir en oversikt over energibehov og nødvendig infrastruktur for de ulike nullutslippsalternativene, basert på DNVs beregninger og et utvalg scenarioer for energibruk. Blant annet har et «worst case»-scenario blitt brukt for å se på hvor, og hvor ofte, minibussen må fylles eller lades opp i et antatt verst tenkelig scenario. Dette er viktig både for å sikre tilstrekkelig kapasitet på minibussen, slik at man unngår nedetid på ruten og sørger for nok oppvarming på vinterstid. I dette kapittelet presenteres også konseptet for hydrogenfyllestasjon, samt viktige sikkerhetsbetraktninger.
- Basert på resultatene fra kapittel 5, går kapittel 6 gjennom resultatene fra kostnadsanalysen. Denne analysen tar for seg investeringskostnad og driftskostnad for de ulike alternativene, både på kjøretøyet og tilhørende infrastruktur, og sammenligner resultatene med dagens løsning. Kostnadene blir også sett i lys av potensial for utslippsreduksjon, og en sensitivitetsanalyse blir gjort på ulike kostnadsaspekter.
- Kapittel 7 gir et overordnet estimat på hva som skal til for å kjøre en eventuell pilot, og hvor raskt den i så fall kan igangsettes.
- Til slutt gir kapittel 8 en kort oppsummering av viktige funn og konklusjoner.

[1] Med et mindre batteri som ikke bidrar til rekkevidde.

[2] Hvor batteriet bidrar til en vesentlig del av rekkevidden, typisk >30-40%.

3 STATUS PÅ TILGJENGELIG TEKNOLOGI

Dette kapittelet gir en overordnet status på tilgjengelig teknologi på utslippsfrie minibusser. Med utslippsfrie minibusser menes kjøretøy som er tilnærmet nullutslipp i drift[3], og det er her valgt å se på elektriske (batterielektriske og hydrogenelektriske) kjøretøy.

Sammenlignet med diesel- og bensindrevne kjøretøy er elektriske kjøretøy tilnærmet nullutslipp i drift. De er også ofte mer energieffektive, har et lavere støynivå, og har heller ingen utslipp av helseskadelige partikler fra eksos. Blant elektriske kjøretøy er batterielektrisk den klart mest dominerende løsningen i dag, både når det gjelder markeds- og teknologiutvikling. Likevel har batterielektriske kjøretøy fortsatt noen utfordringer når det kommer til rekkevidde og lange ladetider, og rekkevidden er spesielt utsatt i kaldere temperaturer og på ruter med mye stigning.

Det er her hydrogen kommer inn. Hydrogenelektriske kjøretøy kan gi lengere rekkevidde, noe som er spesielt gunstig for tyngre kjøretøy og busser der fylling underveis på ruten ikke er ønskelig eller mulig. Hydrogenkjøretøy har også kortere fylletider, ofte ned i tre minutter, noe som igjen minsker risikoen for forsinkelser eller nedetid på en rute. I tillegg viser hydrogendrevne kjøretøy seg å være mindre utsatt for tap av rekkevidde i kalde klima[4].

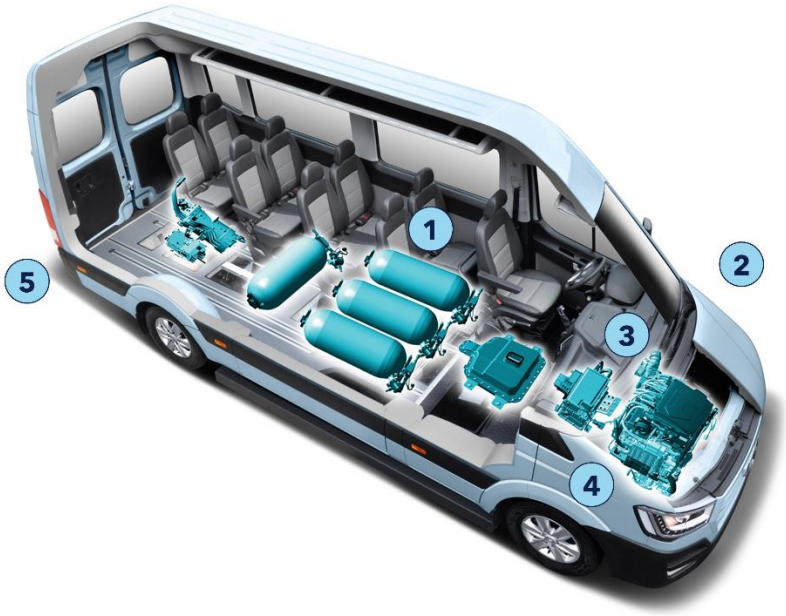
I kalde strøk med mye oppvarmingsbehov vil elektrisk oppvarming gå betydelig utover rekkevidden til batterielektriske kjøretøy, spesielt på tyngre kjøretøy. Det er derfor vanlig med en tilleggsvarmer på HVO (biodiesel) på batterielektriske busser i Norge. En av fordelene med hydrogenelektriske kjøretøy er at spillvarme fra brenselcellen kan brukes til oppvarming, og det er derfor normalt ikke behov for tilleggsvarmer. I veldig kalde strøk vil det likevel kunne være behov for en tilleggsvarmer også på hydrogenelektriske kjøretøy, for eksempel i form av en elektrisk varmepumpe som kan hente ekstra varme fra omgivelsesluft.

3.1 Hvordan fungerer hydrogendrevne kjøretøy?

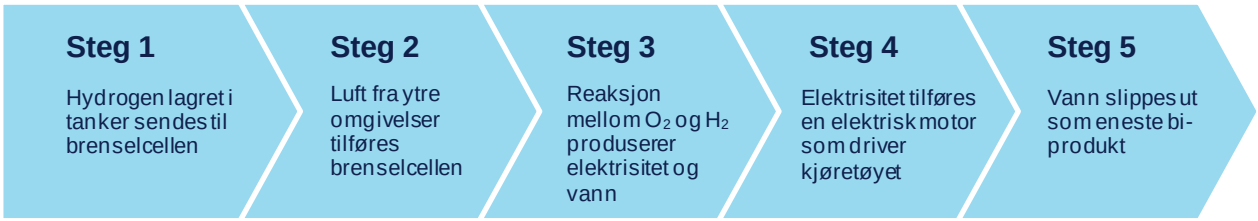
Hydrogendrevne kjøretøy består vanligvis av følgende komponenter: brenselcelle, hydrogentank(er), batteri, kraftelektronikk, og en elektrisk motor. I tillegg kan det være behov for en tilleggsvarmer. Figur 3-1 forklarer hvordan brenselcelleteknologien fungerer.

[3] Produksjon av strøm som enten brukes direkte til fremdrift i batterielektriske kjøretøy, eller til hydrogenproduksjon for hydrogendrevne kjøretøy, er per i dag ikke helt utslippsfri. For Norge har strømforbruket i dag en utslippsfaktor på 17 gCO_2/kWh (NVE, 2021). NVE regner strøm produsert fra vindkraft som utslippsfritt. Med dagens strømforbruk til hydrogenproduksjon kan dermed grønt hydrogen produsert i Norge ha et utslipp på 0-0,9 $kgCO_2/kgH_2$ avhengig av kilde. Til sammenligning har grått hydrogen normalt utslipp på 9-10 $kgCO_2/kgH_2$.

[4] En nylig studie på effekten av kulde på hydrogenelektriske og batterielektriske busser, viste at rekkevidden tapte seg med 37,8% for batterielektriske busser for utetemperaturer mellom -5 og 0 grader, mot 23,1% tap for hydrogenelektriske busser (Henning, Thomas, & Smyth, 2019).



Bilde: Hyundai H350 Fuel Cell Concept



Figur 3-1: Hvordan fungerer et hydrogenelektrisk kjøretøy? (Hydrogen Mobility Europe, 2021)

Kjøretøyet kan enten drives av «bare» brenselcellen, eller som en hybrid variant med brenselcelle og batteri. I den første løsningen kommer nesten all energi fra brenselcellen, og batteriet hjelper kun til med å regulere strømmen. Her er batteriet av veldig liten størrelse, og kan ikke lades opp via en ladekabel – det lades opp via regenerering under bremsing. I den andre løsningen henter kjøretøyet energi både fra en brenselcelle og fra et større batteri som kan lades opp på vanlig måte med en kabel fra strømnettet.

Hydrogenet som lagres i tankene er komprimert til et trykk på enten 350 eller 700 bar. Energitettheten øker ved høyere trykk, og du vil derfor kunne lage en større mengde hydrogen i samme tank ved 700 bar enn ved 350 bar[5]. Det er derfor standard å ha 700 bar trykk på mindre kjøretøy da dette gir lengere rekkevidde for samme tankstørrelse. For tyngre kjøretøy, som lastebiler og busser, er det vanlig med 350 bar da disse har mer plass til flere hydrogentanker og det er bedre økonomi i salg av større mengder hydrogen ved 350 bar til tyngre kjøretøy (Norsk hydrogenforum, u.d.). For minibusser med begrenset plass vil det også forventes at tilbydere velger 700 bar i fremtiden.

3.1.1 Sikkerhetsbetraktninger

Hydrogen er, i likhet med flere andre drivstoffer, brann- og eksplosjonsfarlig. Likevel har både sikkerheten og påliteligheten til hydrogendrevne kjøretøy blitt grundig testet for å oppnå et sikkerhetsnivå på lik linje med andre

[5] Merk at selv om trykket dobles, dobles ikke mengden. En 700 bar tank kan lagre ca. 60% mer hydrogen enn en 350 bar tank. Dette kan sammenlignes med å pumpe opp et dekk: jo fullere dekket er, jo mer energi kreves for å øke trykket ytterligere (Norsk hydrogenforum, u.d.).

standard kjøretøy. I tillegg er hydrogengassen lagret i tanker av karbonfiberarmert plast som tåler svært høy belastning, og det er flere sikkerhetsløsninger på plass for å hindre en eventuell lekkasje av hydrogengass (Norsk hydrogenforum, u.d.).

Hydrogenelektriske kjøretøy med brenselceller er godkjent for kaldstart ned til minus 30 grader celsius, men i e-postkorrespondanse med Toyota opplyser de at kaldstart i enda lavere temperaturer bør være mulig, selv om dette ikke er testet. En mulig løsning for å unngå kaldstart er at kjøretøyet varmes opp via tilkobling til strømnettet før start, slik blant annet Ruter sine hydrogenbusser gjør. Rekkevidden bør da også kunne økes ved at bussen ikke må bruke mye energi på oppvarming, i tillegg til at systemet er ved ideelle driftsbetingelser ved start.

3.2 Teknisk og kommersiell status på hydrogendrevne minibusser

En økt satsing på hydrogenteknologi det siste tiåret har ført til at flere aktører nå tilbyr hydrogendrevne kjøretøy eller har planer om å tilby dette i løpet av de neste par årene. Likevel er teknologien fortsatt i en tidlig fase når det gjelder markedsmodenhet, og i Skandinavia var det i 2019 registrert rundt 300 hydrogenbiler, ti bybusser og én varebil[6]. Til sammenligning var det i samme periode registrert over 250 000 batterielektriske personbiler og 180 -busser i Norge alene, i tillegg til 35 elektriske minibusser (ZERO, 2019). Et modent marked for hydrogenkjøretøy forventes likevel å bli nådd i utvalgte land i løpet av 2030-årene (Hydrogen Mobility Europe, 2021).

I dag finnes det derimot få leverandører av hydrogendrevne minibusser, og teknologien er fortsatt på et prototype-stadium. Hyundai lanserte et konsept for H350 Fuel Cell minibuss i 2016, men det ser ikke ut til at denne har nådd markedet. Dolomitech lanserte en hydrogendrevet minibuss i 2013 basert på en ombygging av IVECO sin elektriske minibuss, Daily Electric, men det ser ikke ut til å ha vært flere bestillinger på denne (FCH2 JU, 2017). Det finnes derimot et knippe leverandører av hydrogendrevne varebiler eller store familiebiler, som muligens kan bygges om til minibusser[7]. Her har det også vært flere pilotprosjekter, og det kan se ut til at interessen for varebiler foreløpig er større enn for minibusser.

En mulig løsning er å installere brenselceller på eksisterende batterielektriske minibusser, slik Dolomitech gjorde i 2013. Dette har også blitt gjort i nyere tid, blant annet på Renault sine hydrogenvarebiler. Her er brenselcelleteknologi fra Symbio installert på to batterielektriske varebiler, og rekkevidden har økt betraktelig[8]. I 2019 var det mer enn 900 stk. av hydrogen-batteri-hybriden Renault Kangoo Z.E. Hydrogen under utrulling i Europa, i tillegg til et knippe av den større modellen Renault Master Z.E. Hydrogen (Hydrogen Mobility Europe, 2021).

3.2.1 Kontakt med leverandører

TFFK ønsker å få oversikt over eksisterende eller mulige leverandører av hydrogenelektriske og batterielektriske minibusser. Vi har her valgt å fokusere på hydrogenelektriske minibusser, da det allerede finnes batterielektriske minibusser tilgjengelig på markedet.

Ettersom det foreløpig ikke finnes hydrogenelektriske minibusser på markedet, har vi også samlet inn informasjon om hydrogenelektriske varebiler og store familiebiler. Vi har valgt å ikke se på konsepter for større busser, da TFFK stiller krav til at minibussen skal ha mellom 8 og 16 seter. TFFK stiller også krav til at minibussen skal:

- Kunne opprettholde en behagelig innetemperatur gjennom hele reisen, også på vinterstid.
- Kunne opprettholde en regularitet på 99% når turene er gjennomførbare, det vil si ved ikke-stengt vei.
- Tilfredsstille norske lover og regler for bruk på vinterføre, og gi god sikkerhet.

[6] I Europa er tallene rundt 1700 hydrogendrevne personbiler, 260 varebiler og over 80 busser.

[7] Vi har vært i kontakt med noen av disse leverandørene, men har ikke fått bekreftet om varebilene kan bygges om til minibusser.

[8] Rekkevidden på Kangoo og Master Z.E. Hydrogen har økt fra henholdsvis 230 km og 120 km i de rent batterielektriske modellene, til 370 km og 320 km (Kane, Renault Announces Kangoo Z.E./Master Z.E. With Hydrogen REx, 2019).

- Være leveringsklar innen 01.01.2024.

Resultatet av kartleggingen finnes i Tabell 3-1, og gir en oversikt over dagens leverandører av hydrogenelektriske minibusser, varebiler og større familiebiler, i tillegg til et par konsepter som er lansert, men som ikke er tilgjengelig på markedet.

Tabell 3-1: Leverandører av hydrogenelektriske minibusser og varebiler.

Leverandør	Modell	Kjøretøytype	Leveringsklar	Tekniske spesifikasjoner
Dolomitech (Dolomitech, u.d.)	Ombygd minibuss basert på IVECO "Daily model"	Minibuss	Må bestilles før den produseres. Lansert i 2013, men muligens ingen bestillinger siden 2014.	Antall seter: 16 Rekkevidde (WLTP[9]): 250 km Lagringskapasitet (H2): 300 liter, 7 kg @ 350 bar Lagringskapasitet (batteri): Ukjent, 80 kW maks effekt Oppvarming: Ja, har blitt brukt på vinterstid i Val di Fiemme. Ukjent hvilken oppvarmingsløsning.
Hyundai (Kane, Hyundai Introduces H350 Fuel Cell Concept, 2016)	H350 Fuel Cell Concept	Minibuss	Lansert i 2016 som konsept, men ser ikke ut til å ha nådd markedet.	Antall seter: 14 Rekkevidde (WLTP): 422 km Lagringskapasitet (H2): 175 liter, 7 kg @ 700 bar Lagringskapasitet (batteri): Ukjent, 24 kW maks effekt Oppvarming: Ukjent.
Renault (Renault, 2019)	Kangoo ZE Hydrogen	Varebil	Ja	Antall seter: 2 Rekkevidde (WLTP): 370 km Lagringskapasitet (H2): 74 liter, 1,78 kg @ 350 bar. Finnes også løsning for 700 bar Lagringskapasitet (batteri): 30 kWh Oppvarming: Ukjent
Renault (Renault, 2019)	Master ZE Hydrogen	Varebil	Ja	Antall seter: 2 Rekkevidde (WLTP): 350 km Lagringskapasitet (H2): 106 liter, 4,18 kg @ 700 bar Lagringskapasitet (batteri): 33 kWh Oppvarming: Ukjent
StreetScooter + DHL (DHL, 2019)	H2 Panel Van	Varebil	Nei, p.t. har selskapet ikke planer om å selge til andre aktører enn DHL.	Antall seter: 2 Rekkevidde (WLTP): 500 km Lagringskapasitet (H2): 6 kg Lagringskapasitet (batteri): 40 kWh Oppvarming: Ukjent
Unique Electric Solutions (Hanlin, 2016)	Spesialbygd for UPS, 2014	Varebil	Foreløpig «proof-of-concept».	Antall seter: Ukjent Rekkevidde (WLTP): 200 km

[9] WLTP-standarden (Worldwide harmonized Light vehicle Test Procedure) for måling av rekkevidde.

				Lagringskapasitet (H2): 9,78 kg @ 350 bar Lagringskapasitet (batteri): 45 kWh Oppvarming: Ukjent
Mercedes-Benz (Manthey, 2018)	Sprinter F-Cell	Varebil	Konsept lansert i 2018, men ikke i leveranse enda.	Antall seter: Ukjent Rekkevidde (WLTP): 330 km Lagringskapasitet (H2): 4,5 kg Lagringskapasitet (batteri): Ukjent Oppvarming: Ukjent
SAIC (FuelCellWorks, 2020)	Maxus EUNIQ 7	Familiebil	Ja, lansert på markedet september 2020.	Antall seter: 7 Rekkevidde (NEDC[10]): 605 km Lagringskapasitet (H2): 6,5 kg @ 700 bar Lagringskapasitet (batteri): 13 kWh Oppvarming: Bruk av spillvarme fra brenselcellen.
Nissan (Symbio, u.d.)	Symbio FCell/Nissan EV-200 H2	Familiebil	Ja	Antall seter: 5 – 7 Rekkevidde (NEDC): 624 km Lagringskapasitet (H2): 3,6 kg @ 700 bar Lagringskapasitet (batteri): 24 kWh Oppvarming: Bruk av spillvarme fra brenselcellen.

