



Grønt Skipsfartsprogram

Sluttrapport GSP pilot fase 5 **Nullutslipp hurtiggående ferge**



Forord

Denne rapporten er utarbeidet som del av Grønt Skipsfartsprogram (GSP) pilotarbeid. GSP er et partnerskapsprogram mellom private og offentlige aktører med en visjon om at Norge skal etablere verdens mest effektive og miljøvennlige skipsfart. Programmet skal også være et effektivt virkemiddel for iverksetting av regjeringens strategier og planer.

Piloten «Nullutslipp hurtiggående ferge» har blitt gjennomført av Color Line med støtte fra 11 andre pilotpartnere. Piloten omhandler en mulig konvertering av bil- og passasjerfergen Superspeed 1 for å redusere utslipp av klimagasser. Ombygging av eksisterende tonnasje til lav- og/eller nullutslipp blir et viktig bidrag for å nå Norges og IMOs målsetninger om reduserte utslipp av klimagasser fra skipsfarten. Arbeidet i piloten er derfor ansett som et viktig bidrag i å belyse relevante problemstillinger og utfordringer sett fra skipsreders perspektiv til tross for at de teknologiske løsningene i stor grad er tilgjengelige for ombygging.

Piloten kunne ikke vært gjennomført uten viktige bidrag fra alle partnere og har gitt økt innsikt og kompetanse i tillegg til viktig nettverksbygging.

Forfattere:

Øystein Alnes, DNV
Robin Tomren, Color Line
Peter Tvedt, Color Line
Halvor Rimmereid, Wärtsilä
Toni Stojcevski, Wärtsilä
Jorulf Nergård, ABB
Håkon Bye, ABB
Per Edvin Tande, Fosen Design & Solutions

Publiseringsdato: 23.05.2023

Pilotpartnere



Kontaktpersoner:

Robin Tomren, Vice President Sustainable Port and Tonnage development | Color Line

robin.tomren@colorline.com

Jorulf Nergård, Vice President Business Development | ABB jorulf.nergard@no.abb.com

Halvor Rimmereid, Account Manager | Wärtsilä halvor.rimmereid@wartsila.com

Øystein Alnes, Principal Engineer & Pilot facilitator | DNV oystein.ernes@dnv.no

Innholdsfortegnelse

Forord	ii
Innholdsfortegnelse	1
1 Diskusjon og konklusjon	2
2 Introduksjon	4
2.1 Prosjektplan	4
3 SuperSpeed I	5
3.1 Seilingsrute og liggetid i havn	5
3.2 SuperSpeed 1 – driftsprofil og energibehov	5
4 Rammebetingelser og forutsetninger for pilotarbeidet.....	8
4.1 Rutetid	8
4.2 Prosjektperiode.....	8
4.3 Utslippskrav	8
4.4 Finansparametre	9
5 Prisbaner – drivstoff, strøm og CO ₂ skatt	10
6 Fase 1 – Initiell screening	12
6.1 «FuelPath» input.....	12
6.2 Undersøkte energibærere og designløsninger.....	14
6.3 Fase 1 - resultater.....	14
7 Fase 2 – Konseptutvikling	16
7.1 Metanol-multi fuel (HFO/MDO).....	16
7.1.1 Resultater - analyse med metanol og bio-diesel	22
7.2 Batteri-hybrid	24
7.2.1 Vektvurdering	29
7.2.2 Prosess og observasjoner ved batteridesignet	31
7.2.3 Andre batteridesignalternativer	34
7.2.4 Antakelser rundt batteripakken	35
7.2.5 Kommentarer for batteripakken	35
8 Fase 3 – Innstilling av endelig konsept	36
Vedlegg 1: Fase 1 – FuelPath analyse	42

1 Diskusjon og konklusjon

Bakgrunn og hovedkonklusjoner

Color Lines SuperSpeed 1 har gått i daglig, helårlig rute mellom Kristiansand i Norge og Hirtshals i Danmark siden det var nytt i 2008. Skipet bruker 3 timer og 15 minutter på den 72 nautiske mil lange overfarten, hvilket gir en gjennomsnittsfart på 25 knop. Hastigheten gjør ruten til et attraktivt transportalternativ for både gods og passasjerer, men er energikrevende for et skip på over 200 meter med kapasitet til å frakte 2,400 personer og 750 biler/1,990 lanemeter gods. Pilotstudien har utforsket mulighetsrommet for å gjøre den tidseffektive overfarten fossilfri gjennom bruk av grønne energibærere, både fra et teknologisk og økonomisk perspektiv.

Siden hurtighet er en kommersiell nøkkelfaktor for både passasjer- og godstransporten til SuperSpeed 1, har pilotstudien tatt utgangspunkt i dagens optimaliserte rutetider og seilingshastigheter. Prosjektperioden for studien er 2027-2043, og videre er det lagt til grunn en reduksjon av energiforbruket på 8,5% innen 2027 gjennom implementering ulike pågående og planlagte energibesparende tiltak.

En av pilotstudiens hovedkonklusjoner er at det vil være teknologisk sett mulig å hybridisere SuperSpeed 1 uten større endringer av skipets kapasiteter, blant annet fordi den relativt korte seilingsruten gjør at energitettheten til alternative drivstoff blir mindre kritisk enn for skip som seiler lengre distanser. Videre viser studien at den viktigste barrieren mot slik hybridisering ikke er teknisk, men økonomisk: Enten i form av høye investeringskostnader og/eller høye driftskostnader, gitt det forventede høye nivået på de lange prisbanene på alternative energibærere sammenlignet med konvensjonelle drivstoff. Dette klimaparakset viser at virkemiddelapparatet blir svært viktig for å stimulere konvertering av eksisterende tonnasje som SuperSpeed 1 til fossilfri fremdrift.

Hybridisering gjennom batterier eller metanol mest aktuelt

I pilotstudiens innledende fase ble en rekke alternative energibærere vurdert, herunder LNG (både bio- og e-LNG), ammoniakk, trykksatt hydrogen, metanol (både bio- og e-metanol) og batterihybrid med lading fra land. Sistnevnte ble gjort ved å vurdere tre ulike størrelser på batteripakkene om bord, som dekket fra 20% til 100% av det totale energibehovet under seiling.

Basert på denne screeningen, var det gradvis hybridelektrifisering i henhold til fremtidige utslippskrav og hybridisering gjennom metanol i henhold til fremtidige utslippskrav som samlet sett kom best ut utfra tekniske og økonomiske parametere. Disse to energibærerne ble derfor gjenstand for dybdestudier av konvertering av SuperSpeed 1 til operasjon med reduserte utslipp i henhold til en valgt CII-bane. En naturlig referansestudie til begge de utvalgte teknologiene var SuperSpeed 1, uten tekniske modifikasjoner/endringer og med gradvis innfasing av biodiesel for å etterleve fremtidige utslippskrav.

Totalt sett kom batterihybridisering best ut av disse dybdestudiene, basert på de prognosene for fremtidige priser på elektrisitet og drivstoff som ligger til grunn i pilotstudien. Den viktigste barrieren for konvertering til batterihybrid er den store volatiliteten i energimarkedene og de høye

investeringskostnadene, som gjør at en eventuell beslutning om konvertering vil måtte fattes basert på stor usikkerhet om teknologiens økonomiske bærekraft i et 2027-2043-perspektiv.

Både grønn metanol og referansestudien har lave investeringskostnader sammenlignet med konvertering til batterihybrid, noe som taler i disse alternativenes fordel fordi det reduserer risikoen forbundet med å foreta store investeringer med stort økonomisk utfallsrom. Samtidig vil levetidskostnadene på energi for både metanolhybridisering og referansestudien være nesten 50% høyere enn for batterihybridisering, basert på vanlige bedriftsøkonomiske beregninger. Gitt denne signifikante forskjellen, konkluderer derfor studien med at batterihybridisering er en aktuell teknologi selv med den store usikkerheten knyttet til den fremtidige utviklingen i energimarkedene.

Virkemiddelapparatet blir avgjørende for det grønne maritime skiftet

Resultatene fra pilotstudien viser at det offentlige virkemiddelapparatet vil spille en avgjørende rolle i konvertering av eksisterende tonnasje til lav- og nullutslippsdrift. For batteri-hybridisering finner studien at investeringskostnadene kan bli prohibitivt høye gitt den store usikkerheten som er knyttet til fremtidige kraftpriser, mens de langsiktige prisprognoser viser at hybridisering gjennom grønn metanol vil være et lite konkurransedyktig alternativ.

Gjennom virkemiddelapparatet kan myndighetene bidra til å akselerere det grønne maritime skiftet i den kritiske overgangsfasen til nullutslippssamfunnet, både gjennom å redusere usikkerheten i investeringsfasen og styrke konkurranseevnen til alternative energibærere i driftsfasen gjennom såkalte differansekontrakter – slik studien viser for henholdsvis batterihybridisering og metanol-hybridisering. Uten en slik felles innsats for felles mål vil de enkeltstående rederiene møte prohibitive økonomiske hindre på veien mot fossilfri fremdrift – selv når det er teknologisk mulig å konvertere eksisterende tonnasje.

Med de ambisiøse klimamålene til Norge, EU og Den internasjonale sjøfartsorganisasjonen (IMO) frem mot 2050 blir effektive virkemidler for konvertering av eksisterende flåte avgjørende for å nå målsetningene. Mange av dagens virkemidler favoriserer nybygg framfor konvertering av eksisterende skip. Imidlertid vil det være ressursbesparende fra et globalt klimaperspektiv så vel som økonomisk å øke levetiden til dagens tonnasje gjennom å redusere fotavtrykket, framfor å incentivere en massiv flåtefornyelse. Dette klimaparadokset fremkommer også klart i pilotstudien, som viser at det først og fremst er økonomien og ikke teknologien som i dag utgjør den største barrieren for å konvertere SuperSpeed 1 til fossilfri drift.

2 Introduksjon

Color Line ble opprettet i 1990, og er i dag en ledende europeisk aktør innenfor cruise og transport med om lag 2 400 ansatte. Selskapet er det eneste norske rederiet i internasjonal passasjer- og godstrafikk til og fra Norge med alle skip i norsk register, norsk eierskap og hovedkontor, og hovedsakelig norske sjøfolk. Color Line bygget 4 skip rundt 2008 med tilnærmet lik konfigurasjon. Alle disse skipene trafikkerer fortsatt på de samme rutene som de er bygget spesielt til. Skipene tilfredsstiller dagens miljøkrav, men noen av dem trenger å gjøre tiltak for å møte de kommende kravene knyttet til utslipp av klimagasser.

Ett av disse skipene er SuperSpeed 1 som trafikkerer ruten mellom Kristiansand og Hirtshals med fire daglige overfarter. På sikt er Color Lines visjon å operere denne seilasen utslippsfritt, men som et steg på veien dit ser man nå på en mulig konvertering av eksisterende skip for betydelig reduksjon av utslipp av klimagasser. Dette er også bakgrunnen for pilotprosjektet.