For å hente inn ytterligere informasjon, har vi også vært i kontakt med en rekke aktører som enten har lansert konsepter for andre hydrogendrevne kjøretøy, eller som har vist interesse for hydrogen som drivstoff. Her spurte vi blant annet om hvorvidt de har planer om å lansere konsepter for hydrogenelektriske minibusser i nærmeste fremtid, og om antatte prisnivåer.

Av totalt 24 aktører som ble kontaktet, var det 9 stykker som svarte. Ingen av leverandørene har konkrete planer om å lansere hydrogendrevne minibusser i nær fremtid, og det var derfor lite informasjon å hente. Det finnes likevel flere interessante initiativer å følge med på. Blant annet har Renault og brenselcellespesialt Plug Power lansert planer om etablering av et felles selskap for utvikling av hydrogenkjøretøy, og sikter mot 30% markedsandel innen hydrogendrevne lette, kommersielle kjøretøy (Hampel, 2021). SAIC Motor lanserte også nylig en hydrogenstrategi, blant annet om utrulling av hydrogendrevne, kommersielle biler innen 2025 (SAIC Motor, 2020). Toyota etablerte nylig «European Fuel Cell Business Group» for satsing på brenselcelleteknologi og hydrogen (Toyota Europe , 2020). I Kina er det en rekke større piloter på gang, med mindre hydrogendrevne lastebiler og små bybusser, hvor store flåter av kjøretøy testes ut i flere byer. Målet er å øke fra 6000 hydrogenkjøretøy i 2019, til mer enn 50 000 innen 2025 og 1 million innen 2030 (NOW GmbH, u.d.). Utviklingen i Kina kan ha en spillover til Europeiske markeder på sikt, men dette avhenger sterkt av utbyggingen av fyllestasjoner.

En av aktørene som ga mer utfyllende svar, var Toyota. De opplyser om at kategorien lette til mellomstore, kommersielle kjøretøy er perfekt egnet for hydrogenteknologi, men at utformingene ofte krever spesialdesign, noe som er veldig kostbart. For å rettferdiggjøre utvikling av hydrogenteknologi i denne kategorien er man derfor avhengig av

[10] NEDC-standarden (New European Driving Cycle) for rekkevidde. Ofte mindre nøyaktig og mer optimistisk enn WLTP-standarden (Berve, 2021).

betydelige bestillingsvolumer, noe som ikke har vist seg gjeldende enda. Toyota opplyser også om at design og bestilling av én enkelt minibuss vil være «uoverkommelig dyrt», men at det er for tidlig å kunne si noe om spesifikke kostnadsnivåer eller tekniske spesifikasjoner på en slik løsning. De nevner likevel at deres fremtidige hydrogenløsninger vil fokusere på 700 bar trykk.

I samtaler med produsentene vanHool, Mercedes og Caetano på BusWorld-messen i Brussel høsten 2019, opplyste de om at dersom bestillingsvolumet for hydrogendrevne kjøretøy holder seg stabilt på 100+ kjøretøy per år, ønsker de å etablere automatiserte produksjonslinjer. Dette vil drive ned kostnadene på hydrogendrevne kjøretøy betraktelig.

3.3 Fordeler og ulemper med de ulike nullutslippsteknologiene

Som nevnt finnes det flere fordeler, men også ulemper, med både hydrogenelektriske og batterielektriske kjøretøy. Mye er knyttet til bruksområdet, og for en minibuss vil valg av teknologi avhenge av blant annet rutelengde, pausetid på ruten og oppvarmingsbehov. I tillegg vil kostnadsnivået ha mye å si, da batterielektriske minibusser og tilhørende infrastruktur ofte er vesentlig billigere enn hydrogenalternativet. Tabell 3-2oppsummerer noen av de viktigste fordelene (i grønt) og ulempene (i rødt) med de to teknologiene.

Tabell 3-2: Fordeler (grønt) og ulemper (rødt) ved hydrogenelektriske og batterielektriske minibusser

Hydrogenelektriske minibusser	Batterielektriske minibusser
• Ingen lokale utslipp og lite støy. • Lang rekkevidde som skaper økt sikkerhet til oppetid på ruten, spesielt i kalde klimaer. • Korte fylletider (3 – 5 minutter). • Mindre tap av rekkevidde på vinterstid. • Kan utnytte spillvarme fra brenselcellen til oppvarming, men må ha tilleggsvarme (f.eks. varmepumpe) i veldig kalde temperaturer.	• Ingen lokale utslipp og lite støy. • Velkjent teknologi (både kjøretøy og infrastruktur) med flere leverandører. • Høy aksept blant den generelle befolkning. • Krever lite spesialopplæring av sjåfører. • Lavere innkjøps- og driftskostnader («total cost of ownership»).
• Høye innkjøps- og driftskostnader («total cost of ownership». • Mindre utprøvd teknologi og få til ingen leverandører. • Krever spesialopplæring av sjåfører på fylling av hydrogen. • Større usikkerhet blant den generelle befolkning rundt trygghet. • Lavere virkningsgrad for brenselcelle enn batteri.	• Kortere rekkevidde, selv om forskjellene vil reduseres etter hvert som batteriteknologien forbedres. • Lang oppladningstid, eller krever utbygging av hurtigladere med potensiell dyr nettoppgradering og høye nettariffer. • Potensielt større risiko knyttet til oppetid, spesielt dersom bussen blir stående lenge ved stopp. • Større tap i rekkevidde på vinterstid. • Oppvarmingsløsning i kalde klimaer krever tilleggsvarme.

En hybridløsning, der kjøretøyet drives av både en brenselcelle og et ladbart batteri, vil kunne kombinere noen av hovedfordelene ved de to teknologiene: lengere rekkevidde og mulighet for å utnytte spillvarme fra brenselcelle til oppvarming, samtidig som det muligens vil være billigere enn en ren hydrogenelektrisk løsning.

Tabell 3-3 gir en overordnet sammenligning av dieseldrevet, batterielektrisk og hydrogenelektrisk minibusser, både når det gjelder kostnadsnivåer, rekkevidde og hovedutfordringer. Per dags dato har hydrogenelektriske minibusser vesentlig høyere kostnader enn de to andre alternativene, både relatert til innkjøp av kjøretøyet og spesielt til etablering av infrastruktur.

Tabell 3-3: Sammenligning av diesel, batterielektrisk og hydrogenelektrisk minibuss, basert på (FCH2 JU, 2017)

	Diesel	Batterielektrisk	Hydrogenelektrisk
Kapitalkostnader	• Lavest pris på minibuss • Kan bruke vanlige bensinstasjoner for fylling • Høyt teknisk og kommersielt modenhetsnivå	• Høyere pris på minibuss • Kapitalkostnad på vei ned på grunn av økt utrulling • Høy variasjon i totalkostnad for ladestasjon, avhengig av effektbehov og kapasitet i strømnettet.	• Høyest pris på minibuss • Lavere teknisk og kommersielt modenhetsnivå øker kostnadene • Høyest investeringskostnad for infrastruktur
Drift- og vedlikeholdskostnader	• Høye vedlikeholdskostnader • Billigere reservedeler	• Jevnlig vedlikeholdsrutine for batteriene er nødvendig • Middels dyre reservedeler	• Lavere vedlikeholdskostnader og mindre behov for jevnlig vedlikehold • Dyre reservedeler
Drivstoffkostnad	• Høyest kostnad per km for framdrift • Høyt fotavtrykk	• Lavest kostnad per km for framdrift • Lavt fotavtrykk	• Foreløpig høy kostnad per km for framdrift, men forventes kraftig reduksjon. • Lavt fotavtrykk
Fylletid	• Kort (<5 min)	• Middels – lang (avhengig av effekt)	• Kort (<5 min)
Rekkevidde	• Lang (600-800 km)	• Kort – middels (<300km)	• Middels – lang (300-500 km)
Hovedutfordringer	• Høyt fotavtrykk, helsefarlige partikkelutslipp	• Størrelse og vekt på batteriene (rekkevidde), til en viss grad kostnad for infrastruktur	• Kostnad, kommersiell tilgjengelighet og utprøving (kun prototyper)

4 METODE FOR UTREDNING AV NULLUTSLIPPS MINIBUSS

Det er vurdert tre teknologialternativer for minibussen: hydrogenelektrisk drift med brenselcelle, batterielektrisk drift, og en hybridløsning med kombinasjon av hydrogenelektrisk og batterielektrisk drift. Innenfor disse alternativene diskuteres også ulike varianter, spesielt med tanke på oppvarmingsløsning. Analysen er delt inn i to hoveddeler:

Del 1: Undersøke om det er mulig å betjene ruten med de ulike teknologialternativene for drift av minibussen. Dette innebærer å estimere bussens energibehov gjennom en dag, og vurdere dette opp mot mulig energilagringskapasitet på bussen og behov for lading og fylling i løpet av dagen. Her er det lagt spesielt vekt på et «worst case»-scenario for å sikre at minibussen har tilstrekkelig med energi tilgjengelig til både fremdrift og oppvarming, selv med kolonnekjøring på vinterstid. Her tas det også en vurdering av hva som er hensiktsmessig og realistisk for etablering av infrastruktur. Dette presenteres i kapittel 5.

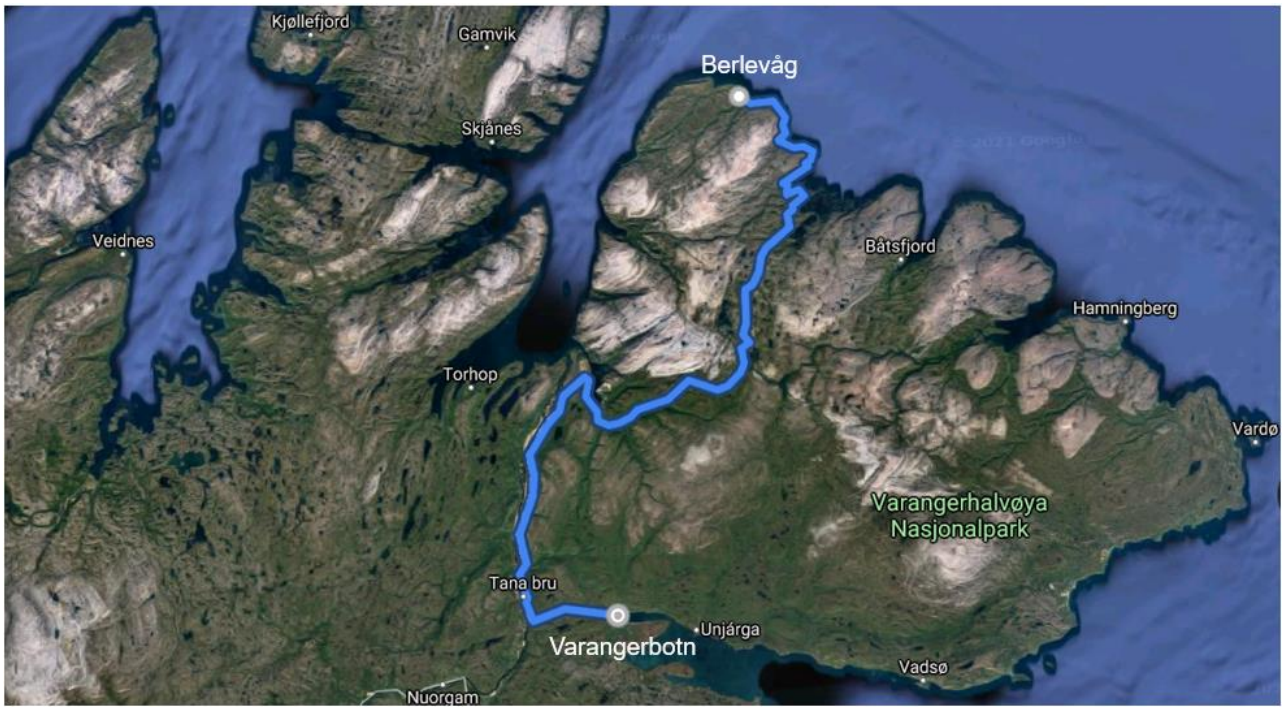
Del 2: Beregne årlig energibehov, kostnader og CO_2-utslipp for å sammenligne lønnsomhet, klimaresultat og tiltakskostnad (NOK/tonn CO_2 redusert) for de ulike teknologialternativene. Dette presenteres i kapittel 6.

5 ENERGIBEHOV OG TILHØRENDE INFRASTRUKTUR

Dette kapittelet gir en oversikt over energibehov og nødvendig infrastruktur for de ulike nullutslippsalternativene, basert på DNVs beregninger og et utvalg scenarioer for energibruk. Her presenteres også konseptet for hydrogenfyllestasjon, samt viktige sikkerhetsbetraktninger.

5.1 Beskrivelse av ruten

Ruten *807 Berlevåg – Varangerbotn* trafikkeres i dag av en 8-seters minibuss på fossil diesel med en årlig ruteproduksjon på 60 000 km. Distansen mellom Berlevåg og Varangerbotn er 151 km og går over det værharde Kongsfjordfjellet. Figur 5-1 viser et kart over ruten og Figur 5-2 viser høydeprofilen.



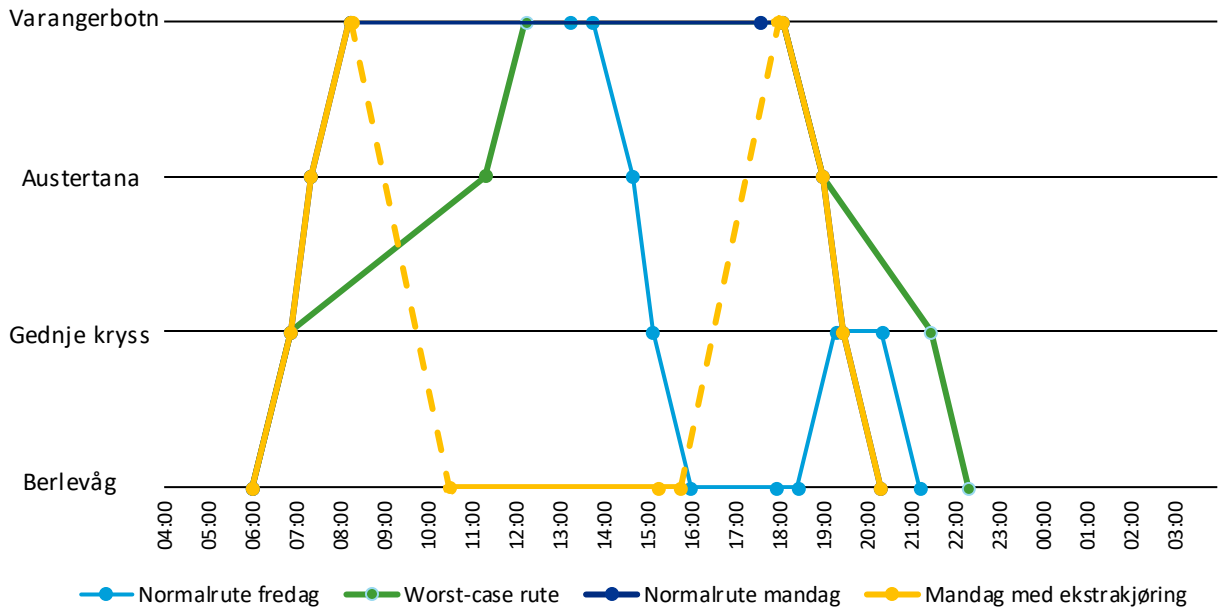
Figur 5-1: Kart over rute 807 Berlevåg-Varangerbotn

Figur 5-2: Høydeprofil på rute 807 Berlevåg-Varangerbotn

Ruten kjøres på mandager, onsdager, fredager og søndager. Bussen starter fra Berlevåg kl. 06:00 og er fremme i Varangerbotn kl. 08:13. På mandager og onsdager går turen tilbake til Berlevåg først kl. 18:05, mens på fredager går den tilbake kl. 13:45 før den kjører en ekstra tur mellom Berlevåg og Gednje kryss på kvelden. På søndager kjøres kun strekningen Berlevåg – Gednje kryss – Berlevåg. De ulike variantene av ruten er illustrert i Figur 5-3. På grunn av den lange ventetiden i Varangerbotn er det vanlig at bussjåføren kjører tilbake til Berlevåg mellom rutetidene for å gjøre andre type oppdrag dersom været tillater det. Dette er illustrert med stiplet linje i figuren. Ettersom et slikt kjøremønster

er utenom ruteplanen og ikke skjer på oppdrag fra fylkeskommunen, har det i samråd med TFFK blitt bestemt å utelate denne kjøringen fra utredningen.

Veistrekningen mellom Austertana og Gednje er svært værutsatt, og på vinterstid opplever man derfor stadig tilfeller med stengt vei eller kolonnekjøring. Valgt teknologi må kunne håndtere slike situasjoner, og det er derfor definert en «worst-case»-rute etter innspill fra TFFK. Ruten innebærer kolonnekjøring mellom Gednje og Austertana begge veier. På vei til Varangerbotn er det lagt til grunn at dette vil ta fire timer ekstra i forhold til normal rutetabell, og to timer ekstra på vei tilbake fra Varangerbotn til Berlevåg. Dette vil ikke føre til ekstra kjørte kilometer, men vil ha betydelig utslag på totalt energibehov til oppvarming på strekningen ettersom oppvarming måles i forbruk per time. «Worst-case»-ruten vil være avgjørende for valg av teknologi og infrastruktur.