Målsetningen med piloten har vært å:

- 1) gjøre en screening av aktuelle teknologier for å operere SuperSpeed1 i henhold til en definert bane for tillatte utslipp (CII). Den langsiktige målsetningen er å operere denne overfarten helt utslippsfritt.
- 2) Beskrive en tenkt løsning (skipskonsept) basert på den eller de mest lovende teknologiene
- 3) Beskrive en stegvis plan for implementering (om funnet relevant)

2.1 Prosjektplan



Figur 1 Overordnet prosjektplan

3 SuperSpeed I

IMO no.: 9374519
Byggeår: 2008
Skipsmål: L:211,3 m / B:30,6 m / Dypgang: 6,7 m
GT: 36822
Maskineri: 4x9600 kW hovedmotor / 4x3000 kW hjelpemotor / 2 x 5,25 m (dia) CP propell

RoPax fergen SuperSpeed 1 ble bygget på Aker Yards Oy, Rauma Finland i 2008 sammen med søsterskipet SuperSpeed2 som var identisk og levert samme året. Skipet er klassifisert hos DNV med følgende notasjoner

+ 1A1 ICE-1B, car ferry A, MCDK, COMF-V(2) E0, F-M, NAUT-OC CLEAN, VIBR, PWDK, SSC, TMON

I 2011 ble passasjerkapasiteten øket til 2400 personer ved å forlenge overbygget akterover over resterende åpent bildekk og i 2014 fikk skipet installert skrubbere. Skipet er bygget som et konvensjonelt RoPax skip med både baug og akter porter, to faste gjennomgående bildekk og ett hengedekk. Lasting og lossing foregår samtidig over 2 dekk med separate ramper. Fremdriften besørges av to CPP propeller som er koblet til hvert sitt "twin inn sigel ut" gir koblet til fire like hovedmotorer. Hovedmotorer og propell operer med variabelt turtall. For strøm produksjon har skipet fire uavhengige hjelpemotorer. Skipet operer i dag med tungolje (HFO) som drivstoff på hovedmotorene og marine diesel (MDO) som drivstoff på hjelpemotorene.

3.1 Seilingsrute og liggetid i havn

- Seilingsdager per år: 355
- Seilingsdistanse: 72 nautiske mil (Kristiansand – Hirtshals)
- Overfartstid: 3 timer og 15 minutter (rutetid)
- Totalt per døgn: 13 timer seilingstid / 11 timer i havn

Skipet seiler to ganger tur/retur fra Kristiansand per døgn med en time liggetid i havn per anløp og åtte timer per natt i Kristiansand. Typisk seilehastighet er 25-26 knop.

3.2 SuperSpeed 1 – driftsprofil og energibehov

Driftsprofilen og energibehovet til SuperSpeed 1 er etablert med bakgrunn i både detaljerte drivstofflogger fra skipet og avlesning av strømforbruk på hovedtavle samt målinger på propellaksel under operasjon.

Energibehovet er delt inn i følgende kategorier:

1. Fremdrift

Dekkes i dag av tungolje (HFO). Energibehovet er beregnet basert på drivstofflogger men er i tillegg sjekket opp mot faktiske målinger av effekt på propellaksel (Figur 4). Det er også antatt mulige energieffektiviseringstiltak som vil gi en reduksjon av energibehov til fremdrift på 8,5% sammenlignet med 2019 nivå. Dette baserer seg på bruk av lavfriksjonsmaling med hyppig

vask, installasjon av "Energoprofin" på begge hovedpropeller og installasjon av hydrodynamiske gitterløsninger for baugthrusterne.

NB! I perioden 2020-2022 påvirket Covid-19 pandemien operasjon av skipet og parameterne fra denne perioden er ikke representativ for normal operasjon.

2. Hotell

Hotell-lasten dekkes i dag av diesel (MGO). Dette inkluderer alle forbrukere som bruker strøm generert av hjelpemotorene. Per i dag brukes hjelpemotorene både i sjø og ved havn (utenom ved nattligge i Kristiansand). I piloten er det antatt at skipet vil ligge på landstrøm ved alle havneopphold (dette er utbedringer som allerede er planlagt og således ikke en del av pilotarbeidet). Hotell-lasten inkluderer også forbruk til fire scrubbere som er installert i dag. I analyser hvor noen scrubbere kan tas ut er dette hensyntatt i energiberegningene.

3. Kjeler

Dekkes i dag av diesel (MGO). Oljefyrte kjeler brukes primært til oppvarming ombord. To av hovedmotorene har i tillegg eksoskjeler som tar ut varme fra eksosen (spillvarme). I pilotarbeidet er det antatt at kjeler som i dag opereres i havn bygges om til el.drift og dekkes av landstrøm. Eksoskjelene er antatt brukt likt som i dag også etter en eventuell ombygging siden ingen av løsningene innebærer at man fjerner mer enn to av dagens hovedmotorer.

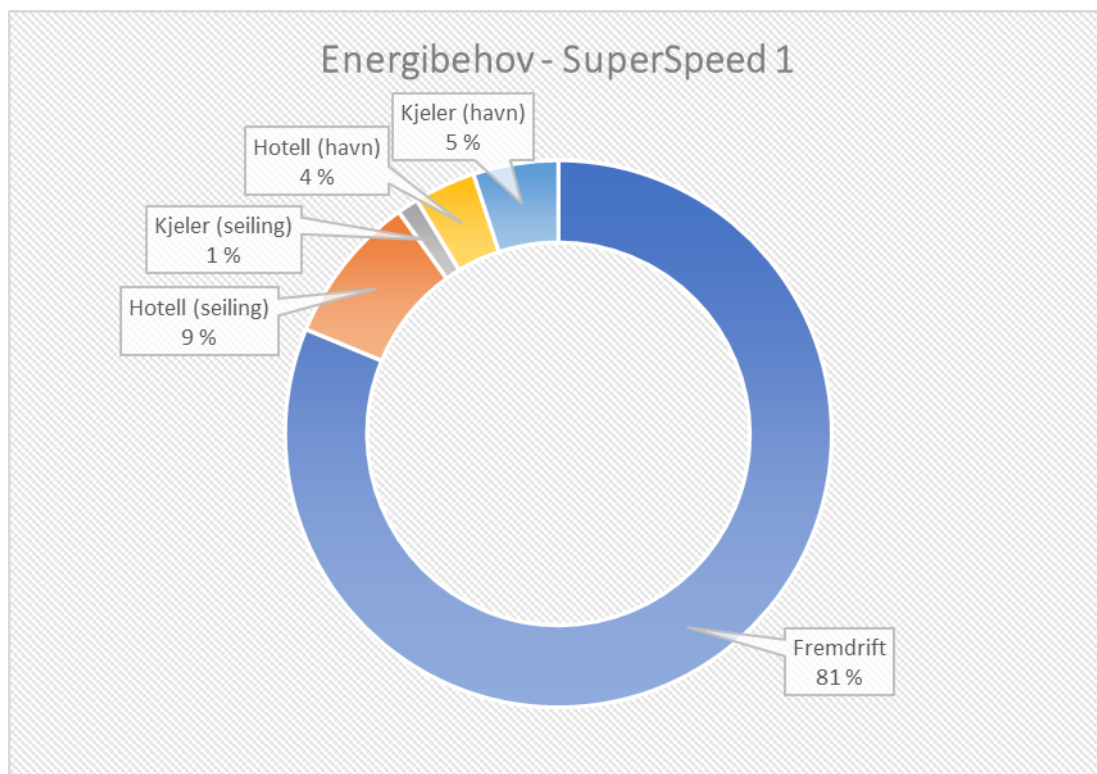
Tabell 1 Oppsummering energibehov - SuperSpeed 1

	Energibehov		Kommentar
Fremdrift	276,33	MWh/døgn	Basert på 14,9 MT HFO i snitt per overfart
Hotell - seiling	30,00 ¹⁾ ²⁾	MWh/døgn	Basert på målinger på hovedtavle
Hotell - havn	12,38	MWh/døgn	Basert på målinger på hovedtavle; 1330kW i HHS og 1080 kW i KRS
Kjeler - seiling	4,28	MWh/døgn	Basert på drivstofflogg
Kjeler - havn	17,12	MWh/døgn	Basert på drivstofflogg
Totalt	340,11 ³⁾	MWh/døgn	

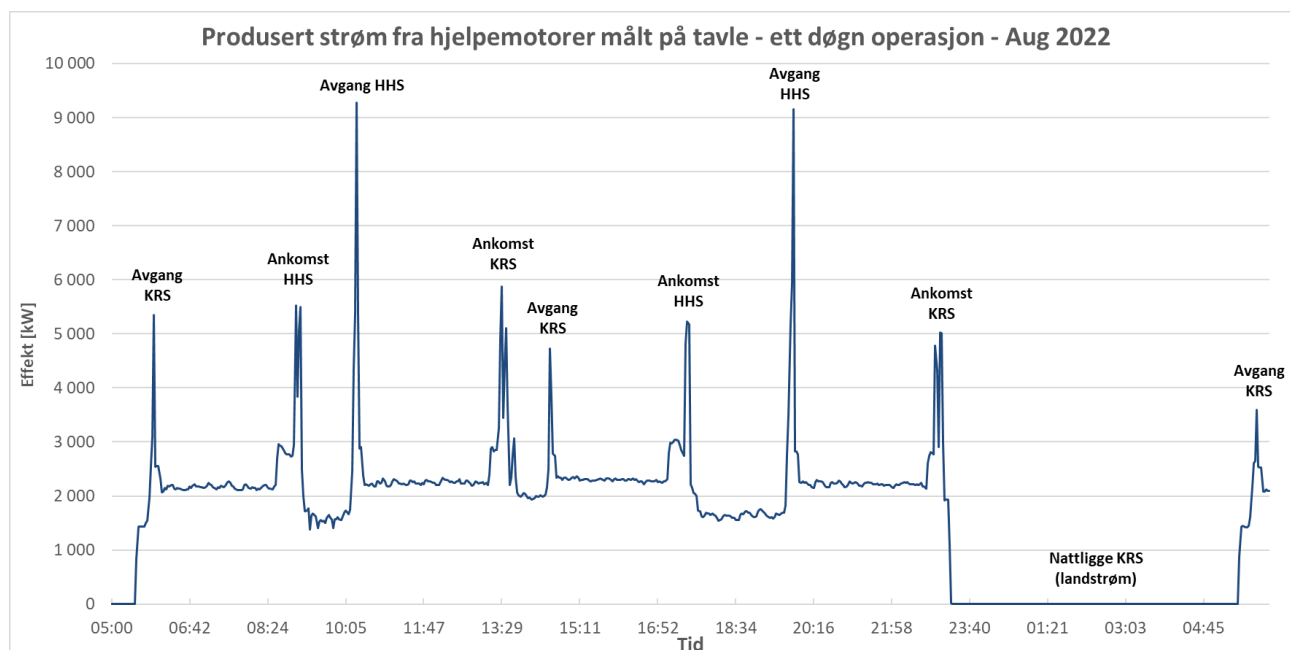
¹⁾ I screeningarbeidet ble 47MWh/døgn brukt noe som var basert på drivstofflogger. Senere avlesninger på hovedtavlen viste at den antatte virkningsgraden på hjelpemotorene var for høy og at 30 MWh/døgn var et mer realistisk energibehov.

²⁾ Energibehovet til hotell i sjø inkluderer 3,8 MWh/døgn til drift av fire scrubbere

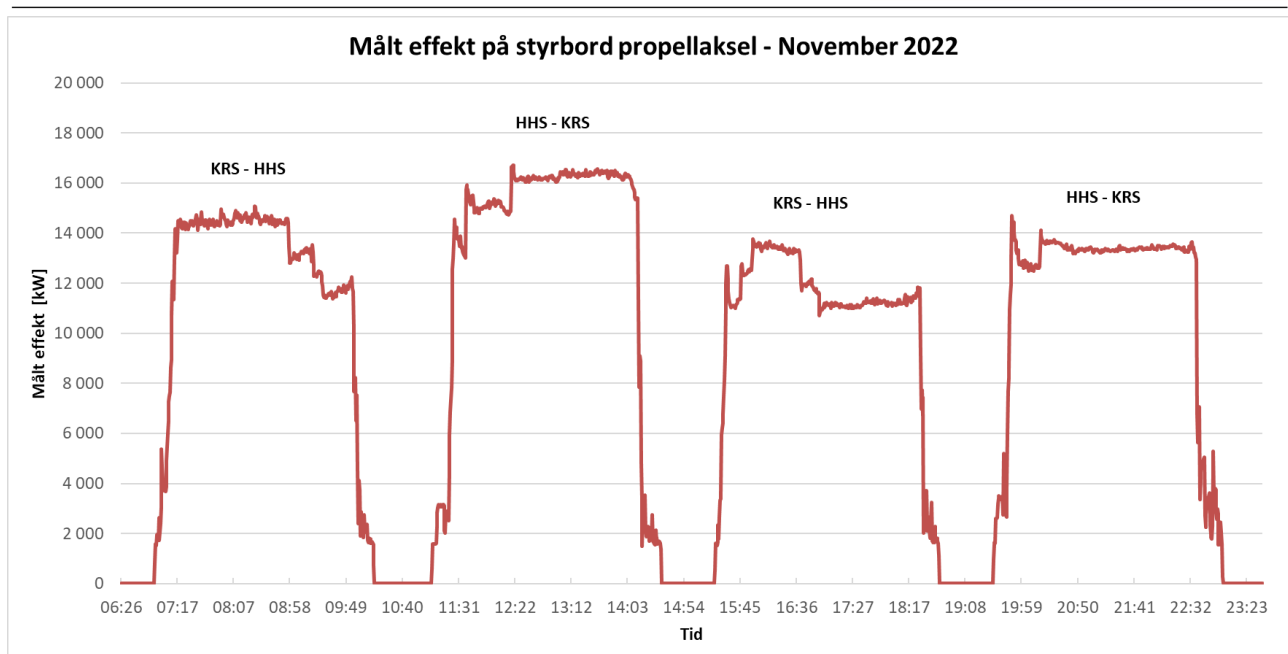
³⁾ Energi fra eksoskjeler (spillvarme) brukt til oppvarming er ikke tatt med her



Figur 2 Fordeling av energibehov - SuperSpeed 1



Figur 3 SuperSpeed 1 - typisk driftsprofil for hjelpemotorer over ett døgn operasjon. (De høye effekttoppene skyldes bruk av tunnelthrustere ved anløp og avreise)



Figur 4 Målt effekt på styrbord propellaksel over ett døgns drift (4 overfarter)

4 Rammebetingelser og forutsetninger for pilotarbeidet

4.1 Rutetid

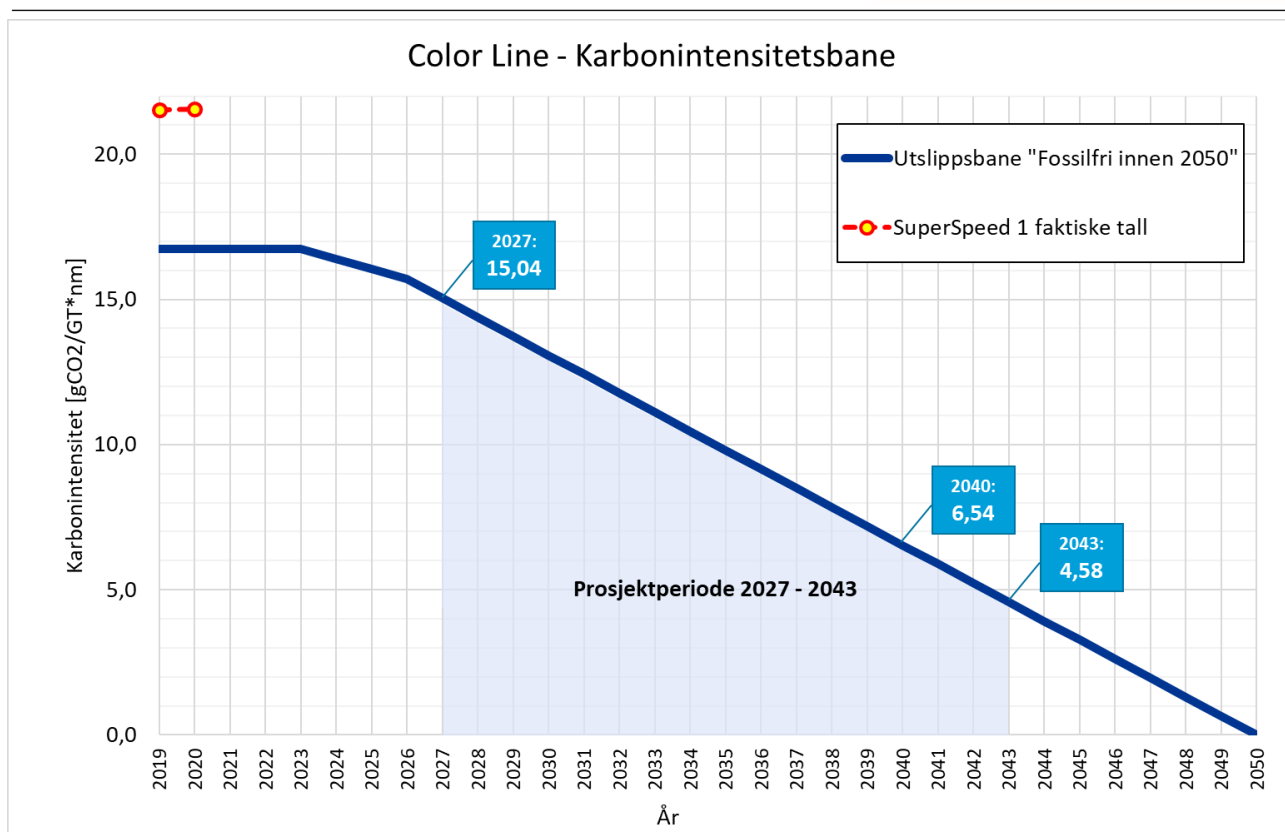
Endring av rutetider er ikke en variabel i denne piloten. Lengre tid i havn mellom hver overfart hadde gitt mindre investeringer til for eksempel ladeanlegg ved batteridrift. En lavere seilingshastighet kunne redusert energiforbruket og dermed gitt lavere driftskostnader, men dette hadde resultert i annet seilingsmønster.

4.2 Prosjektperiode

I piloten er det lagt til grunn at SuperSpeed 1 blir ferdig konvertert innen 1 januar 2027 og beregningene i prosjektet basere seg på operasjon ut år 2043. Skipet kan opereres lengre, men for å sikre avskrivning av investeringene settes prosjektetperioden til ut 2043.

4.3 Utslippskrav

Man skal operere skipet med lavest mulig operasjonskostander, der en tilpasser mengden av "grønt" drivstoff til å følge de forventede kravene til utslippsreduksjoner for skipet. Det betyr at SuperSpeed 1 fra 01.01.2027 må ha ca 24 % innblanding av "grønt"/utslippsfritt drivstoff. Dette er en mer aggressiv bane enn hva IMO per nå skisserer. Det er lagt inn en reduksjon til klima nøytral operasjon i 2050, med en linjær reduksjon fra 2027. Ellers er det lagt vekt på IMO retningslinjer, slik at all strøm ladet fra land til skipet har en utslippsfaktor på 0 og bio/e-metanol også har en utslippsfaktor på 0. I kalkulasjonene som ligger til grunn for dette pilotprosjektet er det videre tatt utgangspunkt i at skipet operer frem til 2043, hvilket gir mulighet for å utnytte at skipet kan operere med IMO-rating «D» i det tre siste årene fra 2040.



Figur 5 Forventet karbonintensitetsbane for SU 1 (maks tillatte utslipp for å oppnå IMO rating C)

4.4 Finansparametre

Analysene bygger på en beregning av netto nåverdi (NNV) for hvert konsept. Investeringer senere enn oppstartsår diskonteres med 4,5% rente.

CO₂ skatt og drivstoffkostnader diskonteres med 2% rente som balanseres mot en antatt inflasjon på 2%.

Valutakurser:

- 10 NOK/USD
- 10 NOK/EUR

5 Prisbaner – drivstoff, strøm og CO₂ skatt

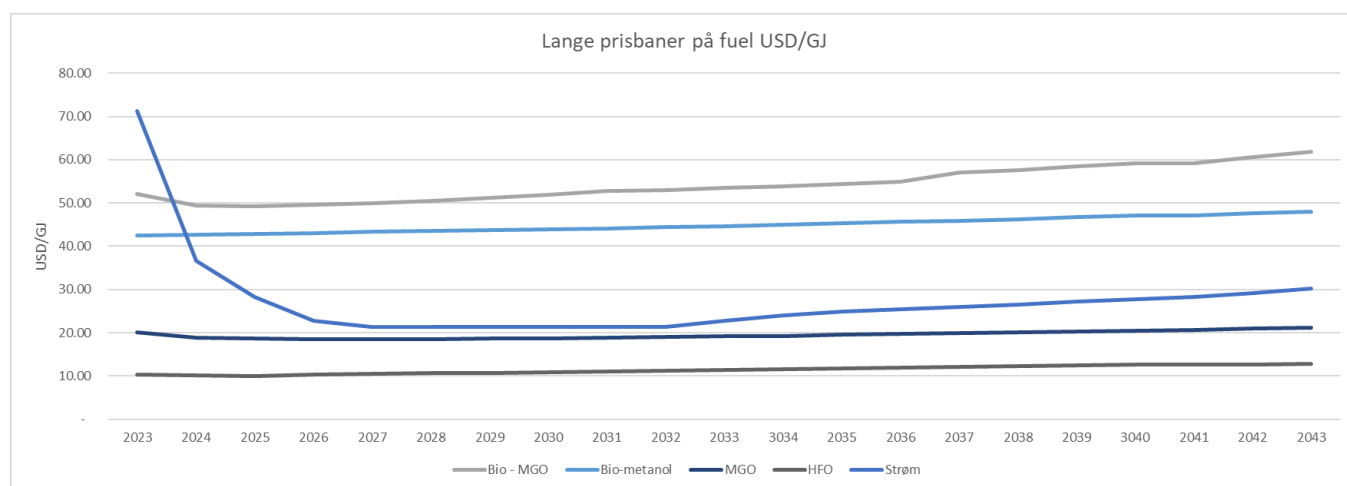
Den desidert største usikkerheten i hele pilotarbeidet ligger i de lange prisbanene på energi og drivstoff fra 2027 til 2043. Derfor ble i det i fase 1 (innledende screening) sett på hele fem forskjellige prisscenarioer for hvert drivstoff, før en gikk videre med to løsninger i siste del av prosjektet. Det anbefales at prisbanene oppdateres minimum en gang per år, og resultatene av studien oppdateres tilsvarende.