Figur 5-3: Plot av ulike rutevarianter på ruten 807 Berlevåg – Varangerbotn

5.2 Antagelser og forutsetninger for analysen

Gjennomsnittlig energibehov per kilometer for minibussen er beregnet basert på dagens dieselforbruk, samt estimater på virkningsgrad for de ulike teknologiene. Det er her antatt virkningsgrader på en dieselmotor, brenselcelle og batteri på henholdsvis 30%, 45% og 90%. I tillegg antas den elektriske bussen å ha en gevinst av regenerativ bremsing på 10%, noe som gir en samlet virkningsgrad på 100%. For hybridalternativene beregnes forbruket av elektrisitet og hydrogen fra antatt prosentvis andel av hver energibærer til framdrift og oppvarming. Her legges det også til grunn 10% gevinst fra regenerativ bremsing, som brukes til å lade opp batteriet.

Dagens dieselforbruk er oppgitt fra ruteoperatøren, både i liter per km for fremdrift og i liter per time for oppvarming. Forbruket varierer avhengig av årstid (sommer eller vinter). Dette er spesielt tydelig for oppvarming, der det ikke er oppgitt noe forbruk på sommerstid, mens forbruket på vinteren er oppgitt til 1 – 2 liter per time. Det vil muligens være noe behov for oppvarming, eller eventuelt kjøling, på sommeren, men dette antas å være neglisjerbart sammenlignet med behovet på vinterstid og andre variasjoner og usikkerheter[11].

[11] Eksempelvis våt/tørr veibane, kjørestil for sjåføren, vind og vær, lufttrykk i hjulene, annet vedlikehold på motor og drivlinje, etc.

For å avgjøre hva energibehovet vil være i et verst tenkelig scenario, defineres et «worst-case»-energibehov. Dette er her definert som det høyeste vinterforbruket til både framdrift og oppvarming. Kombinasjonen av et «worst-case»-energibehov med en «worst-case»-rute utgjør et «worst-case»-scenario, altså de tilfellene der man har et høyt energibehov i tillegg til kolonnekjøring over fjellet. Det bør merkes at det ikke nødvendigvis er en sterk sammenheng mellom ekstremt kaldt vær og kolonnekjøring. Sannsynligheten for at et slikt «worst-case»-scenario inntreffer er derfor relativt liten, men det bør likevel legges til grunn når man dimensjonerer minibussen og tilhørende infrastruktur. Dette for å sikre at bussen kommer seg frem selv i verst tenkelig føre.

For å beregne årlige verdier til lønnsomhetsanalysen i kapittel 6 benyttes derimot et vektet gjennomsnitt mellom sommer og vinter. Her er det antatt at «sommer», i betydningen ingen behov for oppvarming, kun gjelder i to måneder av året, mens «vinter» gjelder for de resterende ti månedene.

Tabell 5-1 viser energibehovet til framdrift for de ulike teknologiene og casene.

Tabell 5-1: Energibehov til framdrift for ulike teknologier og caser

Teknologi	Enhet	Energibehov til framdrift			
		Sommer	Vinter	Vektet gjennomsnitt	«Worst- case»
Diesel (base case)	liter/km	0,090	0,110	0,107	0,110
100% hydrogen	kg/km	0,018	0,022	0,021	0,022
100% batterielektrisk	kWh/km	0,272	0,332	0,322	0,332

5.2.1 Oppvarming

Både for batterielektriske og hydrogenelektriske busser vil oppvarmingsløsningen ha mye å si for rekkevidden på vinterstid. Batterielektriske kjøretøy som bruker strøm fra batteriet til oppvarming, vil ha betydelig redusert rekkevidde til fremdrift i kalde temperaturer. I Norge er det derfor vanlig at oppvarming av elektriske busser dekkes av en tilleggsbrenner som går på HVO (biodiesel). Et annet aspekt som har utslag på rekkevidden, er temperaturen til selve batteriet. Batterier liker seg best ved temperaturer rundt 20-25 °C, og blir temperaturen i batteriet kaldere enn dette vil det både gi ut og ta imot lavere effekter. Dette fører til at batteriet ikke kan ta imot like høye ladeeffekter, såkalt «cold gate», i tillegg til at rekkevidden reduseres. Denne reduserte rekkevidden frigjøres derimot når temperaturen i batteriet øker til nærmere normal driftstemperatur. Det er altså batteriets interne temperatur, og ikke utetemperaturen, som reduserer rekkevidden ytterligere.

Noen elbilmodeller, slik som Tesla, har dedikerte varmesystemer for batteriene - såkalt aktiv oppvarming. Andre modeller bruker passiv oppvarming, som betyr at batteriet varmes opp ved bruk[12]. Dersom bilen er koblet til en lader over natten, vil aktiv oppvarming føre til at batteriet er varmt ved start.

I så kaldt klima som på denne ruten vil det være viktig å gå for en minibussmodell som har aktiv oppvarming av batteripakken, og ikke bare passiv oppvarming under kjøring. Det er i denne analysen lagt til grunn at batterielektriske alternativer vil ha aktiv oppvarming av batteriet, og det er derfor ikke lagt inn ekstra reduksjon i rekkevidde på grunn av batteriets interne temperatur. Vi har også lagt til grunn to ulike caser for batterielektrisk minibuss: én hvor oppvarmingen er elektrisk, noe som vil redusere rekkevidden til fremdrift betraktelig, og én hvor oppvarmingen er på HVO.

[12] Når man bruker batteriet skjer det kjemiske reaksjoner som avgir varme, slik at batteriet holder seg varmt uten aktiv oppvarming. Ulempene ved å starte dagen med et kaldt batteri forsvinner dermed gradvis jo lenger man kjører.

Et «salgsargument» for hydrogenbusser framfor batterielektriske busser er at de kan benytte spillvarme fra brenselcellen til oppvarming av bussen, slik at oppvarming ikke går utover rekkevidden for kjøring. For klimaet i Nord-Norge vil nok ikke spillvarme være tilstrekkelig for å holde bussen varm, spesielt ikke på vinteren. Det er derfor lagt til grunn at 50% av oppvarmingsbehovet under kjøring på vinteren kan dekkes av spillvarme fra brenselcellen[13]. Ved normal kjøring i 60 km/time innebærer dette at rundt 25% av energitapet i brenselcellen kan brukes til oppvarming. Resten av oppvarmingsbehovet må dekkes av en tilleggsvarmer, for eksempel en elektrisk varmepumpe. Det er her lagt til grunn at en tilleggsvarmer drives med hydrogen. Ved stillestående oppvarming er det antatt at ingen spillvarme er tilgjengelig.

En studie av amerikanske Center for Transportation and the Environment (CTE, 2019) undersøkte effekten av kalde temperaturer på rekkevidden til batterielektriske og hydrogenelektriske busser. Studien viste at rekkevidden til batterielektriske busser ble redusert med opptil 38% dersom temperaturen falt fra 10-15°C til -5-0°C, mens hydrogenbusser «kun» hadde en reduksjon i rekkevidde på 23%. Resultatet fra studien stemmer godt med antagelsene gjort rundt oppvarming i denne utredningen, i tillegg til at gjennomsnittlig temperatur på vinteren i Berlevåg ligger på samme nivå – mellom -5 og -2 °C. Andre steder på ruten, og på kaldere dager, vil temperaturen være lavere og oppvarmingsbehovet dermed høyere. Dette illustreres i «worst-case»-scenarioet.

Det kan også være mulig å drifte en tilleggsvarmer til en hydrogendrevet minibuss på HVO eller strøm fra et batteri, slik at hele hydrogenkapasiteten kan brukes til fremdrift. En av hybridløsningene som analyseres i utredningen er å bruke hydrogen til framdrift og strøm fra et batteri til oppvarming. Det er uklart hvorvidt en slik løsning finnes på markedet i dag, men beregningene vil vise om dette er en teknisk mulig og fordelaktig løsning.

Videre er det lagt til grunn at bussen, uavhengig av teknologi, kan stå tilknyttet strøm ved parkering i Berlevåg, slik at oppvarming av bussen før avgang herfra dekkes av strøm fra strømnettet.

Dieselforbruket til oppvarming er her antatt å inkludere spillvarme fra dieselmotoren, slik at totalt energibehov til oppvarming for de andre teknologiene beregnes direkte fra denne med relevante virkningsgrader. Det antas at en ny minibuss vil ha noe bedre varmegjenvinningsegenskaper enn dagens buss.

Tabell 5-2 viser antatt energibehov til oppvarming for de ulike teknologiene og casene. Det må understrekes at det er stor usikkerhet knyttet til hva et realistisk energibehov for oppvarming vil være i et nordnorsk klima, og hva som vil være den beste løsningen for oppvarming. Dette er spesielt sant for hydrogenbusser, da det foreløpig ikke finnes erfaring på dette feltet.

I tillegg er det usikkert hvorvidt dagens minibuss har et representativt forbruk sammenlignet med andre busser på markedet. Dette er ikke kvalitetssikret i denne studien, og er derfor et viktig usikkerhetsmoment ettersom analysen tar utgangspunkt i faktisk forbruk på dieselbussen for å beregne energibehovet til de ulike nullutslippsløsningene.

Tabell 5-2: Energibehov til oppvarming for ulike teknologier og caser

Teknologi for oppvarming	Enhet	Energibehov til oppvarming			
		Sommer	Vinter	Vektet gjennomsnitt	Worst-case
Diesel/HVO til oppvarming	liter/time	0,00	1,50	1,25	2,00

[13] Dette er kun et antatt estimat, da andelen spillvarme som kan brukes til oppvarming i så kalde klima som Nord-Norge foreløpig ikke er testet i praksis.

Hydrogen til oppvarming	kg/time				
Hydrogenbuss under kjøring (med spillvarme)[14]	kg/time	0,00	0,38	0,25	0,64
Stillestående buss (uten spillvarme)		0,00	0,77	0,64	1,02
Batteri til oppvarming					
Batterielektrisk buss/ stillestående hybridbuss	kWh/time	0,00	11,47	9,56	15,30
Hybridbuss under kjøring (H2 til framdrift)	kWh/time	0,00	5,74	3,82	9,56
Hybridbuss under kjøring (50/50 H2/batteri til framdrift)	kWh/time	0,00	8,60	6,69	12,43

For å vurdere behovet for infrastruktur knyttet til lading og fylling for de ulike casene er det vurdert hva som er mulig av energilagring på bussen. Det er antatt at hydrogenbussen har en lagringskapasitet på 10 kg hydrogen[15], og at den batterielektriske bussen har en batterikapasitet på 100 kWh[16]. Hybridløsningene med brenselcelle og batteri er her antatt å ha lagringskapasitet på 7 kg hydrogen og 60 kWh batteri[17]. Det er viktig å understreke at disse tallene kun benyttes som en antagelse for å se på lade- og fyllebehov. Markedet for nullutslippsløsninger for minibusser er foreløpig i en utviklingsfase, og det er derfor vanskelig å bedømme hva sannsynlig lagringskapasitet vil være.

5.3 Resultater: Energibehov og infrastrukturbehov

Dette kapittelet presenterer resultater fra analyser av energibehov og infrastrukturbehov for de ulike teknologialternativene. Det fokuseres her på vinterkjøring, da dette er mest energikrevende, samt et «worst-case»-scenario som vil være avgjørende for om teknologialternativet faktisk er mulig for denne ruten. Vi minner om at et «worst-case»-scenario her er definert som kombinasjonen av et «worst-case»-energibehov og en «worst-case»-rute med kolonnekjøring på vinterstid.

5.3.1 Hydrogen

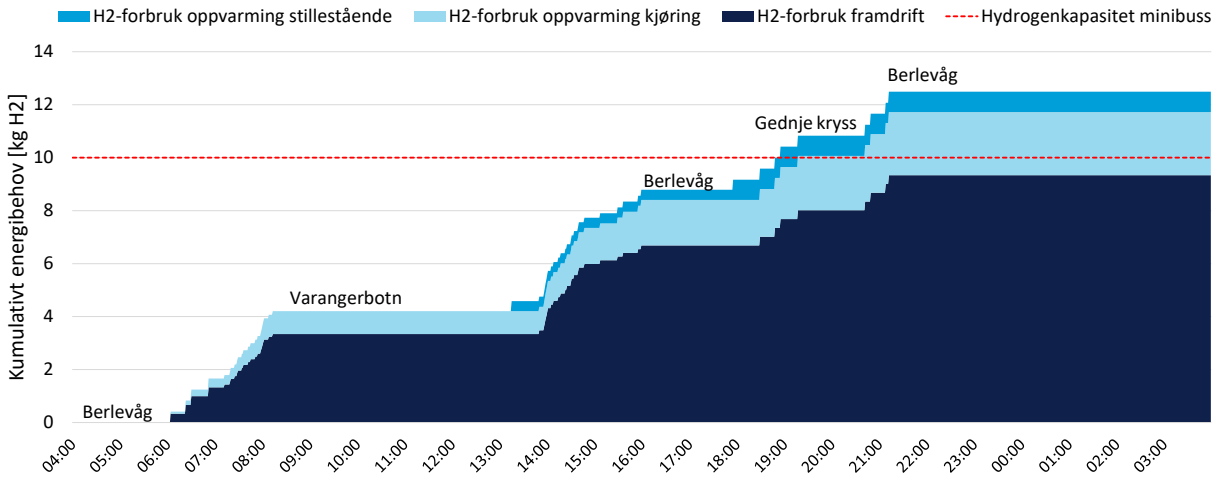
Figur 5-4 viser kumulativt energibehov for en hydrogenelektrisk minibuss på en normalrute (fredag) på vinterstid. Her kjører bussen tur-retur Berlevåg-Varangerbotn i tillegg til en tur til Gednje kryss på kvelden. Energibehovet er delt inn i energibehov til framdrift, oppvarming under kjøring, og oppvarming når bussen står stille før avreise. Hvert steg i figuren er et stoppested på ruten.

[14] Gevinsten av spillvarme til oppvarming per time avhenger av bussens hastighet. I saktegående kolonne vil spillvarmen per time bli redusert, og hydrogenbehovet til oppvarming blir høyere.

[15] Dette er dels basert på informasjon om tankstørrelse på konsepter for hydrogenminibusser og -varebiler, se Tabell 3-1. Her har vi valgt å gå for det største tankvolumet tilgjengelig. Ved 700 bar og romtemperatur har komprimert hydrogen en energitetthet på rundt 40 kg/m3, eller 0,04 kg per liter (U.S. Department of Energy, 2017). For å lagre 10 kg hydrogen trengs det en tank med størrelse på rundt 250 liter, som er 4 ganger så stort volum som dieseltanken på dagens minibuss, og nesten 2 ganger så stort som et 100 kWh Tesla-batteri.

[16] Dette er blant annet basert på Mercedes-Benz sin nye elektriske EQV med 100 kWh batterikapasitet.

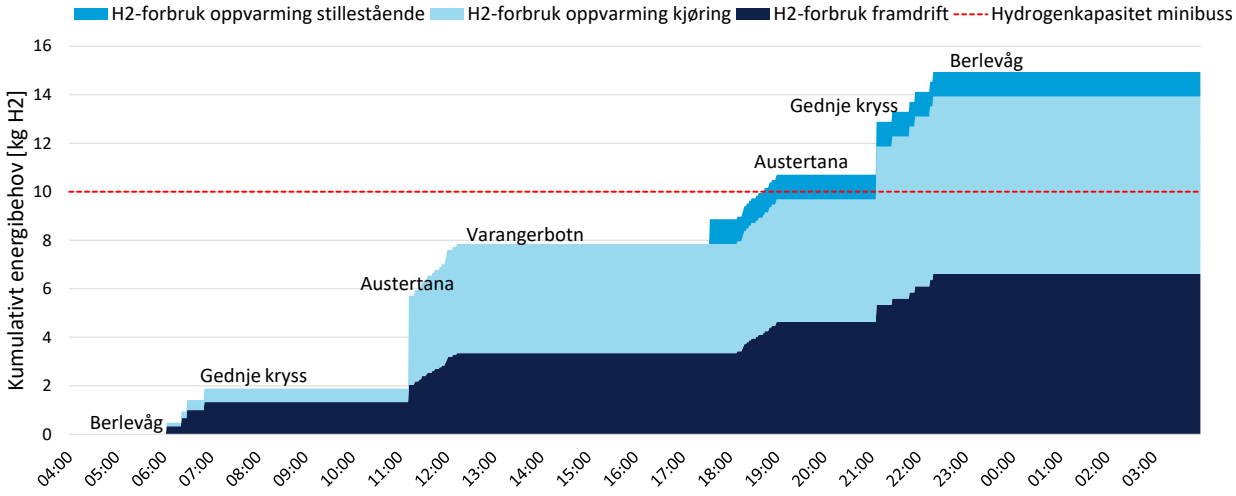
[17] De to lanserte konseptene for hydrogenminibusser har oppgitt en tankstørrelse på 7kg for hydrogen, men ikke størrelsen på batteriet – se Tabell 3-1. Vi har derfor valgt å gå for 60 kWh, som er i det øvre sjiktet av batterikapasitetene som er oppgitt for dagens prototyper på hybridløsninger for varebiler. En 7 kg hydrogentank vil ha et volum på ca. 175 liter, mens et 60 kWh batteri vil ha et volum på ca. 85 liter.



Figur 5-4: Kumulativt energibehov for en hydrogenminibuss en vinterdag (fredag)

Figur 5-4 viser at bussen kan komme seg fra Berlevåg til Varangerbotn og tilbake til Berlevåg med et samlet hydrogenforbruk på 8,8 kg hydrogen, gitt antatt normalt hydrogenforbruk på vinteren og normal kjøretid. En hydrogentank på 10 kg vil da ha tilstrekkelig med kapasitet, i tillegg til rundt 12% sikkerhetsmargin, til at man ikke må fylle hydrogen før man er tilbake i Berlevåg – enten på kvelden når ruten er ferdig, eller i løpet av dagen dersom minibussen kjører tur-retur Gednje på kvelden som vist i figuren. Dette gjelder også for de gangene sjåføren vil kjøre tilbake til Berlevåg midt på dagen. Sagt på en annen måte vil det kun være behov for én fyllestasjon i Berlevåg dersom minibussen kjører normal rute – selv på vinteren.