Fase 1 av studien ble gjort med et stort utvalg energibærere som ble vurdert ved hjelp av DNVs “Fuelpath” modell med estimerte framtidige prisbaner.

For fase 2 av studien som kun inneholdt 5 energibærere; strøm, grønn metanol (bio og el.metanol), bio-diesel, marine diesel (MDO) og tungolje (HFO), ble det hentet inn prisbaner fra de fleste markedsaktører som er aktive i Norge på grønt drivstoff og fra tilbydere av lange prisbaner for konvensjonelt drivstoff og strøm. Flere av de «nye» drivstoffene har liten eller ingen markedshistorikk, og det er ikke tilgjengelige lange prisbaner. Snittet av prisene i 2023 av disse “nye” drivstoffene inklusiv transport til skip, har blitt brukt. Og for framtidige priser så er endringene fra 2023 priser fra DNV «energy outlook» lagt til grunn for årlige endringer i lange prisbaner for disse nye drivstoffene.

De siste to årene har vært preget av eksepsjonelt høye strømpriser, spesielt i Norge. I prisbanene som er tilgjengelige framover, ser vi at det forventes en normalisering av strømprisene både i Norge og Danmark fra 2025 til 2035. Fra 2032 og framover ser en at det er forventet at strøm har en stigende pris.

Figuren under viser de lange prisbanene som er brukt i fase 2 av studien.



Figur 6 Prisbaner for drivstoff brukt i pilotarbeidet – fase 2

Under er drivstoffpriser i tabellform, der prisen er presentert i "handelsenheter" og omgjort til USD/GJ på linjen under for direkte sammenligning. Tabellen inneholder også EU ETS, med forventet kvote pris. Det er forventet at Superspeed 1 blir belastet med 100% ETS i hele perioden studien dekker 2027-2043 for det fossile drivstoffet som er brukt i den perioden.

Tabell 2 Prisbaner energi og EU ETS i tabellform

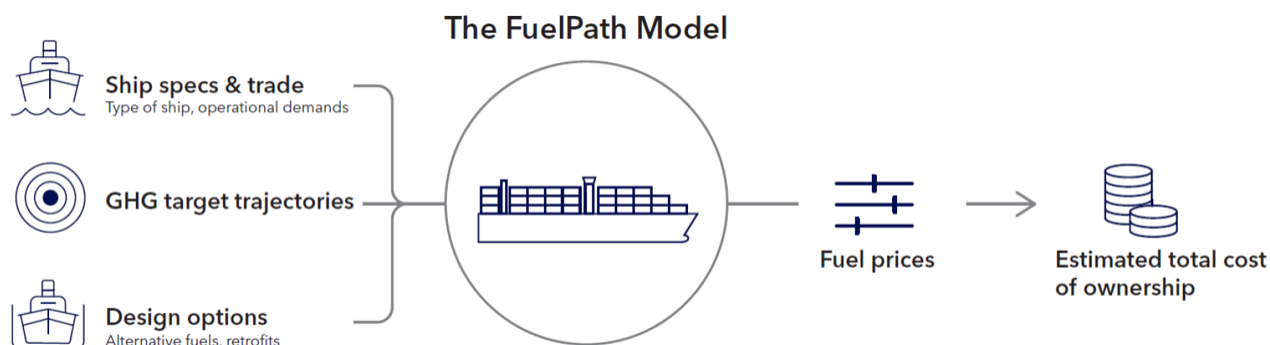
Energikilde	Pris	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Bio - MGO	USD/tonn	1 931.60	1 833.50	1 825.24	1 839.77	1 854.32	1 868.89	1 895.38
	USD/GJ	52.06	49.42	49.20	49.59	49.98	50.37	51.09
Bio-metanol	USD/tonn	850.00	853.84	857.67	861.51	865.35	869.18	873.02
	USD/GJ	42.50	42.69	42.88	43.08	43.27	43.46	43.65
MGO	USD/tonn	856.36	805.70	795.04	794.38	793.73	793.07	797.41
	USD/GJ	20.01	18.82	18.58	18.56	18.55	18.53	18.63
HFO	USD/tonn	419.93	414.59	409.25	418.91	428.57	433.23	437.89
	USD/GJ	10.27	10.14	10.01	10.24	10.48	10.59	10.71
Strøm	Øre/KWh	256.60	131.60	101.60	81.60	76.60	76.60	76.60
	USD/GJ	71.28	36.56	28.22	22.67	21.28	21.28	21.28
EU ETS	USD/Tonn	80.23	83.89	87.55	92.38	97.38	101.66	106.13

Energikilde	Pris	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Bio - MGO	USD/tonn	1 923.05	1 954.93	1 967.23	1 981.29	1 995.59	2 015.22	2 034.34
	USD/GJ	51.83	52.69	53.03	53.40	53.79	54.32	54.83
Bio-metanol	USD/tonn	876.85	880.69	886.90	893.10	899.31	905.52	911.72
	USD/GJ	43.84	44.03	44.34	44.66	44.97	45.28	45.59
MGO	USD/tonn	801.75	807.60	813.45	819.30	825.14	833.49	841.84
	USD/GJ	18.73	18.87	19.01	19.14	19.28	19.47	19.67
HFO	USD/tonn	442.55	449.28	456.01	467.74	474.47	481.20	487.93
	USD/GJ	10.82	10.98	11.15	11.44	11.60	11.77	11.93
Strøm	Øre/KWh	76.60	76.60	76.60	81.60	86.60	89.60	91.60
	USD/GJ	21.28	21.28	21.28	22.67	24.06	24.89	25.44
EU ETS	USD/Tonn	110.80	115.68	120.77	126.08	131.63	137.42	143.47

Energikilde	Pris	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Bio - MGO	USD/tonn	2 053.45	2 071.67	2 107.27	2 127.18	2 131.16	2 178.34	2 226.08
	USD/GJ	57.04	57.55	58.54	59.09	59.20	60.51	61.84
Bio-metanol	USD/tonn	917.93	924.14	934.18	940.39	942.76	951.85	960.94
	USD/GJ	45.90	46.21	46.71	47.02	47.14	47.59	48.05
MGO	USD/tonn	850.19	857.88	866.23	875.23	884.86	894.49	904.12
	USD/GJ	19.86	20.04	20.24	20.45	20.67	20.90	21.12
HFO	USD/tonn	494.66	501.05	507.78	514.85	517.15	519.46	521.77
	USD/GJ	12.09	12.25	12.42	12.59	12.64	12.70	12.76
Strøm	Øre/KWh	93.60	95.60	97.60	99.60	101.60	104.60	108.60
	USD/GJ	26.00	26.56	27.11	27.67	28.22	29.06	30.17
EU ETS	USD/Tonn	149.78	156.37	163.25	170.43	177.93	185.76	193.93

6 Fase 1 – Initiell screening

I første fase av pilotprosjektet var formålet å gjøre en overordnet screening av aktuelle «grønne» drivstoffteknologier for SuperSpeed1. Det ble besluttet å benytte DNVs «FuelPath»-metodikk til dette arbeidet (Figur 7). Den komplette rapporten fra dette arbeidet foreligger som vedlegg 1.



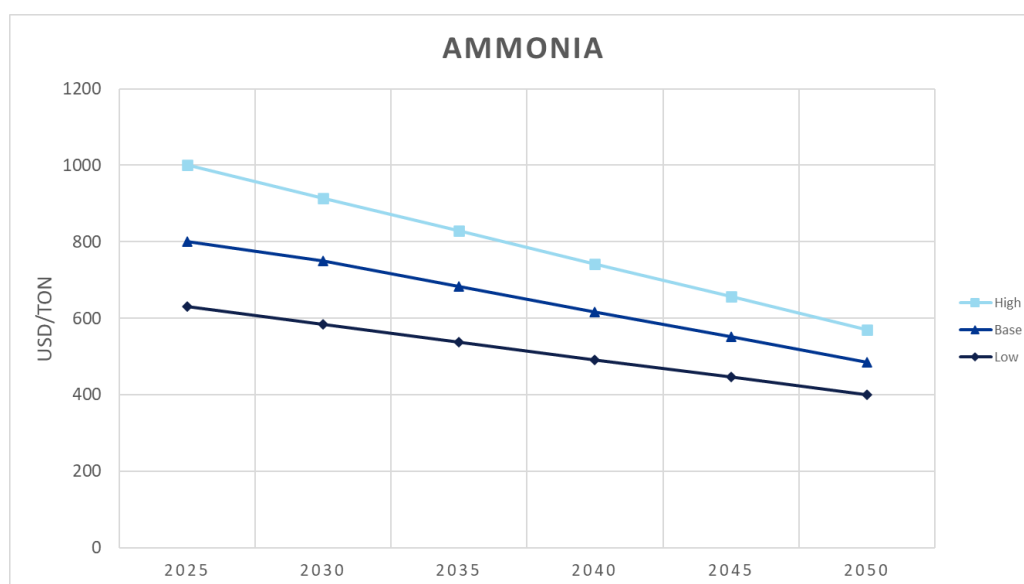
Figur 7 DNVs "FuelPath"-metodikk

6.1 «FuelPath» input

«FuelPath»-metodikken er en nåverdi-vurdering (netto nåverdi) hvor man kan sammenligne ulike energibærere og designløsninger for et gitt skip basert på følgende input:

- en detaljert driftsprofil for skipet (kartlegging av energibehov i ulike driftskondisjoner)
- en gitt ambisjon for utslippsreduksjon år-for-år (utslippskurve)
- forventede fremtidige priser for ulike drivstoff og CO₂.

Gitt usikkerheten i fremtidige prisbaner, brukes fem kostnadsscenarioer hvor man varierer prisen for de viktigste innsatsfaktorene mellom «Lav», «Base» og «Høy». Dette gir en mulighet til å sammenligne ulike designløsninger mot hverandre og vurdere risikobildet mer helhetlig enn om man bare vurderer en fast definert prisbane.



Figur 8 Eksempel prisbane for ammoniakk brukt i FuelPath-analysen

Tabell 3 Kostnadsscenarioer FuelPath

Scenario		Drivstoff prisbaner					CO ₂ skatt
		Grønn LNG	Grønn metanol	Grønn ammoniakk	Grønn hydrogen	Fornybar strøm	
1	Lav pris for fornybar strøm Høy pris for biomasse Lav CO2 skatt	Høy	Høy	Lav	Lav	Lav	Lav
2	Lav pris for fornybar strøm Høy pris for biomasse Høy CO2 skatt	Høy	Høy	Lav	Lav	Lav	Høy
3	Høy pris for fornybar strøm Lav pris for biomasse Lav CO2 skatt	Lav	Lav	Høy	Høy	Høy	Lav
4	Høy pris for fornybar strøm Lav pris for biomasse Høy CO2 skatt	Lav	Lav	Høy	Høy	Høy	Høy
5	Base pris for fornybar strøm Base pris for biomasse Base CO2 skatt	Base	Base	Base	Base	Base	Base

6.2 Undersøkte energibærere og designløsninger

Følgende energibærere og designløsninger ble undersøkt:

A. Base case

Ingen ombygging av motorer. Innblanding av karbon-nøytral MGO (f.eks biodiesel). Landstrøm i begge havner.