Hvis man derimot ser på et «worst-case»-scenario, med forutsetninger for kjøring og energibehov som beskrevet i kapittel 5.1 og 5.2, er bildet et litt annet. Figur 5-5 viser at minibussen ikke klarer å komme seg tilbake til Berlevåg med et hydrogenlager på 10 kg – bussen bruker nesten 15 kg hydrogen på turen. Som figuren viser skyldes det høye hydrogenforbruket i stor grad forbruk til oppvarming, på tross av at en del av oppvarmingsbehovet kan dekkes av spillvarme. Dette er fordi det i et «worst-case»-scenarioet antas at oppvarmingsbehovet per time er enda høyere enn for en vanlig vinterdag, både på grunn av kalde temperaturer og saktere kjørehastighet i kolonne som gir mindre spillvarme fra brenselcellen. Brenselcellens virkningsgrad på 45% gjør også at energibehovet til oppvarming som må dekkes utenom spillvarme vil være høyere enn ved andre løsninger, som for eksempel tilleggsbrenner på HVO (antatt virkningsgrad på 80%) eller batterielektrisk oppvarming (antatt virkningsgrad på 100%). Dersom ingen spillvarme kan utnyttes vil samlet daglig hydrogenbehov være 19,3 kg i «worst-case»-scenarioet.



Figur 5-5: Kumulativt energibehov for en hydrogenminibuss i et «worst-case»-scenario

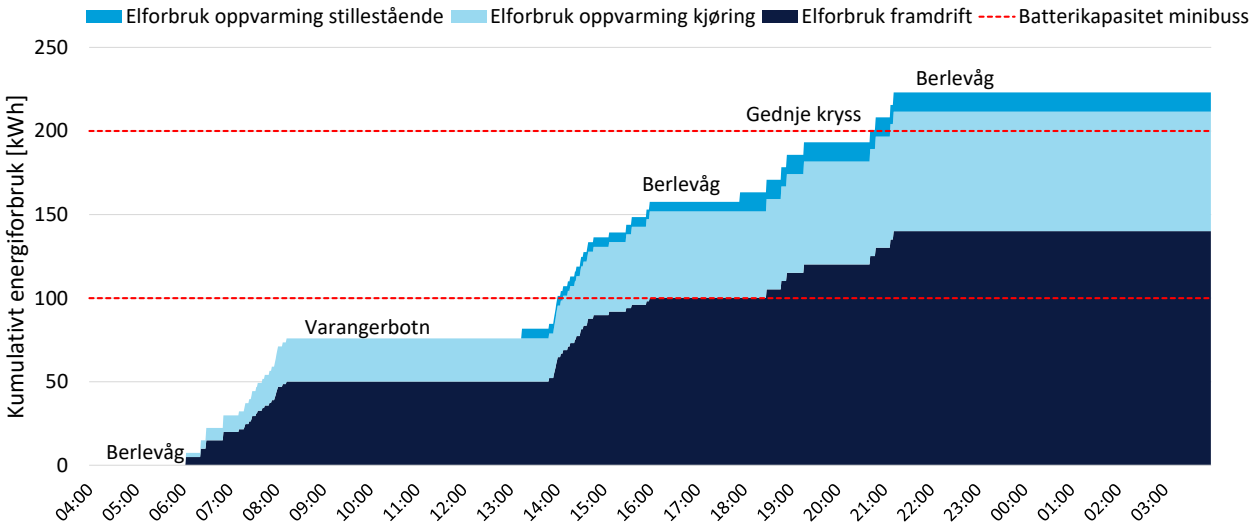
Resultatene viser at det ikke vil være tilstrekkelig med fyllestasjon kun i Berlevåg dersom man skal sikre at minibussen kan betjene ruten også på de kaldeste vinterdagene med forsinkelser og kolonnekjøring. Det finnes da flere alternativer:

1. Det må etableres en hydrogenfyllestasjon i Varangerbotn i tillegg til i Berlevåg.
2. Bussens oppvarming kan komme fra en tilleggsbrenner, for eksempel på HVO.
3. Bussens oppvarming kan komme fra et ladbart batteri, som da kan lades opp i Varangerbotn med en ladeplugg. Dette blir et hybridkonsept, som presenteres i kapittel 5.3.3.

Merk at resultatene er basert på de antagelsene og forutsetningene som er gjort, blant annet på lagerkapasitet og andel spillvarme som kan brukes i kaldt klima som det er knyttet stor usikkerhet til.

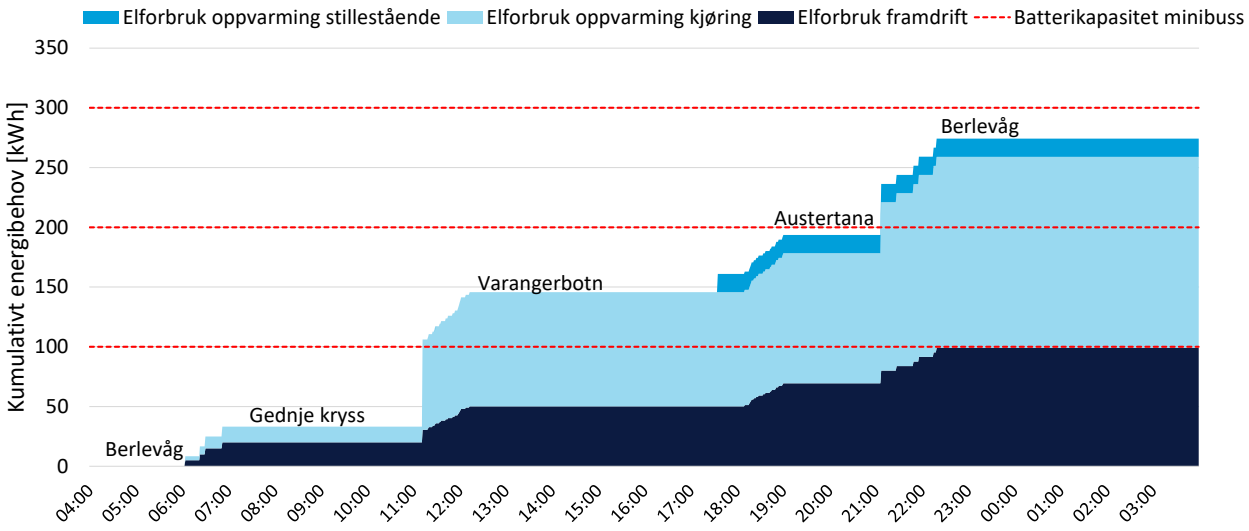
5.3.2 Batterielektrisk

Figur 5-6 viser kumulativt energibehov for en batterielektrisk minibuss på en normalrute (fredag) på vinterstid. Antatt batterikapasitet på 100 kWh er plottet i stiplet linje, og for hver gang samlet energibehov overskrider linjen er det behov for å lade opp batteriet. Figuren viser at det vil være behov for ladeinfrastruktur både i Berlevåg og Varangerbotn, gitt antatt batterikapasitet.



Figur 5-6: Kumulativt energibehov for en batterielektrisk buss en vinterdag (fredag)

I et «worst-case»-scenario, og med strøm til oppvarming, viser resultatene at samlet energibehov vil overskride antatt batterikapasitet før bussen ankommer Varangerbotn – se Figur 5-7. Dette betyr at et 100% batterielektrisk alternativ ikke vil være mulig dersom bussen skal kunne betjene ruten også på de kaldeste vinterdagene med forsinkelser og kolonnekjøring. På samme måte som for en hydrogendrevet minibuss, skyldes dette også i hovedsak energibehov til oppvarming.



Figur 5-7: Kumulativt energibehov for en elektrisk minibuss i et worst-case-scenario

Som beskrevet i kapittel 5.2 er det vanlig at batterielektriske busser i Norge benytter HVO til oppvarming for å unngå tap av rekkevidde. Dersom en batterielektrisk minibuss på denne ruten har tilleggsbrenner på HVO eller annet drivstoff, viser analysene våre at bussen kommer fram til Varangerbotn. Den må likevel lade her før den kjører videre, og det er derfor behov for ladestasjon både i Varangerbotn og Berlevåg. Et annet alternativ er en hybridløsning med batteri og hydrogen, som presenteres i kapittel 5.3.3.

5.3.3 Hybridløsning: Hydrogen- og batterielektrisk

Resultatene fra analysen til nå har vist at det kan være vanskelig å betjene ruten med en 100% batterielektrisk eller 100% hydrogenelektrisk minibuss dersom man skal sikre at ruten kan betjenes selv i et «worst-case»-scenario. I denne delen har vi derfor sett på energi- og infrastrukturbehov til en hybridløsning: en minibuss med både brenselcelle og et ladbart batteri.

Det er i teorien mange muligheter når det kommer til utformingen av en hybridløsning med batteri og hydrogen. Det finnes store busser i dag som klassifiseres som batterielektriske med hydrogen som rekkeviddeforlenger, eller som hydrogenbusser med ladbart batteri som rekkeviddeforlenger (Safra, 2020). Hvilke hybridløsninger som kommer til å være tilgjengelige på markedet for minibusser er usikkert, og hvilken løsning som er best egnet avhenger av spesifikk rute, tilgjengelig infrastruktur og lagringsmuligheter på bussen.

For en hybridløsning med brenselcelle, hydrogentanker og ladbart batteri kan det være hensiktsmessig å i størst mulig grad benytte hydrogen og brenselcelle til framdrift, da denne prosessen frigir spillvarme som kan benyttes til oppvarming. Resten av oppvarmingsbehovet antas dekket av strøm fra batteriet, som har fordel i høyere virkningsgrad enn brenselcellen og som også kan lagre strøm fra regenerativ bremsing.

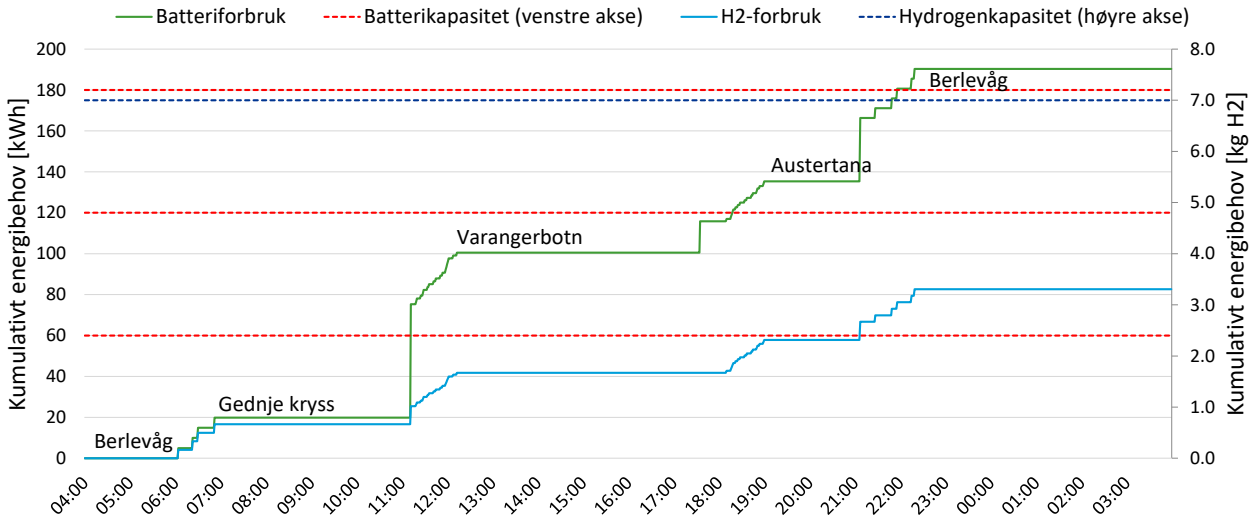
Vi har analysert to ulike hybridløsninger:

1. 50% hydrogen og 50% batteri til framdrift. For oppvarming brukes spillvarme fra brenselcellen og strøm fra batteriet. Hydrogen brukes ikke direkte til oppvarming.
2. 100% hydrogen til framdrift. Oppvarmingsløsningen er samme som for alternativ 1.

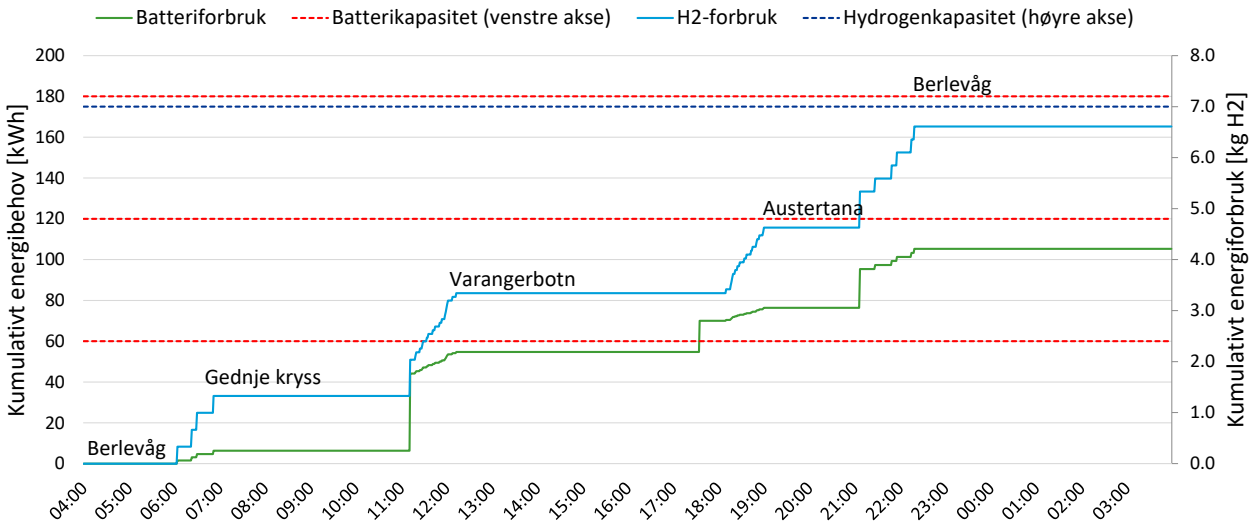
Figur 5-8 og Figur 5-9 viser kumulativt energibehov for henholdsvis alternativ 1 og 2 i et «worst-case»-scenario. På grunn av sakte kjøring i kolonne på en stor del av ruten og lave temperaturer, kan spillvarme kun dekke en begrenset andel av oppvarmingen. Oppvarmingsbehovet i et «worst-case»-scenario er derfor veldig høyt, og dermed også energibehovet fra batteriet. Dette gjelder for begge alternativene, da hydrogen ikke brukes direkte til oppvarming.

Med en antatt batterikapasitet på 60 kWh vil man ikke komme seg hele veien fra Berlevåg til Varangerbotn med alternativ 1, slik Figur 5-8 viser. Det er kun for alternativ 2, der hydrogen brukes til all framdrift, at minibussen kommer seg fram. Her er det viktig å understreke at bussen fremdeles er avhengig av noe spillvarme fra brenselcellen for å dekke deler av oppvarmingsbehovet. Dersom den ikke kan utnytte noe spillvarme vil en batterikapasitet på 60 kWh ikke være tilstrekkelig for å holde bussen varm hele veien til Varangerbotn i «worst-case»-scenarioet.

For å komme tur – retur Berlevåg med alternativ 2 må man minimum ha 7 kg lagringskapasitet i hydrogentanken(e), som vist i Figur 5-9. I tillegg til en hydrogenfyllestasjon i Berlevåg er det behov for ladeplugg både i Varangerbotn og Berlevåg for å lade opp batteriet.



Figur 5-8: Kumulativt energibehov for alternativ 1 i et «worst-case»-scenario: hybridløsning med 50/50 hydrogen og batteri til framdrift, og spillvarme og strøm til oppvarming.



Figur 5-9: Kumulativt energibehov for alternativ 2 i et «worst-case»-scenario: hybridløsning med 100% hydrogen til framdrift, og spillvarme og strøm til oppvarming.

Vi understreker at det ikke er nødvendig å skille på om energien til framdrift og oppvarming kommer fra batteriet eller fra hydrogentanken via brenselcellen, da begge kan drive den elektriske motoren eller den elektriske oppvarmingen. Hybridløsningen kan dermed optimaliseres etter behov.

5.4 Hydrogenfyllestasjon i Berlevåg

5.4.1 Teknisk løsning og lokalisering

Varanger Krafthydrogen har opplyst om at det vil bli produsert rundt 1 tonn hydrogen per døgn fra produksjonsanlegget i Berlevåg. Det planlegges også for investeringer i kompressor og lagring av komprimert hydrogen ved 350 bar trykk. Kunder som ønsker å kjøpe hydrogen fra Varanger Krafthydrogen kan fylle hydrogen over på egne lagringstanker og frakte disse videre. Grensesnittet mellom Varanger Krafthydrogen og TFFK går dermed på dispenserhodet fra Varanger Krafthydrogen sine lagringstanker, og TFFK må ta kostnaden for egne lagringstanker for fylling av hydrogen, distribusjon ut til fyllestasjonen, og selve fyllestasjonen. Ifølge Varanger Krafthydrogen vil prisen per kg hydrogen som kunden kjøper sannsynligvis ligge mellom 30 og 90 kr/kg.

Ettersom produksjonsanlegget er lokalisert i Berlevåg, er det fornuftig å plassere hydrogenfyllestasjonen i nærheten for å minimere kostnad til transport og lagring av hydrogen. I en rapport fra Greensight (Greensight, 2020) estimeres en transportkostnad på rundt 10 NOK/kg hydrogen levert fra Berlevåg til Vadsø. Her er det lagt til grunn at 4 tonn komprimert hydrogen skal transporteres per uke i fire stykk 40' ISO-kontainere via lastebil. Denne strekningen er likenok rundt dobbelt så lang som fra Berlevåg til Varangerbotn, og kostnadene for transport vil derfor kunne tenkes å være noe lavere totalt sett. Likevel er hydrogenbehovet til minibussen langt mindre, nærmere 60–80 kg per uke maksimalt, slik at kostnad per kg hydrogen levert vil kunne være høyere. Vi har ikke gjort beregninger på hva kostnaden knyttet til transport og lagring av hydrogen i Varangerbotn vil være, men det vil uansett være en ekstra kostnad knyttet til dette sammenlignet med å etablere fyllestasjonen i nærheten av produksjonsanlegget.

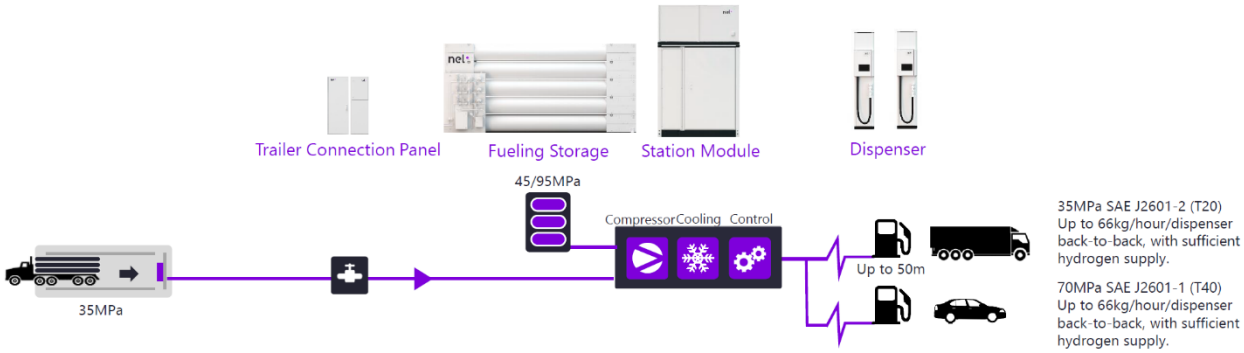
En annen fordel med å plassere fyllestasjonen i Berlevåg, er muligheten for å etablere stasjonen innenfor de samme sikkerhetssonene for produksjonsanlegget. Dette er ikke undersøkt nærmere, men en innføring i sikkerhetsaspekter for hydrogenfyllestasjoner er gitt i kapittel 5.4.2.

For å få innsikt i relevante løsninger for en hydrogenfyllestasjon til dette formålet, har vi vært i kontakt med NEL og Everfuel. Tilbakemeldingen er at behovet for hydrogen til minibussen er alt for lite til å rettferdiggjøre etablering av en stasjonær fyllestasjon til dette ene formålet ettersom det per i dag ikke finnes utstyr som er designet for å håndtere så lave volumer. Investeringskostnaden for fyllestasjonen vil være svært høy i forhold til volum, og det bør vurderes hvorvidt andre aktører kan ta i bruk fyllestasjonen for å minimere kostnaden for TFFK.

NEL og Everfuel foreslår en løsning som skissert i Figur 5-10, med kapasitet på 750 kg komprimert hydrogen. Denne løsningen har tilførsel av hydrogen via trailere[18] tilpasset det daglige kapasitetsbehovet, og kan operere fleksibelt både på 350 og 700 bar ved hjelp av to ulike dispensere[19]. Størrelsen på det lokale lageret kan justeres etter behov, men det er viktig å ha i bakhodet at løsningen vil være avhengig av at hydrogen er tilgjengelig for salg fra Varanger Krafthydrogen. For å minimere risikoen ved en eventuell produksjonsstans, kan det være lurt å ha en buffer i form av ekstra lagringskapasitet på det lokale lageret.

[18] Det kan tenkes at det også kan etableres direkte rørføring fra produksjonsanlegg ut til fyllestasjonen, men dette er ikke undersøkt nærmere.

[19] Den ene dispenseren opererer på 350 bar, mens den andre opererer på 700 bar. De er tilkoblet samme dispenserlinje, og derfor kan kun én av dispenserne operere av gangen.



Figur 5-10: Skisse av mulig teknisk løsning for hydrogenfyllestasjon i Berlevåg (NEL, 2021)

For en slik løsning kommer de totale kostnadene på rundt 3,5 millioner EUR, inkludert installasjon og 12 måneders garanti[20]. Denne kostnaden inkluderer ikke kostnad for distribusjon av hydrogen fra produksjonsanlegget til fyllestasjonen. I tillegg kommer en kostnad for drift og vedlikehold av stasjonen, som opplyses å være opp mot 20 NOK/kg hydrogen når stasjonen skal driftes med så små volumer som minibussen krever. Dersom anlegget brukes for full kapasitet, kan disse reduseres til ned mot 15 NOK/kg hydrogen.

Everfuel opplyser også om at det finnes en annen løsning med begrenset kapasitet på 70 kg komprimert hydrogen ved 700 bar. Denne kan tenkes å være bedre egnet til dette formålet dersom fyllestasjonen kun skal brukes av minibussen (og muligens en håndfull andre, mindre brukere). Denne løsningen er derimot ikke lenger på markedet, men kan muligens skaffes brukt til under 1 million EUR.

5.4.1.1 Mobile fyllestasjoner

Et alternativ til stasjonære fyllestasjoner, er mobile fyllestasjoner. Disse er skapt for å forsyne mindre forbrukere av hydrogen, og har både hydrogenlager og fyllestasjon integrert. Ettersom TFFK uansett må hente hydrogen i egne tanker fra Varanger Krafthydrogen sitt produksjonsanlegg, kan slike mobile fylle stasjoner være bedre egnet til dette formålet dersom det ikke er andre forbrukere av en stasjonær fyllestasjon som kan ta sin del av kostnaden.

Det finnes flere leverandører av mobile fyllestasjoner, blant annet nederlandske H2Storage sin «Mobile hydrogen filling station» og den britiske Fuel Cell Systems sin «Mobile hydrogen refuelling truck» (Greensight, 2020). Fuel Cell System sin mobile fyllestasjon er særlig interessant for TFFK, da den kan lagre og fylle 65 kg hydrogen ved enten 350 eller 700 bar. Dette passer godt til det estimerte hydrogenbehovet til minibussen på rundt 60 kg hydrogen i uken. En slik løsning koster rundt GBP 600 000, altså tilnærmet 7 MNOK (Fuel Cell Systems, u.d.). Her vil likevel kostnad per kg hydrogen levert være dyrere enn for en stasjonær fyllestasjon, selv om engangsinvesteringen er mindre. Merk også at kostnad for sjåfør og drivstoff kommer i tillegg. Denne mobile fyllestasjonen kan enten stå i Berlevåg, noe som vil minimere kostnad for drivstoff og sjåfør, eller i Varangerbotn avhengig av behov. Den kan i tillegg kjøre ut til minibussen dersom den skulle gå tom for drivstoff på ruten.

[20] NEL opplyser om at standard garanti på et slikt anlegg er 12 måneder. Det er derimot ikke utenkelig at man kan få en lengere garanti, eller at garantien kan forlenges etter 12 måneder, men dette kan ikke bekreftes på et så tidlig stadium.

Figur 5-11: Fuel Cell System sin mobile fyllestasjon kan lagre og fylle 65 kg hydrogen (Fuel Cell Systems, u.d.)

5.4.2 Sikkerhetsbetraktninger

Ved etablering av fyllestasjon for hydrogen med tilhørende lagertanker er det viktig å sørge for at sikkerheten til naboer er ivaretatt. Under gir vi en innledende veiledning til sikkerhet og hva som er viktig å tenke på ved etablering av stasjonære hydrogenfyllestasjoner. Før fyllestasjonen kan bygges er det krav om gjennomføring av detaljerte, kvantitative risikoanalyser. Sikkerheten rundt mobile fyllestasjoner er ikke vurdert, men bør undersøkes nærmere dersom man velger å gå for en slik løsning.

5.4.2.1 Hensynssoner og risikoakseptkriterier fra DSBs retningslinjer

Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) har en målsetting om å etablere hensynssoner rundt samtlige storulykkevirksomheter, med basis i Seveso-direktivet artikkel 13. En storulykke er definert som en hendelse der det inngår ett eller flere farlige kjemikalier, som oppstår i en storulykkevirksomhet og som får en ukontrollert utvikling som umiddelbart eller senere medfører en alvorlig fare for mennesker, miljø eller materielle verdier (DSB, 2012).

En hydrogenfyllestasjon på Berlevåg med kapasitet på rundt 750 kg eller mindre vil ikke falle inn under kategorien storulykkevirksomhet, og dermed ikke omfattes av Seveso-direktivet og Storulykkeforskriften. Imidlertid kan det likevel være behov for å opprette hensynssoner for slike mindre anlegg. Til støtte for vurdering av hensynssoner for disse kan man benytte veiledende sikkerhetsavstander.

Hydrogenfyllestasjoner omfatter håndtering av brannfarlige, reaksjonsfarlige, trykksatte og eksplosjonsfarlige stoffer. Problemstillinger knyttet til sikkerhet og risikoaksept kan derfor vurderes opp mot kriterier for akseptabel risiko etablert av DSB (DSB, 2012).

Kriterier er definert som *individuell risiko*. Den individuelle risikoen uttrykker i denne sammenheng sannsynlighet for å omkomme for et enkelt individ som eksponeres for en ulykkeshendelse. Risikoen er et uttrykk for sannsynligheten for et uhell *i løpet av et år* multiplisert med sannsynligheten for å omkomme på avstanden. Risikoen er forskjellig om individet befinner seg i friluft, i bil eller i bygning (DSB, 2012).

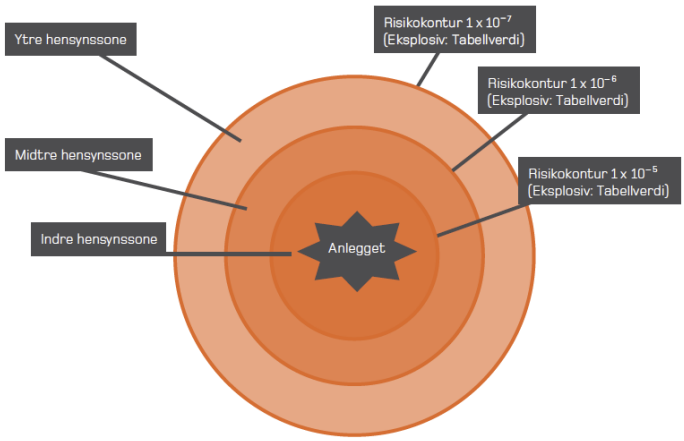
Følgende kriterier vurderes:

- Øvre nivå $1x10^{-5}$ pr. år for individuell risiko for personer som befinner seg utenfor et anlegg som håndterer farlig stoff.
- Nivået for individuell risiko skal ytterligere reduseres til $1x10^{-6}$ per år eller lavere for personer som oppholder seg i ordinære boligområder, og til $1x10^{-7}$ per år eller lavere for særskilt sårbare deler av befolkningen.
- Nedre nivå $1x10^{-8}$ per år for ulykkeshendelser (neglisjerbar risiko for enkeltstående, identifiserte ulykkeshendelser).

Risikokonturer er i denne rapporten benyttet for å uttrykke individuell risiko i områdene rundt anlegg som håndterer farlig stoff. Risikokonturer beregnes ved at man kombinerer mulige ulykkeshendelser med tilhørende sannsynlighet for å omkomme. Risikokonturene viser således den geografiske distribusjon av individuell risiko, ve d å vise den forventede frekvens til hendelser som er i stand til å forårsake fatalitet (død) på et gitt sted, uavhengig av om det faktisk befinner seg personer på det aktuelle stedet (DSB, 2012).

Risikokonturer for de tre nivåene for årlig individuell risiko må etableres for hydrogenfyllestasjoner:

- $1x10^{-7}$ (ytre sone)
- $1x10^{-6}$ (midtre sone)
- $1x10^{-5}$ (indre sone).



Figur 5-12: Oversikt over de ulike hensynssonene, etablert av DSB, for anlegg som håndterer brannfarlige, reaksjonsfarlige, trykksatte og eksplosjonsfarlige stoffer (DSB, 2012).

Indre, midtre og ytre sone refererer til DSBs soner med oversikt over hvilke tiltak eller type aktiviteter og objekter som er tillatt innenfor de forskjellige sonene, (DSB, 2013). Tabell 5-3 viser en oversikt over det.

Ifølge DSB vurderes risikoaksept med utgangspunkt i prinsippet om at tilleggsrisiko som befolkningen utsettes for ved bygging/drift av en virksomhet/anlegg ikke skal være vesentlig sammenlignet med den generelle daglige risikoen knyttet til hverdagslivet («Minimum Endogenious Mortality»-prinsippet) (DSB, 2012).

Tabell 5-3: DSBs utstrekning og bestemmelser for etablering av hensynssoner for anlegg som håndterer brannfarlige, reaksjonsfarlige, trykksatte og eksplosjonsfarlige stoffer (DSB, 2012)

Hensynssone	Hensynssonene for Farlig stoff-anlegg går ut:	Hensynssonene for Eksplosivanlegg går ut:	Bestemmelser for hensyns-sonene (objekter og aktiviteter akseptert i sonen)
Indre sone	Til risikokontur 10^{-5}	Til sikkerhetsavstand etter tabellverdier	Dette er i utgangspunktet virksomhetens eget område. I tillegg kan for eksempel LNF-område inngå i indre sone. Kun kortvarig forbipassering for tredjeperson (turveier etc.).
Midtre sone	Til risikokontur 10^{-6}	Til sikkerhetsavstand etter tabellverdier	Offentlig vei, jernbane, kai og lignende. Faste arbeidsplasser innen industri- og kontorvirksomhet kan også ligge her. I denne sonen skal det ikke være overnatting eller boliger. Spredt boligbebyggelse kan aksepteres i enkelte tilfeller.
Ytre sone	Til risikokontur 10^{-7}	Til sikkerhetsavstand etter tabellverdier	Områder regulert for boligformål og annen bruk av den allmenne befolkningen kan inngå i ytre sone, herunder butikker og mindre overnattingssteder.
Utenfor ytre sone	Ingen hensynssone utenfor ytre sone	Ingen hensynssone utenfor ytre sone	Skoler, barnehager, sykehjem, sykehus og lignende institusjoner, kjøpesenter, hoteller eller store publikumsarenaer må plasseres utenfor ytre sone.

5.4.2.2 Sikkerhetsavstander

Lekkasje fra utstyr på hydrogenanlegget kan føre til eksplosjon i områder der utstyret står tett inntil hverandre. Det er derfor viktig å sørge for tilstrekkelige sikkerhetsavstander fra hydrogenanlegget til naboer. Dette gjøres ved hjelp av detaljerte, kvantitative risikoanalyser og vurderinger for hvert enkelt anlegg som skal etableres. Eksempler fra andre hydrogenanlegg kan likevel gi noe generell innsikt i sikkerhetsavstander. For eksempel vil det måtte beregnes følgende sikkerhetsavstander for et hydrogenanlegg med hydrogenproduksjon på stedet og lagring av rundt 200 kg hydrogen (DNV GL, 2019):

- Indre sone: cirka 60 m fra anlegget
- Midtre sone: cirka 80 m fra anlegget
- Ytre sone: cirka 100 m fra anlegget

Disse avstandene er kun ment som illustrative eksempler for å gi en idé om egnede lokasjoner for fyllestasjonen. Fyllestasjonen på Berlevåg er antatt større i kapasitet, men vil derimot ikke ha produksjon tilknyttet ved stasjonen, og sikkerhetsavstandene vil derfor kunne variere.

5.4.2.3 Viktige sikkerhetsaspekter

Følgende sikkerhetsaspekter er viktige å inkludere i design- og planleggingsfasen av en hydrogenfyllestasjon.

- **Lagring av hydrogengass ved høytrykk:** Lagring av komprimert hydrogen skal følge DSB sine retningslinjer. Mengden som lagres påvirker varigheten på, og følgelig konsekvensene av, lekkasjer. Isolasjonsventiler bør være plassert på strategiske punkter, og lagringsløsningene bør være tilpasset lagring av komprimert hydrogengass. For eksempel bør det vurderes å bruke SWAP-kontainere for både fylling og frakt av hydrogen til fyllestasjonen.
- **Deteksjonssystemet og isolering:** Deteksjons- og isolasjonssystemene skal utformes slik at man sikrer rask deteksjon av gass og isolering av berørte områder. En rask respons ved gasslekkasjer er første steg i å redusere varigheten, og dermed konsekvensen, av en lekkasje. Funksjonen og påliteligheten til deteksjons- og isolasjonssystemene bør vurderes grundig, og isolasjonssystemene bør som et minimum ha «Safety Integrity Level» (SIL) 2.
- **Lekkasjefrekvenser:** Alt utstyr skal være konstruert for å kunne håndtere hydrogen. Om nødvendig skal utstyr, som for eksempel kompressorer, plasseres i kontainere. Kontaineren skal være utformet slik at eksplosjonsfaren reduseres til et minimum. Bruk av kontainere vil også øke sannsynligheten for å oppdage gasslekkasjer, og for en rask aktivering av isolasjonssystemet.
- **Sikkerhetsavstander:** Fyllestasjonen skal være plassert slik at den oppfyller alle kravene til sikkerhetsavstander fra DSB, som beskrevet over. En detaljert, kvantitativ risikoanalyse skal gjennomføres på grunnlag av den spesifikke utformingen til fyllestasjonen i hvert enkelt tilfelle. Hensynssonene skal defineres deretter.