B. LNG

Ombygging av alle motorer til LNG-drift med innblanding av karbon-nøytral LNG (f.eks. bio-LNG). Landstrøm i begge havner.

C. Batteri-hybrid 1

Ombygging til batteri-hybrid med batteristørrelser 50-60 MWh. 2 batteribytter. Batteriene dekker hele hotell-lasten og deler av propulsjonslasten på bio-diesel. Landstrøm i begge havner.

D. Batteri-hybrid 2

Ombygging til batteri-hybrid med batteristørrelser 60-80 MWh. 1 batteribytte. Batteriene dekker hele hotell-lasten og deler av propulsjonslasten. Landstrøm i begge havner.

E. Helelektrisk

Ombygging til full batteridrift. Landstrøm i begge havner.

F. Ammoniakk

Ombygging av alle 4 hovedmotorer til delvis ammoniakk-drift med MGO som pilotdrivstoff. Landstrøm i begge havner.

G. Hydrogen

Ombygging av alle 4 hovedmotorer til delvis hydrogen-drift. Landstrøm i begge havner.

6.3 Fase 1 - resultater

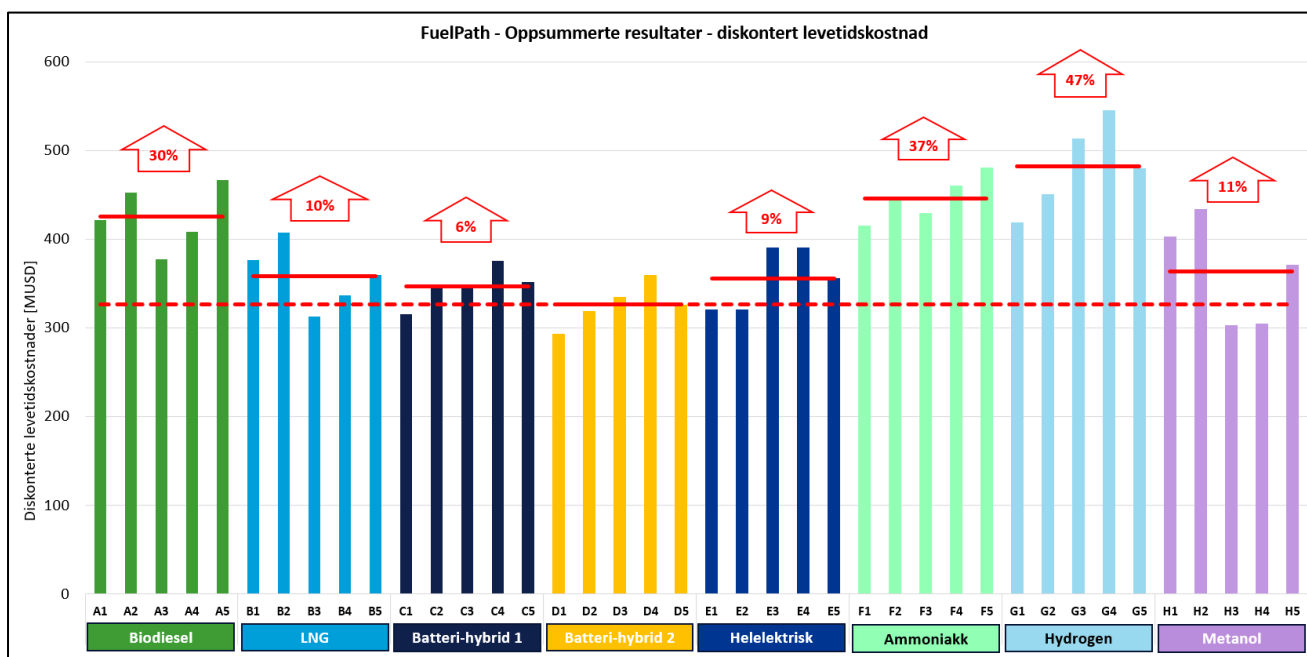
Resultatene fra FuelPath-analysen viser at en batteri-hybridløsning gir den laveste totale levetidskostnaden for SuperSpeed 1. Dette er hovedsaklig et resultat av forventede lavere energikostnader for strøm sammenlignet med de andre grønne energibærerne kombinert med en bedre total virkningsgrad for en batteri-elektrisk drivlinje ombord. Samtidig representerer denne løsningen en vesentlig større økonomisk investering (CAPEX) ved oppstart både ombord (batterier, tavler og kraftelektronikk) og på land (landanlegg, batteribank og ladesystem). Analysen viser videre at en fremtidig investering i et stort batterisystem for SuperSpeed 1 fremstår som ganske gunstig in lys av en forventet sterk nedgang i batteripriser og med en diskonteringsrente på 4,5%. Det vil derfor være essensielt å nøye vurdere nødvendig batteristørrelse og antall batteribytter ved videre arbeid rundt en slik løsning.

Den helelektriske løsningen (Design E) er den eneste løsningen som gir nullutslipp men innebærer en urealistisk stor CAPEX investering i tillegg til en betydelig vektøkning ut over dagens operasjonsområde til skipet. Denne potensielle løsningen ble derfor utelukket fra det videre arbeidet.

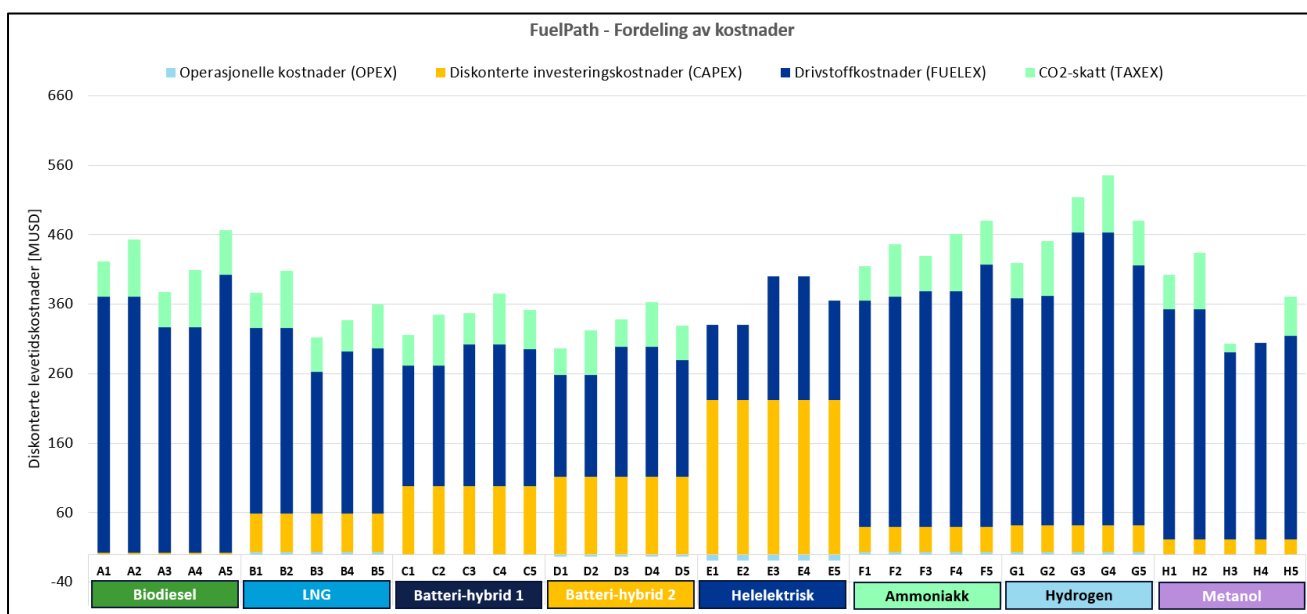
Metanol og LNG kom ganske likt ut av analysen sett fra et kostnadsperspektiv, men spesielt scenarioene med tilgang på bio-metanol til en lav pris (scenario H3 og H4) ble vurdert som interessante. Totalt sett ble også grønn metanol sett på som en mer interessant løsning og med en lavere CAPEX enn ombygging til LNG-drift med innblanding av bio-LNG.

Ammoniakk og hydrogen utpekte seg som de klart mest kostbare løsningene og også de løsningene som var mest risikofylte ut ifra et sikkerhetsperspektiv.

En totalvurdering av de ulike løsningene ble gjennomført basert på følgende kriterier: kostnader, vekt/volum, sikkerhet, teknologisk modenhet, forventet drivstofftilgjengelighet, fleksibilitet og bunkringsprosess. Prosessen endte med at man valgte å arbeide videre med **Batteri-hybrid** og **Grønn metanol** i fase 2 av piloten.



Figur 9 FuelPath resultater – Totale levetidskostnader (NNV)



Figur 10 FuelPath-resultater – Fordeling av kostnader mellom CAPEX, operasjonelle kostnader (diff. fra dagens nivå), drivstoffkostnader og CO2-skatt

7 Fase 2 – Konseptutvikling

Fra screening-fasen ble metanol og batterier vurdert som de to beste løsningene med lavest levetidskostnad igjennom resterende levetid av skipet. For å sammenligne nye løsninger mot dagens operasjon, ble det valgt å gjennomføre en «referanse-case» som baserer seg på å ikke gjøre noe med skipet og blande inn nødvendige mengder bio-diesel for å tilfredsstille de forventede utslippskravene gjennomført på lik linje med metanol-og batteri-hybridisering av skipet.

En av de største usikkerhetsmomentene i studien er framtidspriser på de forskjellige energibærerne, og hvordan prisen på de forskjellige energibærerne vil utvikle seg i prosjektperioden frem til 2043. Hvis noen av disse drivstoffene for hele eller deler av perioden på noen måte blir subsidiert eller støttet av myndighetene, kan det påvirke totale operasjonskostnader så vesentlig at det endrer hvilken teknologi som skårer høyest.

Det er vanskelig å få noe langsiktige håndfaste nivåer på investeringsstøtte eller differansekontrakter i det hele for shippingsegmentet. Vi ser at dette kan bli en viktig faktor for å stimulere til det grønne skiftet for eksisterende tonnasje.

Det går også fram av studien at i forhold til drivstoffkostnader i 2023 for konvensjonell HFO/MDO-operasjon, må Color Line være forberedt på å betale dobbelt så høye drivstoffkostnader i 2030 og mer enn tre ganger så høye drivstoffkostnader i 2043 for SuperSpeed 1, hvis en velger å fortsette å operer på flytende drivstoff, når forventede kostnader for EU ETS inkluderes i drivstoffkostnadene.

7.1 Metanol-multi fuel (HFO/MDO)

Superspeed 1 er utstyrt med totalt åtte Wärtsilä-motorer, hvorav fire hjelpemotorer av typen W6L32CR og fire hovedmotorer av type W9L46C. Som en av partnerne i Grønt skipsfartsprogram, har Wärtsilä studert mulighetene for en metanol-konvertering av fartøyet (både hjelpemaskineri og hovedmaskineri).