5.5 Oppsummering: Energibehov og behov for infrastruktur

For å betjene ruten Berlevåg – Varangerbotn med en hydrogendrevet minibuss i et verst tenkelig scenario, med kalde temperaturer og kolonnekjøring over fjellet, må bussen kunne fylle hydrogen i begge ender. Dette skyldes hovedsakelig et høyt energibehov til oppvarming. Etablering av to stasjonære fyllestasjoner vil kreve høye investerings- og driftskostnader, i tillegg til at sikkerheten må ivaretas. To mobile fyllestasjon vil ha lavere investeringskostnader, men krever kostnad til sjåfør og drivstoff når hydrogen skal fraktes fra Berlevåg til Varangerbotn hver uke. Ruten kan ikke betjenes av en batterielektrisk minibuss som bruker strøm til oppvarming i et «worst-case»-scenario, selv med ladestasjoner i begge ender.

Et annet alternativ vil være en hybridløsning. En hybridløsning kan enten være hydrogenelektrisk framdrift med HVO-tilleggsvarmer, batterielektrisk framdrift med HVO-tilleggsvarmer, eller hydrogenelektrisk framdrift med batterielektrisk oppvarming. Sistnevnte hybridløsning utnytter fordelen med spillvarme fra brenselcelle og høy virkningsgrad i batteri til ekstra oppvarming, i tillegg til å være tilnærmet nullutslipp. Denne løsningen trenger kun én fyllestasjon, i tillegg til ladestasjoner både i Berlevåg og Varangerbotn. Fyllestasjonen kan enten være stasjonær eller mobil, men bør være lokalisert i Berlevåg for å minimere kostnad til transport og lagring av hydrogen. En mobil fyllestasjon vil ha lavere kapasitet, men også lavere investeringskostnad og kunne kjøre ut til minibussen dersom det skulle behøves.

Vi understreker at resultatene er basert på en rekke forutsetninger som er avgjørende for resultatet, men som er vanskelig å estimere da det foreløpig er lite eller ingen studier på området. Dette gjelder spesielt andelen av oppvarming som kan dekkes av spillvarme fra brenselcelle og dieselmotor i kalde klima og andre antagelser rundt energitap, samt størrelsen på et hydrogenlager i en hydrogenelektrisk minibuss. Videre er det også viktig å understreke at forutsetningene for energibehov er basert på erfaringstall fra minibussen som betjener ruten i dag, og det kan være faktorer i denne bussen som gjør at det kan være avvik fra andre busser. Det kan også være usikkerheter i erfaringstall som gjør at energiforbruket til dagens buss i virkeligheten er annerledes enn det er tatt utgangspunkt i her. Det er allerede lagt til grunn at en ny minibuss har noe bedre varmegjenvinningsegenskaper enn en eldre buss, og i tillegg kan en ny buss ha andre egenskaper som gjør at energibehovet blir lavere eller høyere. Disse faktorene skaper usikkerheter i resultatene fra analysen.

Det bør også gjentas at det ikke nødvendigvis er en sammenheng mellom ekstremt kaldt vær, og dermed høyt behov for oppvarming, og behov for kolonnekjøring. Sannsynligheten for at et slikt «worst-case»-scenario inntreffer er dermed lav, men det må likevel legges til grunn når man dimensjonerer minibussen og tilhørende infrastruktur for å sikre at bussen kan betjene ruten selv i verst tenkelig føre.

6 KOSTNADSBEREGNINGER

Det er flere måter å sammenligne de ulike teknologialternativene på, både med fokus på kostnader og på utslippsreduksjoner. I dette kapittelet presenteres kostnadsberegninger, inkludert kostnad per rutekilometer, nåverdiberegninger og kostnad per tonn CO_2 spart for de ulike teknologialternativene.

6.1 Antagelser og forutsetninger for analysen

6.1.1 Kostnader

6.1.1.1 Drivstoffpriser

Tabell 6-1 viser drivstoffprisene som er benyttet i analysen. Prisene på strøm, diesel og biodiesel (HVO) er hentet fra Klimakur 2030 (Miljødirektoratet, 2020) og viser gjennomsnittlig pris i perioden fra 2021 til 2030. For hydrogen er det antatt to ulike scenarioer; en høy kostnad på 90 NOK/kg, som inkluderes i hovedresultatene, og en lav kostnad på 30 NOK/kg, som inkluderes i sensitivitetsberegningene i kapittel 6.3. Dette er henholdsvis øvre og nedre pris for hydrogen ved grensesnittet mellom TFFK og Varanger Krafthydrogen, oppgitt av Varanger Krafthydrogen. For å sammenligne de ulike teknologiene er kostnadene omregnet til NOK/kWh basert på energiinnhold[21]. Alle kostnadstallene er uten merverdiavgift.

Nettleien utgir en betydelig del av total strømkostnad. Nettleien varierer med nettselskap og områdekonsesjon ved ladestedet, samt med energi- og effektuttak. Nettselskapet med områdekonsesjon i Berlevåg og Varangerbotn er Varanger Kraft Nett. Fordi det her regnes med lave ladeeffekter på opptil 50 kW vil nettariffen gå under «Små anlegg», og kun bestå av et energiledd (NOK/kWh) og et fastledd per ladested. Ved et timesforbruk på over 50 kWh/h vil nettleien bestå av et betydelig effektledd (Varanger Kraft Nett, 2021).

Tabell 6-1: Drivstoffpriser benyttet i beregningene

Energibærer	Enhet	Kostnad	Kostnad omregnet per energienhet (NOK/kWh)	Kostnad per kWh etter virkningsgradstap (NOK/kWh)
Strøm	øre/kWh	75,32	0,75	0,75[23]
Kraftpris eks skatter og avgifter	*øre/kWh*	*39,63*		
Forbruksavgift	*øre/kWh*	*16,69*		
Nettleie energiledd	*øre/kWh*	*19,00*		
Nettleie fastledd per ladested[22]	NOK/år	6900		
Hydrogen, komprimert, høy	NOK/kg	90	2,70	6,00
Hydrogen, komprimert, lav (til sensitivitetsanalyse)	NOK/kg	30	0,90	2.00
Autodiesel inkl. veibruksavgift	NOK/liter	11,85	1,18	3,93
Autodiesel inkl. veibruksavgift (økt CO_2-avgift, til sensitivitetsanalyse)	NOK/liter	14,23	1,41	4,72

[21] Verdier fra Klimakur.
[22] Fastleddet kommer i tillegg til samlet strømkostnad per kWh her
[23] 90% virkningsgrad og 10% regenerativ bremsing

Biodiesel (HVO) til oppvarming inkl. veibruksavgift	NOK/liter	14,93	1,56	1,95[24]

Kostnaden for strøm til oppvarming før avreise ved parkering i Berlevåg er ikke tatt med i beregningene, da denne vil være den samme for alle teknologiene.

Kostnad for diesel innebærer en CO_2-avgift, som i 2021 er på 591 kroner per tonn[25]. I Klimakur er det valgt å legge til grunn dagens avgifter gjennom hele perioden. I Granavolden-plattformen til regjeringen er CO_2-avgiften forutsatt å skulle økes med 5% årlig utover prisjustering. I regjeringens nye klimaplan er det foreslått en skjerping av CO_2-avgiften til 2000 NOK/tonn CO_2 i 2030, noe som tilsvarer en årlig økning på 13%. Dette vil øke kostnaden til referansescenarioet med dieseldrift, noe som vil inngå i sensitivitetsanalysen i kapittel 6.3.

6.1.1.2 Bussmateriell

Tabell 6-2 viser hva som er antatt av kostnader for ulike minibussalternativer. Det er her lagt til grunn at en 8-seters minibuss på diesel koster 0,7 MNOK eks. mva. (Mercedes-Benz, 2021), og at tilsvarende elektrisk modell koster 1 MNOK eks. mva. (Mercedes-Benz, 2021). Videre er det antatt at en hydrogenbuss koster 3,5 ganger mer enn en dieselbuss, basert på erfaringstall for 12-meters hydrogenbusser. Dette estimatet er naturligvis svært usikkert, da det ikke finnes hydrogendrevne minibusser på markedet i dag. Det bør påpekes at hydrogendrevne busser er en teknologi i utviklingsfase, og flere leverandører hevder å kunne levere hydrogenbusser som er billigere enn batteribusser i løpet av de neste årene (H2Bus, 2020).

Vedlikeholdskostnader per kilometer for dieselbussen er basert på informasjon fra TFFK om samlede servicekostnader de siste tre årene for bussen som betjener ruten i dag. De totale vedlikeholdskostnadene for en batterielektrisk buss er forventet å være noe lavere enn en dieselbuss, mens for en hydrogenbuss er de forventet å være noe høyere.

Hybridløsningen med 50/50 batteri- og hydrogenelektrisk framdrift er antatt å koste gjennomsnittet av en batterielektrisk buss og en hydrogenbuss, mens hybridløsningen med 100% hydrogen til framdrift og batteri til oppvarming er antatt å koste det samme som en hydrogenbuss. Dette er, igjen, naturligvis svært usikre estimater da slike løsninger foreløpig ikke finnes på markedet.

Tabell 6-2: Investeringskostnader og vedlikeholdskostnader for minibusser per teknologi

Type buss	Kostnad per buss (MNOK)	Vedlikeholdskostnad (NOK/km)
Minibuss diesel	0,7	0,4
Minibuss elektrisk	1,0	0,3
Minibuss hydrogen	2,5	0,5
Minibuss 50/50 el og hydrogen	1,7	0,4

6.1.1.3 Infrastruktur

Tabell 6-3 presenterer enhetskostnader for ladeplugg og hydrogenfyllestasjon, antall enheter av hver, samt vedlikeholdskostnader for de tre ulike teknologialternativene. Det er her antatt at det etableres en stasjonær fyllestasjon,

[24] Ved 80% virkningsgrad for tilleggsbrenner til oppvarming (mye høyere enn i en motor)

[25] https://www.regjeringen.no/no/statsbudsjett/2021/statsbudsjettet-2021-skatter-og-avgifter/statsbudsjettet-2021-endringer-i-klimaavgiftene/id2767839/

med tilhørende kostnader som beskrevet i kapittel 5.4. Kostnaden for en ladeplugg er basert på erfaringstall og innspill fra leverandører. Til sammenligning benyttes det i Klimakur 2030 en kostnad på 250 000 NOK for en depotlader på 50 kW, inkludert grunnarbeid og installasjon (Miljødirektoratet, 2020). For en enkeltstående lader som ikke er plassert på et bussdepot er det rimelig å anta noe høyere enhetskostnad. En ladestasjon med høyere effekt vil ha en betydelig høyere kostnad.

På grunn av svært høye investeringskostnader for den stasjonære fyllestasjonen, vil det være viktig å se på hvordan kostnadene kan reduseres. Her kan man enten gå for en mobil fyllestasjon, eller anta at stasjonen kan benyttes til flere formål slik at flere aktører deler på kostnadene. Dersom dette prosjektet kun skulle betalt en andel av den stasjonære fyllestasjonen som tilsvarer faktisk hydrogenbehov, her 7 – 15 kg per døgn avhengig av teknologialternativ, ville investeringskostnaden vært på ca. 0,5 MNOK – i samme størrelsesorden som en ladeplugg. Mulighet for lavere kostnad for fyllestasjonen studeres nærmere i sensitivitetsanalysen i kapittel 6.3.

Tabell 6-3: Investeringskostnader for infrastruktur

Type	Enhetskostnad (MNOK)	Vedlikeholds-kostnad	Antall ved elektrifisering	Antall ved hydrogen	Antall ved hybrid el og H2
Ladeplugg 50 kW (inkl. nettilknytning)	0,35	3500 NOK/år[26]	2	0	2
Hydrogenfyllestasjon, ny	35	17 NOK/kg	0	1	1
Komponenter fyllestasjon	*11,5*				
Installasjon	*10,9*				
Lagringstanker til distribusjon	*12,7*				
Hydrogenfyllestasjon, brukt	10				

Enova har en støtteordning som kan dekke inntil 40 % av investeringskostnadene ved etablering av ladeinfrastruktur til batterielektriske løsninger, gjennom programmet «Infrastruktur kommunale og fylkeskommunale transporttjenester». Enova har tidligere gjennom konkurranser tilbudt investeringsstøtte til etablering av offentlig tilgjengelige hydrogenstasjoner til transportformål. Det er ikke avklart når en eventuell ny utlysning på dette støttetilbudet kommer (Enova, 2021). Resultatet av en slik støtteordning studeres nærmere i sensitivitetsanalysen i kapittel 6.3.

6.1.2 Utslippsfaktorer

I det nasjonale utslippsregnskapet tillegges bruk av strøm, hydrogen og biodrivstoff null CO_2-utslipp, med bakgrunn i at det ikke er direkte CO_2-utslipp ved bruk av disse. Et alternativ til å bruke faktorer fra nasjonalt utslippsregnskap, er å bruke faktorer som også hensyntar indirekte utslipp. Dette kan for eksempel være utslipp relatert til produksjon av strøm. Tabell 6-4 viser en oversikt over utslippsfaktorer for ulike energibærere basert på ulike kilder, og hvilke vi har valgt å benytte i denne analysen. Utslipp fra hydrogen er beregnet basert på utslippsfaktoren for strøm og antatt virkningsgrad på elektrolyse og kompresjon av hydrogen.

[26] 1% av CAPEX.

Tabell 6-4: Oversikt over ulike CO_2-faktorer

Energibærer	Nasjonalt utslippsregnskap[27]	Statens vegvesen, miljøbudsjett ved utlysning av fergekontrakter[28]	NVE	Benyttet i denne rapporten	Enhet
Strøm	0	75	17	17	g CO_2/kWh energibærer
Hydrogen	0	-	-	0,96	tonn CO_2/tonn drivstoff
Biodiesel (HVO)	0	1,74	-	1,74	tonn CO_2/tonn drivstoff
Autodiesel	3,17	-	-	3,17	tonn CO_2/tonn drivstoff

Energiinnhold per tonn drivstoff og variasjoner i virkningsgrad for motor, batteri og brenselcelle, gjør at det er stor forskjell på hva utslippsfaktorene i tabellen over blir omregnet til i utslipp per energienhet til fremdrift. Gitt forutsetningene i denne analysen, vil utslipp er energi til fremdrift være 892 gCO_2/kWh for en dieselbuss, 65 gCO_2/kWh for en hydrogenelektrisk buss, og 19 gCO_2/kWh for en batterielektrisk buss.

6.1.3 Årlig energibehov

I og med at de ulike alternativene har svært forskjellige energikostnader og utslippsfaktorer, er hva som legges til grunn som årlig energibehov avgjørende for lønnsomhet og utslippsberegninger. I beregningen av årlig energibehov er kun årlige rutekilometere tatt med, det vil si at eventuell ekstrakjøring – slik som varianten hvor bussen kjører en ekstra tur tilbake til Berlevåg utenom rutetabellen – ikke er tatt med i beregningene. Ved høyere antall årlig kjørte kilometere vil besparelser i årlige CO_2-utslipp og eventuelle besparelser i årlige driftskostnader ved ny teknologi øke. Dette vil også føre til lavere investeringskostnad per kjørte kilometer.

Som forklart i kapittel 5.2 er det antatt at energibehovet for «sommer» gjelder for to måneder av året, mens energibehov for «vinter» gjelder for de resterende ti månedene. Det er videre antatt at det i løpet av et år er behov for ti turer med kolonnekjøring én vei, og at tilfeller med stengt vei totalt sett ikke fører til høyere årlig antall kjørte kilometere og timer.

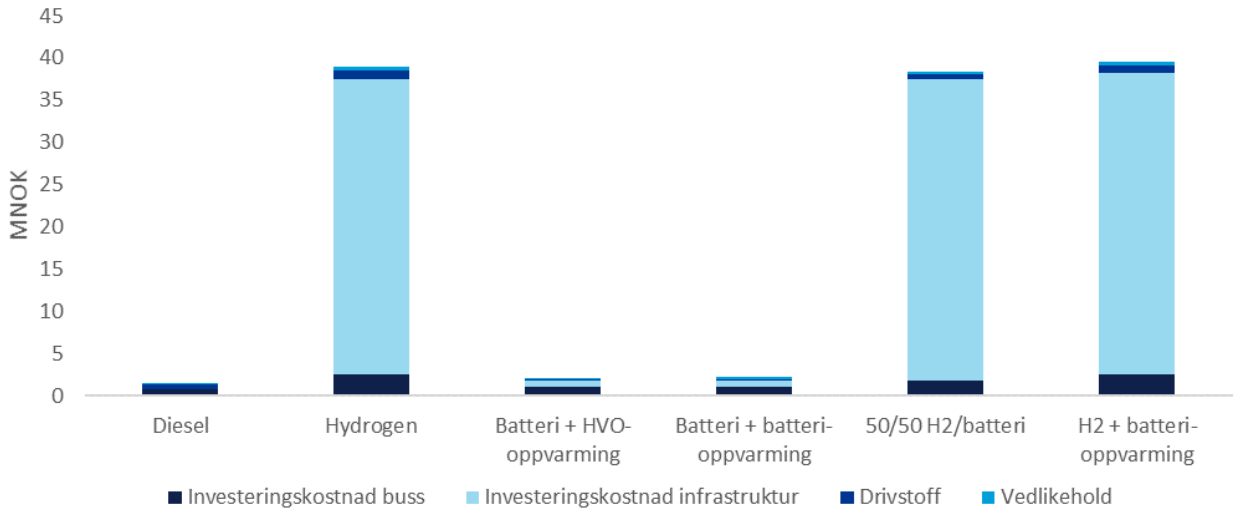
6.2 Resultater: Kostnader, lønnsomhet og klimaresultat

Figur 6-1 viser nåverdi av totale kostnader, gitt en diskonteringsrente på 6% og en prosjektperiode på ti år for de ulike teknologialternativene. Dette inkluderer investeringskostnader, energikostnader og vedlikeholdskostnader, men ikke andre kostnader som for eksempel bussjåfør. Forutsetningene for energikostnader er hentet fra Tabell 6-1, med en «høy» hydrogenpris på 90 NOK/kg. Resultatet viser at alternativene som innebærer hydrogen skiller seg klart ut fra de

[27] Faktorene er hentet fra Tabell 2 i Vedlegg II *Veileder* i rapporten *Klimakur 2030* (Miljødirektoratet, 2020)

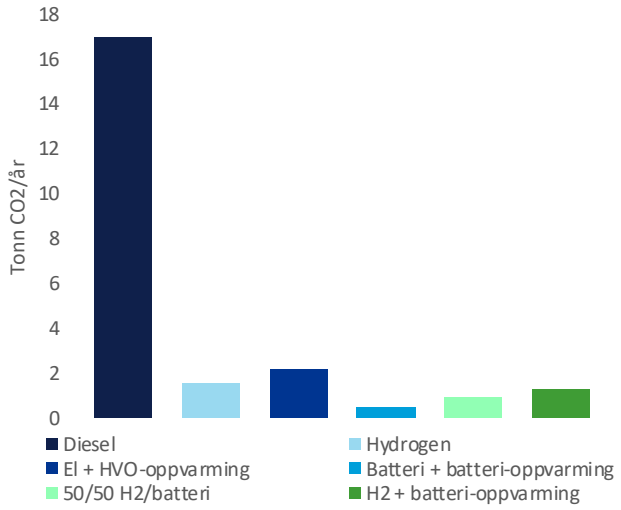
[28] Utslippsfaktorene som de seneste årene er brukt av Statens vegvesen og en rekke fylkeskommuner ved utlysning av nye fergekontrakter med miljøkrav. Disse faktorene ble etablert under arbeidet med utviklingskontrakten for riksvegsambandet Lavik-Oppedal i 2011, gjennom anbefalinger fra en ekspertgruppe (Statens vegvesen, 2011).

andre, hovedsakelig på grunn av de høye kostnadene knyttet til fyllestasjonen. For referansescenarioet med dieseldrift er nye dieselbusser eneste investeringskostnad.

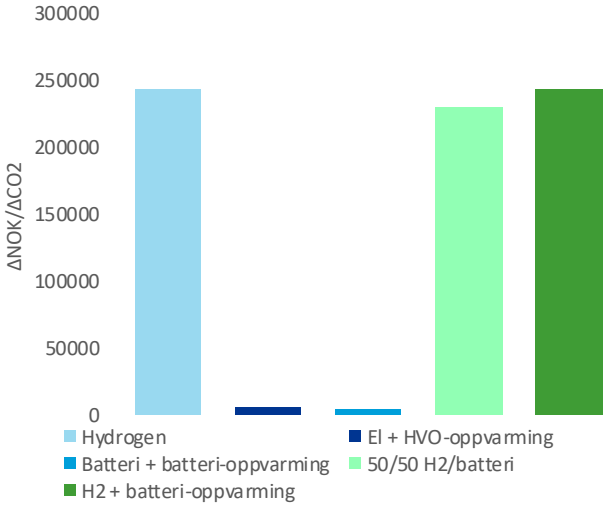


Figur 6-1: Nåverdi av totale kostnader (MNOK) for de ulike teknologialternativene

Figur 6-3 viser årlige CO_2-utslipp for de ulike teknologialternativene, gitt forutsetningene presentert i kapittel 6.1.1. Kombinert med netto nåverdi gir dette tiltakskostnad, se Figur 6-2. Tiltakskostnad er merkostnad per tonn CO_2 spart gjennom prosjektperioden i forhold til referansescenarioet (diesel), og er en nyttig parameter for å sammenligne de ulike alternativene. I tillegg til å være avhengig av drivstoff- og investeringskostnader, er denne parameteren også avhengig av hvilken utslippsfaktor man legger til grunn. Dersom strøm regnes som nullutslipp vil tonn CO_2 redusert per år være enda høyere, og tiltakskostnaden noe lavere. Alternativet med lavest tiltakskostnad er 100% batterielektrisk, med en kostnad på 4500 NOK/tonn CO_2 spart, mens alternativet med høyest tiltakskostnad er 100% hydrogen, på 244 000 NOK/tonn CO_2 spart. Det er tydelig at den høye kostnaden for hydrogenfyllestasjonen er dominerende.



Figur 6-3: Årlige CO_2-utslipp per teknologialternativ



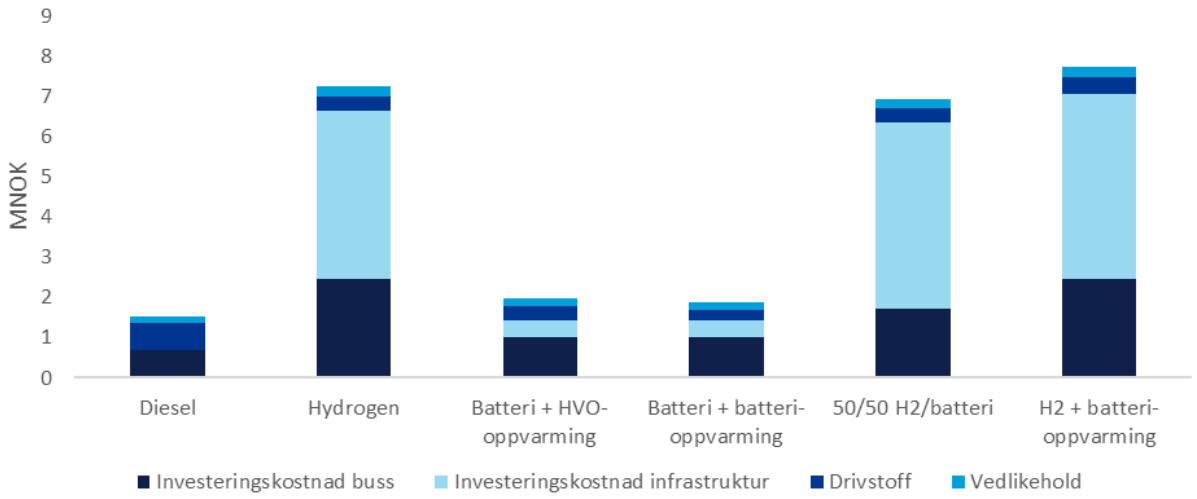
Figur 6-2: Tiltakskostnad for de ulike teknologialternativene

6.3 Sensitivitet

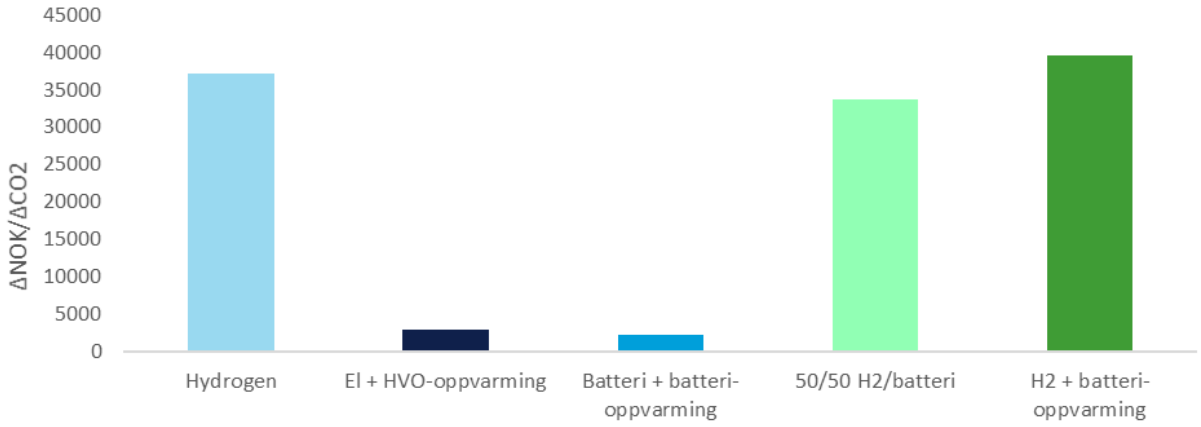
I dette kapittelet presenteres kostnadsresultater gitt forutsetninger som er mer fordelaktige for de alternative teknologiene. Følgende endringer i forutsetningene legges til grunn i sensitivitetsanalysene:

- Etablering av en mobil fyllestasjon, noe som reduserer kostnad på hydrogenfyllestasjon fra 35 MNOK til 7 MNOK.
- Lav hydrogenkostnad på 30 NOK/kg.
- 40% Enova-støtte til infrastruktur. Dette gjelder både for ladeinfrastruktur og for hydrogenfyllestasjon.
- Økt CO_2-avgift, som øker kostnadene til basis-scenarioet (diesel). Ved en økning i CO_2-avgiften til 2000 NOK/tonn i 2030, øker gjennomsnittskostnaden for diesel fra 11,85 til 14,23 NOK/liter i perioden 2021 til 2030.

Figur 6-4 og Figur 6-5 viser henholdsvis nåverdi av kostnadene og tiltakskostnad gitt endringer som er mer fordelaktige for alternative teknologier, er det ikke like store forskjeller mellom hydrogenalternativene og de andre sammenlignet med resultatene presentert i kapittel 6.2. Kostnaden for hydrogeninfrastruktur er likevel fortsatt betydelig høyere.



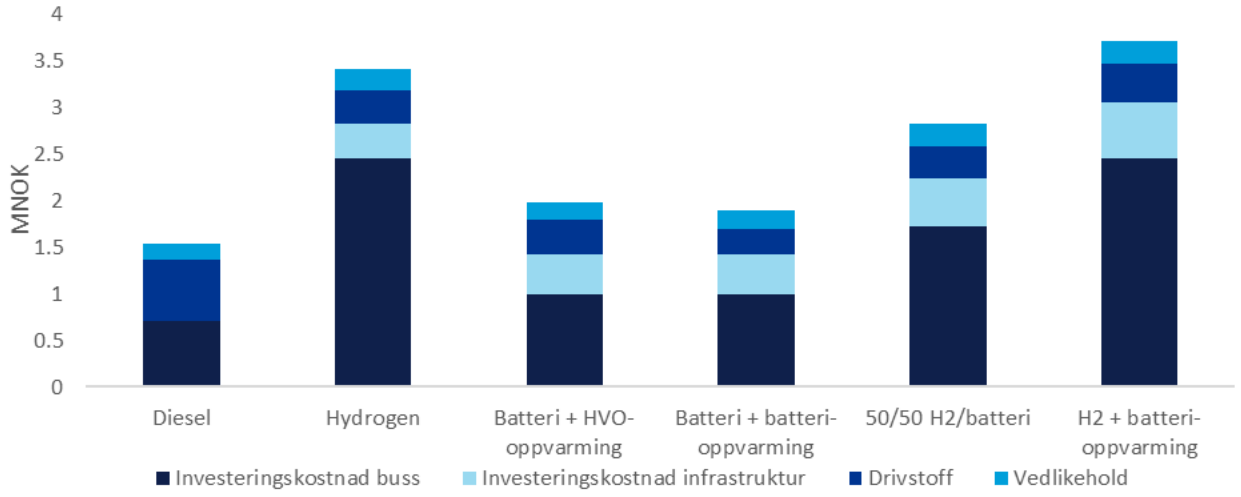
Figur 6-4: Nåverdi av kostnader (MNOK) gitt forutsetninger som er mer fordelaktige for alternative teknologier



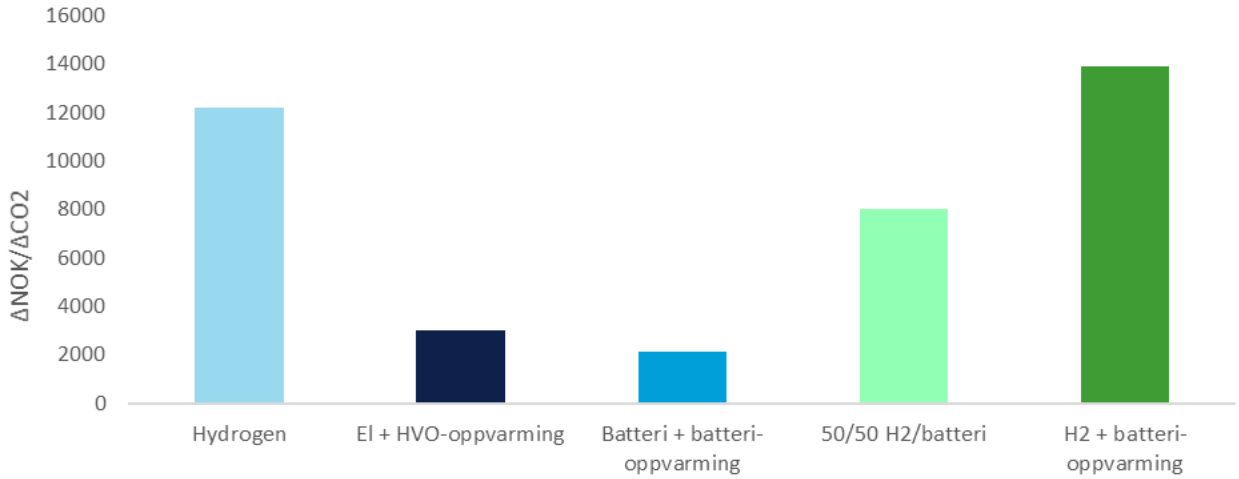
Figur 6-5: Tiltakskostnad (merkostnad per tonn CO_2 redusert sammenlignet med dieseldrift) gitt forutsetninger som er mer fordelaktige for alternative teknologier

6.3.1 Flere aktører betaler for hydrogenfyllestasjonen

Dersom TFFK kan dele kostnaden for hydrogenfyllestasjonen med andre aktører, kan kostnadene reduseres ytterligere. Figur 6-6 og Figur 6-7 viser henholdsvis nåverdi av kostnadene og tiltakskostnad dersom TFFK kun betaler en andel av total investeringskostnad for en stasjonær fyllestasjon til 35 MNOK. Denne andelen antas å være lik andelen av kapasiteten til fyllestasjonen som minibussen bruker i et verst tenkelig scenario – rundt 15 kg per døgn – noe som reduserer investeringskostnaden til 0,5 MNOK. De andre forutsetningene for sensitivitetsanalysene er uendret. Resultatene viser at hydrogenalternativet ikke lenger er vesentlig dyrere enn de andre alternativene med denne endringen, og nåverdiene ligger mellom 1,5 og 4 MNOK.



Figur 6-6: Nåverdi av kostnader gitt forutsetninger som er mer fordelaktige for alternative teknologier og delte kostnader for fyllestasjon.

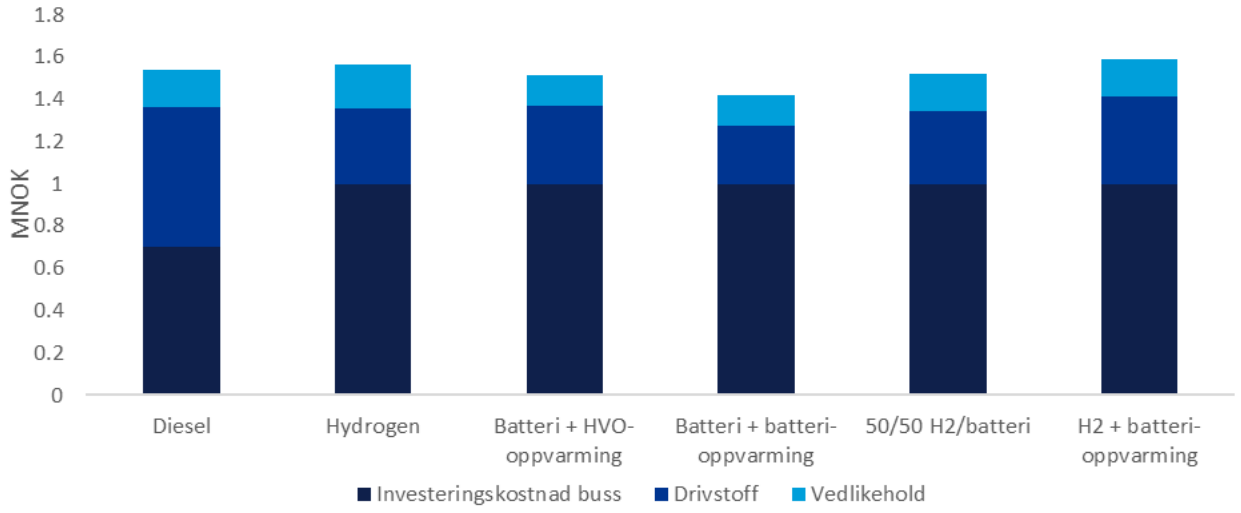


Figur 6-7: Tiltakskostnad (merkostnad per tonn CO_2 redusert sammenlignet med dieseldrift) gitt forutsetninger som er mer fordelaktige for alternative teknologier og delte kostnader for fyllestasjon.