Med bakgrunn i skipets driftsprofil og det faktum at 81% av energibehovet er i form av fremdrift som blir dekket av de fire hovedmotorene, er det naturlig at en konsentrerer seg om disse for å kunne overholde CII-kurven år for år på den mest kosteffektive måten.

Ved å fase over energi fra HFO til metanol vil en redusere utslippet betraktelig. Operatør av fartøyet kan selv velge i hvilke perioder eller i hvilket blandingsforhold metanol som skal benyttes.

Ved en slik ombygning vil skipet bli klargjort for karbonnøytrale alternativer som bio-diesel og e-metanol. Disse drivstoffene blir ansett som nullutslippsdrivstoff under RED II direktivet.

Tabell 4 Status for bruk av alternative drivstoff - Wärtsilä

Engine type	Diesel	LPG	LNG	FAME/ HVO*	Bio- methane	Hydrogen	Ammonia	Methanol	Synthetic methane
Diesel	●			●					
DF	●	●	●	●	●	●	●		●
SG		●	●		●	●	●		●
GD	●	●	●	●	●		●	●	●
LG	● (MGO only)	●		●			●	●	

● Ready solution
 ● Industrialisation needed
 ● Development needed

* FAME, HVO: biodiesel

For motortypene W32 og W46 har Wärtsilä valgt å implementere metanolforbrenning ved GD-metoden. I Wärtsilä er GD en forkortelse for Gas-Diesel. Denne metoden ble utviklet og satt i drift for ca. 20 år siden for å kunne benytte ulike typer vesker og gasser som drivstoff. I korte trekk er en GD motor en dieselmotor med sekundært drivstoffsysteem der det sekundære drivstoffet sprøytes direkte inn i forbrenningskammeret under høyt trykk etter at forbrenningen er startet av en diesel pilot-forbrenning.

I senere tid har GD-teknologien blitt oppdatert og W32-metanol-motorene Wärtsilä har levert fra 2023 benytter seg av siste generasjons «common-rail»-innsprøytingssystem kombinert med siste generasjons kontrollsystem.

Metanol-konseptet for W46-produktet vil baseres utvikling som nå gjøres på den nyere W46F motoren (ikke samme motortype, men begge har 46cm sylinderdiameter). W46F-metanol blir tilgjengelig i 2025 og første konverteringen er allerede bestilt av et cruisereferi. Konverteringen er planlagt utført innen 2025. Wärtsilä planlegger å benytte metanolløsningene utviklet W46F også på W46, og det forventes at en metanol-konvertering av hovedmotorene på Superspeed 1 vil kunne utføres i 2026.

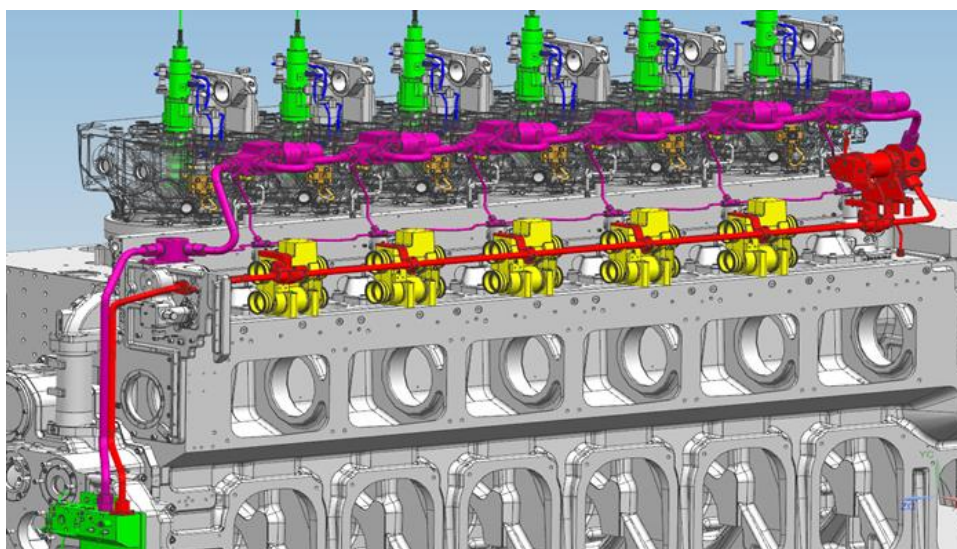
Ombygging av motorer vil ikke innebære bytte av hovedkomponenter som sylindreforinger, stempler eller veivstaker. Motorens primære drivstoffsysteem vil være MDO/HFO både før og etter ombygging, med metanol som sekundært drivstoff. Konverteringen faller dermed ikke under begrepet «stor ombygning» (major conversion). Dette er relevant å nevne ettersom IMO-reglement for «stor ombygning» krever at «ny motor» må følge krav til NOx Tier 3. Ettersom motorens primære operasjonsmetode ikke påvirkes vil eksisterende EIAPP-typegodkjenning fortsatt være gyldig. Mindre endringer på komponenter som er relevant for forbrenningssyklus vil bli kommentert i skipets «EIAPP worksheet» via eksisterende endringsprosedyrer.

En Wärtsilä 46 metanolmotor kan fortsatt kjøres som ordinær dieselmotor (MDO/HFO/bio-diesel). Med sekundært drivstoffsysteem aktivert vil metanol delvis erstatte primærdrivstoff som energikilde. Begge drivstoffene sprøytes inn via injeksjonsventiler med to separate kanaler. Mens MDO/HFO leveres via individuelle stempelpumper, blir metanol levert via et «common-rail»-system. Metanolens innblandingsforhold vil kunne varieres trinnløst mellom ca. 10-95%. Motorens ytelse og bruksområde vil ikke påvirkes av metanol konvertering.

Metanol brenner med en noe lavere temperatur sammenlignet med MDO/HFO. Tidligere tester har vist at dette reduserer dannelsen av NO_x i forbrenningen betraktelig. Erfaringer fra Stena Germanica er at produsert NO_x ble redusert fra 10g/kWh til 5g/kWh ved en metanolinnblanding på over 20%. Tilsvarende trend ble også observert for partikkelutslipp.

Metanoldrivstoffsystemet på motoren vil bestå av blant annet

- Ny type injektorer (vist i grønn)
- Common-rail pumpe (ekstern, elektrisk drevet)
- Common-rail rørsystem
- En kontroll og sperreolje pumpeenhet
- SSV (Start up and safety valve)

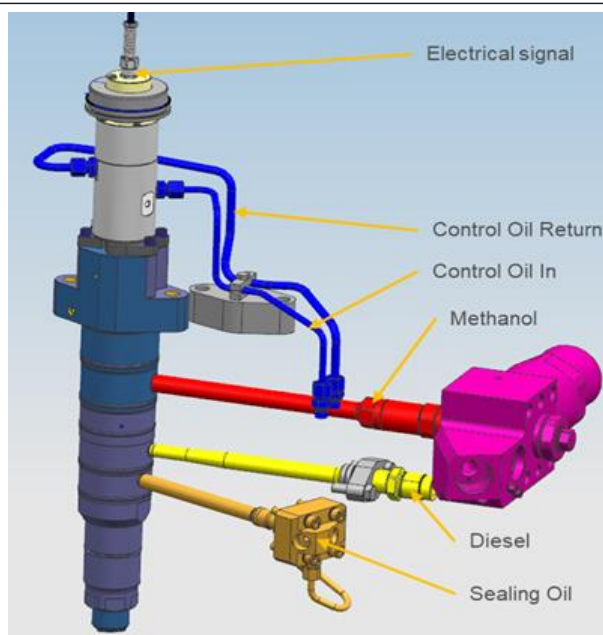


Figur 11 Nye komponenter til metanol, sperreolje og kontrollolje

Høytrykkspumpen for metanol, samt de kombinerte tette- og kontroll olje-enhetene, blir ikke montert på motoren. Høytrykkspumpen for metanol skal plasseres i eget pumperom adskilt fra motorene. Kontroll- og tetteolje-enheten kan plasseres i maskinrom. Det vil være en fordel om rommet som metanoldrivstoffpumpenheten plasseres i er så nært som mulig til motorene for å spare kostnader relatert til de dobbeltveggs rørsystem som brukes til å føre metanol mellom høytrykksenheten og motoren.

Metanolsystemet vil være designet for et driftstrykk på 600 bar. Trykket inn på høytrykksenheten («inlet») bør være mellom 3-10 bar, og temperaturen bør holdes mellom 0-25°C. Tetteoljen som går inn på samlerøret vil alltid ha ett litt høyere trykk enn selve metanoltrykket på samlerøret, («common rail») og vil ha en kapasitet på opptil ca 700bar

Kontrolltrykket vil være ca. 350 bar.



Figur 12 Prinsippdiagram for metanolinjektor

Eksisterende hovedmotorer har en lav grad av instrumentering. For å kunne kontrollere et ekstra drivstoffsystem må kontrollsystemet oppgraderes til en kraftigere variant. Motorkontrollsystemet overvåker alle sensorer og justerer i sanntid mengde og timing for metanolinnstrøying. Kontrollsystemet har i tillegg flere andre oppgaver som sikkerhet, styring av ventiler til vann, eksos og ladeluft, samt videreformidling av måledata til alarmsystem eller skytjenester.

Wärtsilä sin leveranse vil bestå av konvertering/ombygging av alle fire hovedmotorer til metanoldrift. Ved maksimal tilgjengelig innblanding er det beregnet at dette vil redusere hovedmotorenes CO₂-utslipp med 86%. Per i dag har skipet et CO₂-utslipp på 215 tonn/ rundtur. Etter konvertering vil dette reduseres til 30 tonn CO₂/ rundtur. Utslipp av NO_x og SO_x vil også bli betraktelig redusert.

Ombygging av motorene kan utføres enten stegvis eller alle motorer samtidig. En har vurdert et scenario der en bygger om i etapper for å imøtekomme de årvisse innskjerpede CII kravene, f.eks. to motorer i 2027 og to motorer i 2030. Imidlertid vil det da være så kort opphold mellom prosjektene at det fremstår mer kostnadseffektivt å kjøre ett stort prosjekt med fire motorer kontra flere mindre prosjekter.

Wärtsilä sin leveranse for en konvertering av motorer vil være:

- Sylinderdeksler byttes (grunnet annen boring for ny injektor)
- Nye innsprøytningssystemer (for dobbelt drivstoffsystem)
- Nytt motorkontrollsystem
- Rør for sperreolje, kontrollolje
- Overhaling av MDO/HFO - system og ladeluftsystem
- HAZID/HAZOP studier
- Prosjektledelse og engineering.
- Dokumentasjon og klassegodkjenninger
- Arbeid om bord
- Reise og opphold for arbeid om bord, samt administrasjon

-
- Tetteolje og kontrolloljepumpe - enheter
 - 4 stk metanol høytrykkspumpe - enheter
 - 2 stk bunkringsstasjoner for metanol
 - 1 stk metanol transfer modul
 - 4 stk drivstoffilter
 - 4 stk metanol ventil manifoiler
 - Elektrisk rail ventil (ERV)
 - Oppstart og sikkerhets ventil (SSV)
 - Høytrykks dobbeltveggede rør for metanol
 - Høytrykks dobbeltveggede rør for kontrololje
 - Høytrykks dobbeltveggede rør for tetningsolje

Kostnaden for Wärtsilä leveransen er beregnet til ca 10,3 millioner Euro (2023).

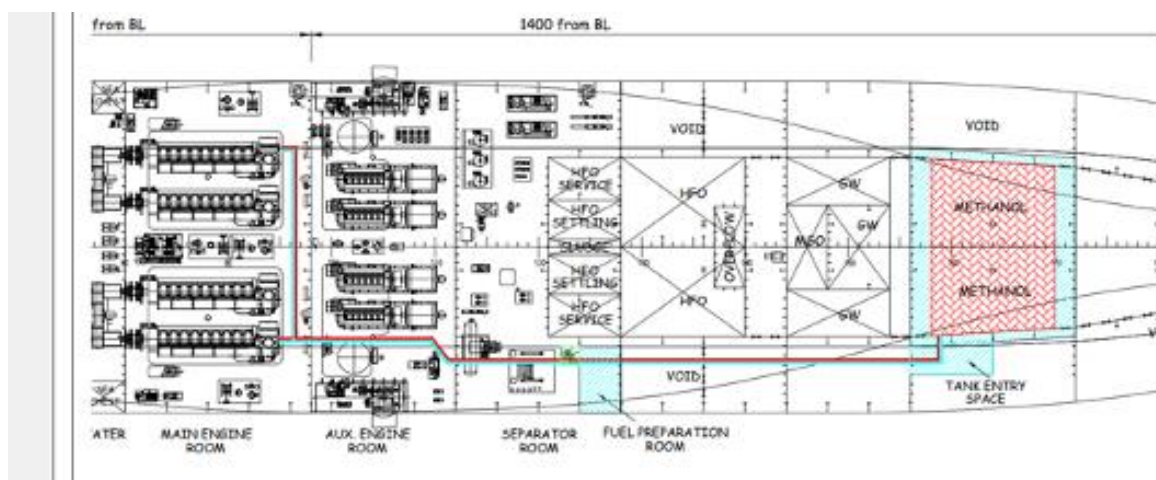
Ettersom det gjøres store oppgraderinger på motorene, både mekanisk og elektrisk (som nevnt over), vil mange av motorens komponenter være nye og/eller overhaldt. Disse vil ha lang levetid og kreve lite vedlikehold de neste 5-10 år. Det forventes lavere vedlikeholdsutgifter for disse delsystemene denne perioden. Dette bør en ta hensyn til når en beregner tilbakebetalingstid for investeringen.

Hjelpesystemer for metanoldrift installeres av verft. Fosen har beregnet pris på installasjon, bygging og dokumentering av følgende pakker:

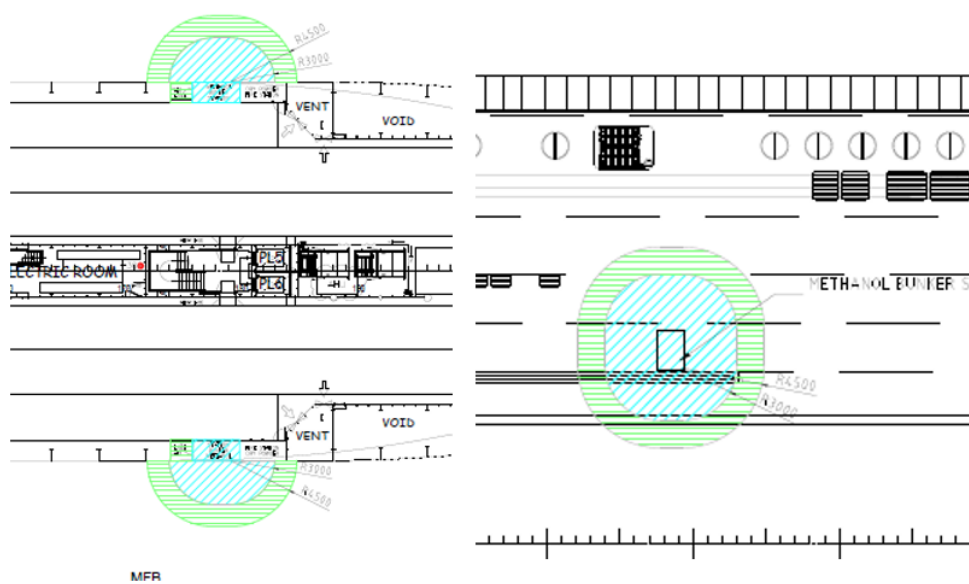
- Etablering av metanoltank i ferskvanns-kofferdam (Figur 13)
- Bygge ventilert ankomst til tank
- Installasjon av to metanol bunkersstasjoner (Figur 14)
- Bunkers røropplegg
- Ventilasjons mast (Figur 15)
- Brannbeskyttelse
- Ventilering fra tanker etc
- Dobbeltveggede rør (høyt trykk) mellom pumperom og motorer (Figur 13)
- Rømningsveier
- Installasjon av Nitrogen inertgass generator
- Installasjon av metanol kontroll system med sensorer

Verfts arbeid er av Fosen beregnet til ca 11,5 millioner Euro (2023).

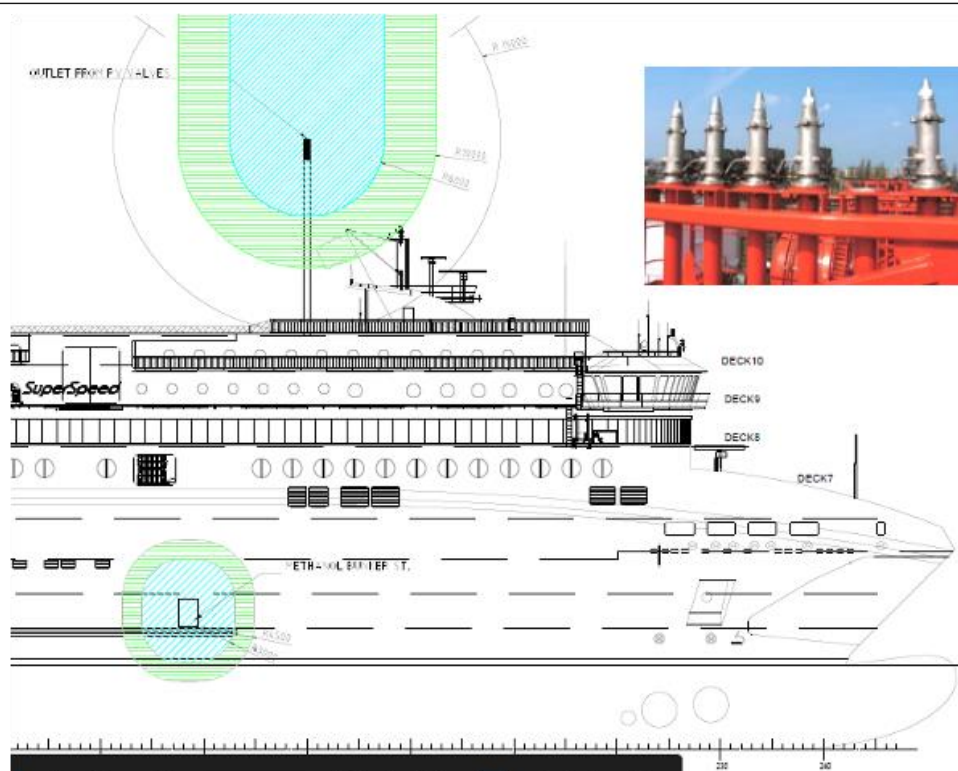
Total vil dermed en ombygning av fire hovedmotorer beløpe seg til ca 21,8 millioner Euro