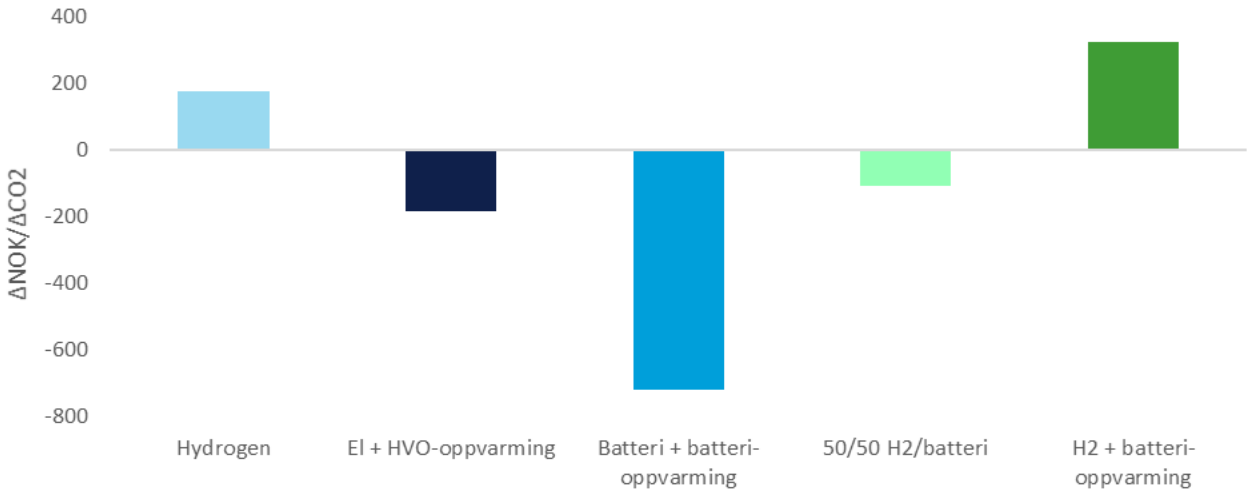
6.3.2 Kostnadene for hydrogendrevet minibuss reduseres, og kostnadene for infrastruktur tas ut

Figur 6-8 og Figur 6-9 viser et scenario der en hydrogenbuss koster det samme som en batterielektrisk buss. Dette er tatt med da det er stor usikkerhet knyttet til kostnadene for en hydrogendrevet minibuss, og flere leverandører hevder å kunne levere hydrogenbusser som er billigere enn batteribusser i løpet av de neste årene (H2Bus, 2020). Her har vi også valgt å fjerne kostnader knyttet til infrastruktur. Det antas dermed at infrastrukturen vil være tilgjengelig for alle, slik man antar for dieselbusser. De andre forutsetningene for sensitivitetsanalysene er uendret.

Som Figur 6-8 viser, vil hydrogenalternativene nå være på samme kostnadsnivå som de andre teknologiene. Ettersom kostnad knyttet til infrastruktur er tatt ut, vil en batterielektrisk minibuss, samt alternativet med 50/50 el og hydrogen, ha lavere nåverdi av kostnader enn en dieselbuss på grunn lavere driftskostnader. Dette gir negativ tiltakskostnad, vist i Figur 6-9. Som nevnt tidligere vil tiltakskostnad for alle teknologiene forbedres dersom bussen kjører flere kilometere enn det som er lagt til grunn i denne analysen.



Figur 6-8: Nåverdi av kostnader gitt forutsetninger som er mer fordelaktige for alternative teknologier, uten infrastrukturkostnader og lavere kostnad for hydrogenbuss.



Figur 6-9: Tiltakskostnad (merkostnad per tonn CO_2 redusert sammenlignet med dieseldrift) uten infrastruktur gitt forutsetninger som er mer fordelaktige for alternative teknologier

7 TIDSHORISONT

Tidshorisonten for når et eventuelt pilotprosjekt kan starte opp, avhenger i hovedsak av to faktorer:

1. Leveransetid på minibussen
2. Installasjon av nødvendig infrastruktur

For en batterielektrisk minibuss vil det ikke være snakk om en lang tidshorisont, da det allerede finnes et par batterielektriske minibusser på markedet. Med ladeinfrastruktur vil det være snakk om å installere to enkeltstående ladestasjoner på maksimalt 50 kW. Dersom en 50 kW løsning velges, kreves noe graving og fundamentering. Det vil med stor sannsynlighet ikke være behov for større oppgraderinger i strømnettet for en slik løsning.

For en hydrogenelektrisk minibuss er tidshorisonten noe mer usikker. Dette er først og fremst knyttet til leveransetid på minibussen, da det foreløpig ikke er noen tilgjengelige minibusser til bestilling.

For skissert løsning på stasjonær hydrogenfyllestasjonen estimerer NEL rundt 10 – 12 måneder leveransetid og installasjon av utstyret, se Figur 7-1. Installasjonsarbeidet kan gjøres av NEL eller delt med kunde og/eller innleid EPC[29]. Lokale tillatelser og grunnarbeid håndteres av kunden med assistanse fra NEL. Det er uvisst hva tidshorisonten på leveranse av en mobil fyllestasjon vil være.

Figur 7-1: Leveranseprosess for hydrogenfyllestasjon (NEL, 2021)

For hydrogenalternativet vil også tidshorisonten for når hydrogen kan leveres fra Varanger Krafthydrogen være en viktig faktor. Etter planene skal imidlertid hydrogenproduksjonen igangsettes allerede til våren 2021.

[29] «Engineering, procurement and construction" kontrakt.

8 KONKLUSJON

I denne rapporten har muligheten for å kjøre en testpilot på en hydrogendrevet minibuss på ruten Berlevåg – Varangerbotn blitt utredet. I tillegg til å se på hydrogendrift, har også batterielektrisk drift blitt vurdert.

Hvilke nullutslippsteknologier som egner seg til å betjene ruten avhenger av en rekke forutsetninger, blant annet energibehov til framdrift og oppvarming, oppvarmingsløsninger, og lagringskapasitet på bussen. Hvilke forutsetninger som legges til grunn er avgjørende for resultatet, men også vanskelige å estimere. Dette er spesielt sant for hydrogendrevne minibusser da de ikke finnes på markedet i dag. Det er også begrenset erfaring på både hydrogenelektrisk og batterielektrisk drift i et så kaldt klima, noe som skaper usikkerhet rundt teknisk ytelse og energibehov. I tillegg er forutsetningene for energibehov basert på erfaringstall fra minibussen som betjener ruten i dag, og det kan være faktorer som gjør at forbruket avviker fra tilsvarende busser eller at forbruket i virkeligheten er annerledes enn rapportert. Det er dermed knyttet stor usikkerhet til analysen, som må hensyntas når man vurderer resultatene.

For å sikre at minibussen kan betjene ruten i verst tenkelig føre, har vi definert et såkalt «worst-case»-scenario der minibussen må kjøre i saktegående kolonne over fjellet mellom Berlevåg og Varangerbotn i kaldt vær på vinterstid. Dette fører til et høyt oppvarmingsbehov, men det bør merkes at det ikke nødvendigvis er en sammenheng mellom ekstremt kaldt vær og kolonnekjøring. Sannsynligheten for at et slikt «worst-case»-scenario inntreffer er dermed lav, men det må likevel legges til grunn når man dimensjonerer minibussen og tilhørende infrastruktur.

Resultatene fra utredningen viser at det er oppvarmingsløsningen som er utslagsgivende for hvilken minibuss som kan betjene ruten i et «worst-case»-scenario, gitt forutsetningene for energibehov og lagringskapasitet fra kapittel 5.2. Dersom ruten skal betjenes med en hydrogendrevet minibuss der hydrogen brukes til oppvarming, er man avhengig av en fyllestasjon både i Berlevåg og Varangerbotn. Dette er ekstremt dyrt. Resultatene viser også at ruten ikke kan betjenes av en batterielektrisk minibuss som bruker strøm til oppvarming, selv med ladestasjoner i begge ender.

Et alternativ til ren hydrogen- eller batteridrift, er en hybridløsning. En hybridløsning kan enten være hydrogenelektrisk framdrift med HVO-tilleggsvarmer, batterielektrisk framdrift med HVO-tilleggsvarmer, eller hydrogenelektrisk framdrift med batterielektrisk oppvarming. Sistnevnte utnytter fordelen med spillvarme fra brenselcelle og høy virkningsgrad i batteri til ekstra oppvarming, i tillegg til å være tilnærmet nullutslipp. Denne løsningen trenger kun én fyllestasjon, i tillegg til ladestasjoner både i Berlevåg og Varangerbotn. Fyllestasjonen kan enten være stasjonær eller mobil, men bør være lokalisert i Berlevåg for å minimere kostnad til transport og lagring av hydrogen.

Kostnader og CO_2-utslipp for de ulike teknologialternativene ble presentert i kapittel i 6.2 og sammenlignet med et referansescenario på diesel. Resultatene viser at en batterielektrisk løsning har betydelig lavere kostnader enn løsningene med hydrogendrift, både i form an nåverdi og tiltakskostnad. Dette er spesielt tydelig når man sammenligner investeringskostnader, og da spesielt for infrastruktur: ved så små hydrogenvolumer som minibussen har behov for, blir kostnaden for infrastruktur svært høy per kg hydrogen. Dette gjelder både for stasjonære og mobile fyllestasjoner. Dersom man skal gå for en løsning som innebærer hydrogen vil det derfor være hensiktsmessig om fyllestasjonen også benyttes til andre formål slik at flere aktører kan dele på kostnadene. I tillegg er kostnaden for hydrogen usikker, og foreløpig betydelig høyere per energienhet sammenlignet med diesel og strøm. Dersom man klarer å redusere kostnadene knyttet til infrastruktur, innkjøp av minibuss og kjøp av hydrogen, kan kostnadene for hydrogenalternativet komme på nivå med de andre teknologiene.

For å konkludere er det altså teknisk mulig å drifte ruten Berlevåg – Varangerbotn med en hydrogendrevet minibuss. Dersom minibussen skal være 100% hydrogenelektrisk, må likevel lagringskapasiteten være nærmere 15 kg for å unngå å etablere en ekstra fyllestasjon i Varangerbotn. En annen mulighet er en hybridløsning der energi til oppvarming kommer fra en annen energikilde enn hydrogen i situasjoner der oppvarmingsbehovet er stort. Likevel vil en minibuss drevet med hydrogen være vesentlig dyrere enn andre nullutslippsløsninger med dagens kostnadsnivåer. Man er derfor avhengig av betydelige kostnadsreduksjoner, eller partnerskap og støtteordninger, for at hydrogendrift skal komme ned på noenlunde samme kostnadsnivå som andre nullutslippsløsninger.

9 REFERANSER

Berve, A. (2021, Mars 4). *Hvordan måles rekkevidden på elbiler?* Hentet fra NAF: https://nye.naf.no/elbil/bruke-elbil/hvordan-males-rekkevidden-pa-elbiler/

CTE. (2019). *An Analysis of Association between Changes in Ambient Temperature, Fuel Economy, and Vehicle Range for Battery Electric and Fuel Cell Electric Buses.*

DHL. (2019, Mai 24). *DHL and StreetScooter develop new rlrctric drive vehicle with hydrogen technology*. Hentet fra DHL: https://www.dhl.com/global-en/home/press/press-archive/2019/dhl-and-streetscooter-develop-new-electric-drive-vehicle-with-hydrogen-technology.html

DNV GL. (2019). *Vurdering av risiko ved anlegg for farlig stoff. Vedlegg 6 - Sikkerhetsavstand for fylleanlegg for hydrogen som drivstoff til lette kjøretøy.* DNV GL.

Dolomitech. (u.d.). *Design and products*. Hentet fra Dolomitech Advanced Propulsion: https://www.dolomitech.com/progettazione-e-prodotti/

DSB. (2012). *Sikkerheten rundt anlegg om håndterer brannfarlige, reaksjonsfarlige, trykksatte og eksplosjonsfarlige stoffer. Kriterier for akseptabel risiko.* DSB. Hentet fra https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/rapporter/sikkerheten_rundt_anlegg_som-handterer_brannfarlige_reaksjonsfarlige_trykksatte_eksplosjonsfarlige_stoffer.pdf

Enova. (2021). *Hydrogenstasjoner*. Hentet fra https://www.enova.no/bedrift/landtransport/hydrogeninfrastruktur/

FCH2 JU. (2017). *Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for European Regions and Cities.*

Fuel Cell Systems. (u.d.). *Mobile Hydrogen Refuelling Truck*. Hentet fra Fuel Cell Systems: https://static1.squarespace.com/static/5d948203a5c3b67335745a9d/t/5e46cd620b2b315be7d2b74f/1581698405034/Refuelling+Truck+Summary+2018.pdf

FuelCellWorks. (2020, September 15). *SAIC Motors Reveals the World's First High-End Hydrogen Fuel Cell Vehicle, SAIC MAXUS EUNIC 7*. Hentet fra FuelCellWorks: https://fuelcellsworks.com/news/saic-motors-reveals-the-worlds-first-high-end-hydrogen-fuel-cell-mpv-saic-maxus-euniq-7/

Greensight. (2020). *Infrastruktur for hydrogen på kai - Berlevåg - Vadsø - Kirkenes.*

H2Bus. (2020). *H2Bus Consortium and Wrightbus Join Forces to Transform Public Transit.* Hentet fra https://h2bus.eu/onewebmedia/H2Bus_PR2_150920.pdf

Hampel, C. (2021, Januar 12). *Renault & Plug Power target European market for H2 light commercial vehicles*. Hentet fra Electrive: https://www.electrive.com/2021/01/12/renault-plug-power-power-ahead-with-h2-light-commercial-vehicles/

Hanlin, J. (2016, Juni 7). *Fuel Cell Hybrid Electric Delivery Van Project*. Hentet fra Department of Energy: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review16/tv034_hanlin_2016_o.pdf

Henning, M., Thomas, A. R., & Smyth, A. (2019). *An Analysis of the Association between Changes in Ambient Temperature, Fuel Economy, and Vehicle Range for Battery Electric and Fuel Cell Electric Buses.* Cleveland: Urban Publications.

Hydrogen Mobility Europe. (2021). *Emerging Conclusions.*

Hyundai. (u.d.). *What makes fuel cell electric vehicles safe?* Hentet fra Hyundai Motor Group Tech: https://tech.hyundaimotorgroup.com/article/what-makes-the-fuel-cell-electric-vehicle-safe/

Kane, M. (2016, September 26). *Hyundai Introduces H350 Fuel Cell Concept*. Hentet fra Inside EVs: https://insideevs.com/news/331711/hyundai-introduces-h350-fuel-cell-concept/

Kane, M. (2019, Oktober 23). *Renault Announces Kangoo Z.E./Master Z.E. With Hydrogen REx*. Hentet fra InsideEVs: https://insideevs.com/news/377830/renault-kangoo-master-ze-hydrogen-rex/

Manthey, N. (2018, Juli 2). *Mercedes-Benz Vans presents fuel cell Sprinter concept*. Hentet fra Electrive: https://www.h2-international.com/2018/11/01/fuel-cell-buses-to-arrive-in-2022-at-the-earliest/

Mercedes-Benz. (2021). Hentet fra EQV 300 Charge: https://www.mercedes-benz.no/passengercars/mercedes-benz-cars/models/eqv/leasing-and-offers/pricelist.module.html

Mercedes-Benz. (2021). Hentet fra Kundeprisliste V-klasse personbil: https://www.mercedes-benz.no/passengercars/mercedes-benz-cars/models/v-class/v-class-447/offers-and-services/model-year-update.module.html

Miljødirektoratet. (2020). *Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030.*

NEL. (2021). *Equipment configuration.*

Norsk hydrogenforum. (u.d.). *Ofte stilte spørsmål*. Hentet fra Norsk hydrogenforum: https://www.hydrogen.no/ressurser/ofte-stilte-sporsmal

NOW GmbH. (u.d.). *Factsheet: Hydrogen and Fuel Cell Technology*. Hentet fra NOW GmbH: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/Factsheet-China-FC-EN.pdf

NVE. (2021, Februar 23). *Strømforbruk i Norge har lavt klimagassutslipp*. Hentet fra NVE: https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/stromforbruk-i-norge-har-lavt-klimagassutslipp/

Renault. (2019, Oktober 22). *Site Presse Suisse*. Hentet fra Renault: https://media.renault.ch/fr/10568/article/21166

Safra. (2020). Businova H2. Hentet fra https://www.sustainable-bus.com/news/auxerre-fr-opts-for-safra-hydrogen-buses-a-5-units-contract/

SAIC Motor. (2020, September 13). *SAIC Motor unveils hydrogen strategy plan*. Hentet fra SAIC Motor: https://www.saicmotor.com/english/latest_news/saic_motor/54083.shtml

Statens vegvesen. (2011). *Statens vegvesen, 2011. Drift av riksvegferjesambandet Lavik-Oppedal, utviklingskontrakt for energi- og miljøeffektiv ferje. Del B Grunnlag for utvklingskontrakt, vedlegg Klimagassberegninger.*
Symbio. (u.d.). *HY E-NV 200*. Hentet fra Symbio: https://www.symbio.one/en/nv-200/
Toyota Europe . (2020, Desember 7). *Toyota makes leading-edge fuel cell technology available for commercial partners to accelerate the hydrogen society*. Hentet fra Toyota Europe Newsroom: https://newsroom.toyota.eu/toyota-makes-leading-edge-fuel-cell-technology-available-for-commercial-partners-to-accelerate-the-hydrogen-society/
U.S. Department of Energy. (2017, Mars). *Hydrogen storage fact sheet*. Hentet fra U.S. Department of Energy: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/03/f34/fcto-h2-storage-fact-sheet.pdf
Varanger Kraft Nett. (2021). *Nettleie 2021 overføringspriser*. Hentet fra https://varanger-kraftnett.no/getfile.php/135364-1610008973/Dokumenter/Nett/Nettleie/VK_Nettleie_2021_.pdf
ZERO. (2019, Desember 10). *Utslippsfrie busser – status for 2019*. Hentet fra ZERO: https://zero.no/utslippsfrie-busser-status-for-2019/

DNV

Om DNV

DNV er et internasjonalt selskap innen kvalitetssikring og risikohåndtering. Siden 1864 har vårt formål vært å sikre liv, verdier og miljøet. Vi bistår våre kunder med å forbedre deres virksomhet på en sikker og bærekraftig måte.

Vi leverer klassifisering, sertifisering, teknisk risiko- og pålitelighetsanalyse sammen med programvare, datahåndtering og uavhengig ekspertrådgivning til maritim sektor, til olje- og gass-sektoren, og til energibedrifter. Med 80,000 bedriftskunder på tvers av alle industrisektorer er vi også verdensledende innen sertifisering av ledelsessystemer.

Med høyt utdannede ansatte i 100 land, jobber vi sammen med våre kunder om å gjøre verden sikrere, smartere og grønnere.