Figur 13 Metanoltank, dobbeltveggede rør, pumperom

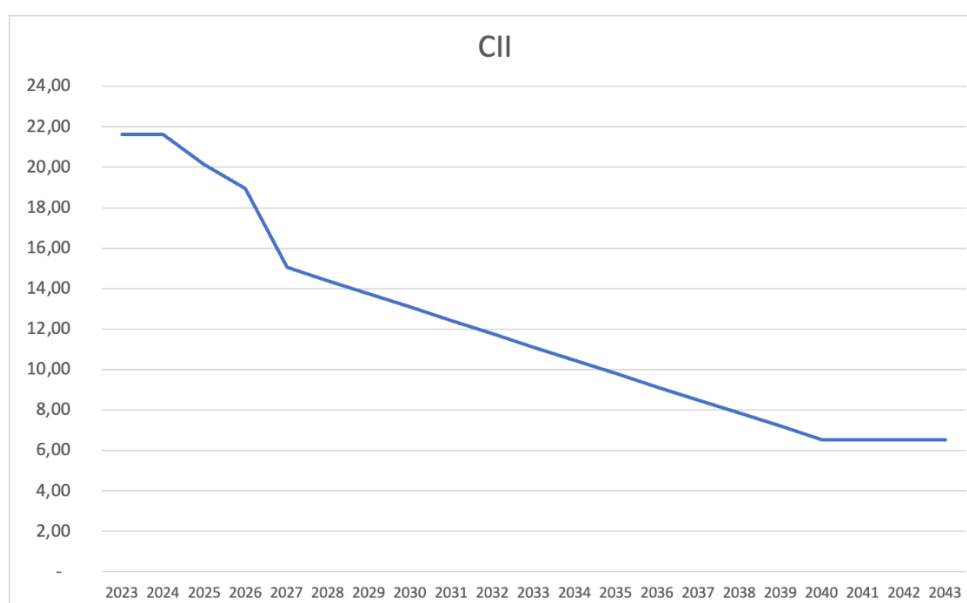


Figur 14 Bunkersstasjon

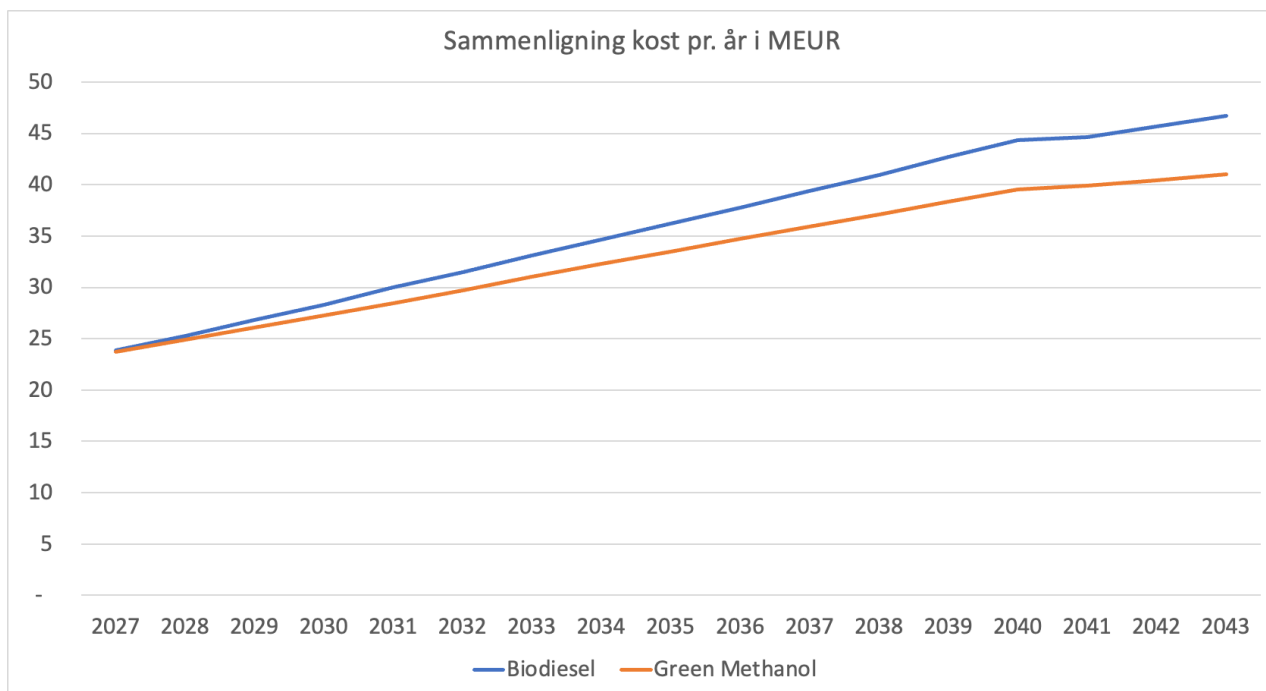


Figur 15 Ventilasjonsmast

7.1.1 Resultater - analyse med metanol og bio-diesel



Figur 16 CII kurve 2023-2043



Figur 17 Forventede kostnader for drift på biodisel vs grønn metanol

7.2 Batteri-hybrid

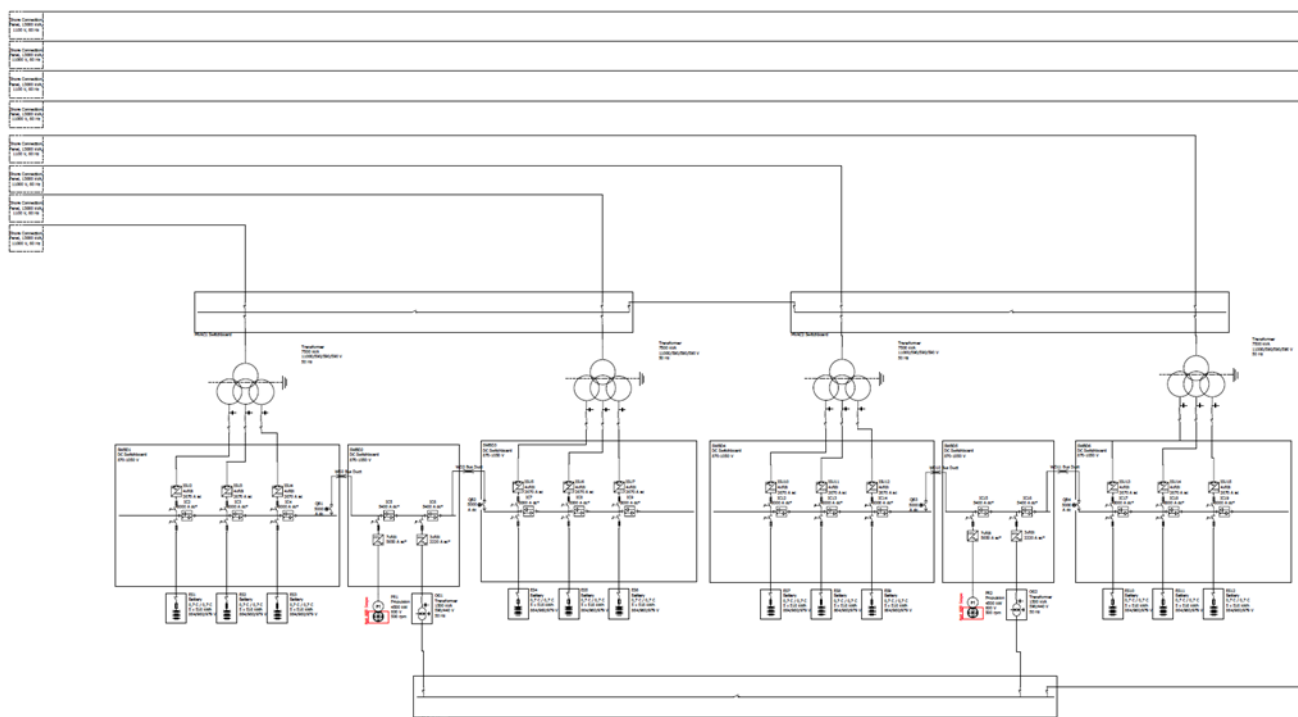
Dette avsnittet belyser batteri-hybridløsningen, utarbeidet av ABB, som benytter ren landstrøm ladet fra kai i Kristiansand og Hirtshals til batteri om bord for å redusere CO₂-utslippet til skipet. Utslippene reduseres som angitt tidligere og med start fra 2027. Effektbehovet for skipet pr. overfart er 83MWh, og batteriet vil initielt kompensere for 19MWh/overfart, som gradvis vil økes til 43MWh for de siste årene. Energien fra batteriene blir distribuert til hovedpropellene gjennom de samme to propellgirene som er om bord i dag, og fra to nye tandem elektromaskinpar som erstatter to av de fire hovedmotorene som fjernes. To av dieselhjelpemotorene blir stående igjen for ekstra redundans, og dieselen kan erstattes med biodiesel for å oppnå et grønt CO₂-utslipp.

Batteriforbruket pr overfart skal overføres ved landligge, som er under en time. Det vil fordre et ladesystem som kan gi 25MW-kapasitet fra land det første året og 55MW de siste årene. Dette dekker det rene energibehovet for å nå utslippskravene inklusive tapene for å overføre energien/strømmen. Ladesystemer med så høye ytelser har ikke vært levert frem til nå, men vi har basert oss på en videreutvikling av 10MW-løsningene som er levert og benytter to systemer som parallellkobles. De systemene som er tilgjengelige i dag på 11kV er tenkt å oppgraderes til en noe høyere spenning som vil gi en høyere effektytelse for ladesystemet. I Kristiansand er det behov for å benytte batterier på land også, for å gi nok ladeeffekt, siden strømmettet ikke har nok tilgjengelig effektytelse for å gi 25-55MW. I Hirtshals oppgraderes landkrafttilførselen til å dekke behovet i hele prosjekt perioden.

Effekten fra land overføres med 11kV vekselstrøm gjennom to spesielle tilkoblingstårn som likerettes om bord med hjelp av seks transformatorer og likerettere. Hovedtavlen er designet med en 1000V vannkjølt oppdelt DC-tavle i 12 deler med avganger til batteriene, forbindelsen til nye elektromaskinene (som mater propellgiret), og eksisterende 440V tavler for baugpropellere og hotellforsyningen. Disse DC-tavlene blir plassert i egnede separate rom («voids») på dekk 2. Det blir også egne rom for de store batteriene, for tavlene, og for transformatorene til ladesystemet.

Det er ikke mange 60MWh-batteripakker på markedet i dag. Løsningen fra Corvus av type Blue Whale har et mindre MWh-system installert ombord på ett skip. Dette batteriet er utgangspunktet for denne piloten, og studien antar at denne løsningen med dets nåværende tekniske spesifikasjoner. Prisbanen for batteriene så langt frem i tid er vanskelig å gi noen fasit på, men antatt basert på samtaler med Corvus. Det bør bemerkes at både dette batteriet, og tilsvarende andre kommende løsninger antakeligvis kommer til å bli mer kompakte, og også ha bedre karakteristikk innen 2024-2025. Det betyr at løsningen sannsynligvis vil bli billigere og mere kompakt enn studien legger til grunn når en eventuell prosjektbeslutning skal tas.

For dette prosjektet er det tre raske oppladninger og en rolig opplading pr. døgn 355 dager i året, og batteriene vil lades med en ladestrøm som starter med opptil 25MW det første året og ender med 55MW de siste årene. Batteriet er basert på LFP-kjemi som har en levetidsbegrensning hovedsakelig påvirket av energi «throughput» gjennom batteriet. Hvor raskt batteriet blir oppladet og utladet, og dybden av sykler har mindre å si for denne kjemien, og levetid kan derfor oppgis i fullekvalente sykler. Det første batteriet på 60MWh vil være overdimensjonert i forhold til energibehovet og ladestyrken som trengs av det per tur, men trengs grunnet levetid. Levetid er også årsaken til at batteriet kun sykles taktisk for å nå utslippskuttene per år, og ikke fullt ut. Studien viser at å skifte batteripakken en gang vil være gunstig. Hvert batteriskift vil ha samme batteripakke kapasitet på 60MWh.



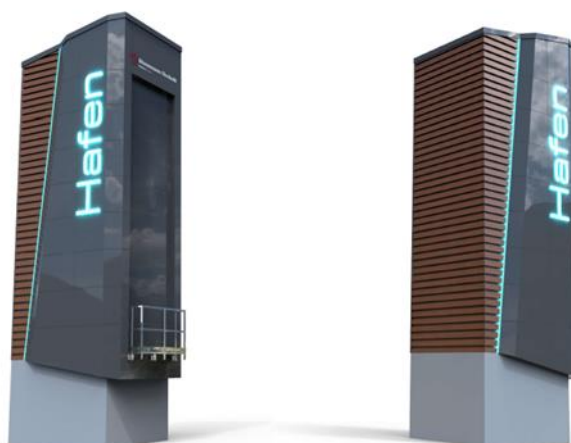
Figur 18 En-linjeskjema

En-linjeskjema ovenfor viser det ene av to like systemer, og viser ladekablene som kommer fra tilkoblingsboksene i skutesiden og føres frem til åtte firevindingstransformatorer, og kables videre til DC tavlen som igjen er tilkoblet batteriene, PTI motorene og til eksisterende hotell/hjelpesystem tavle(440V). Tavlen er gruppert i fire grupper, og hver med to tavler for batterier og en for PTI motor og avgang til 440V tavle.

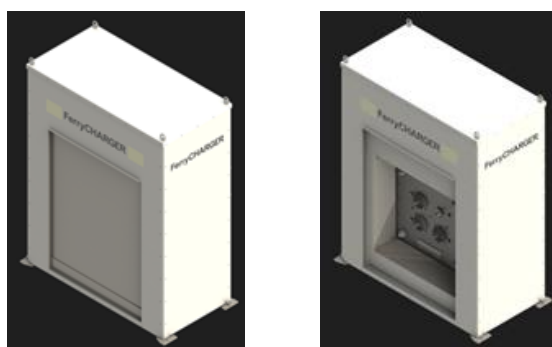
Lading av skipet med hurtiglading fra land med opptil 55MW og 11- 17kV.



Figur 19 Prinsippskisse av ladestasjon på land



Figur 20 Ladetårn



Figur 21 Koblingsbokser montert på skutesiden

Ovenfor viser en prinsippskisse av en ladestasjon på land som er tilkoblet en ladearm på kaikanten. Denne ladearmen blir her som vist ovenfor to (eller tre) ladetårn plasseres på kaien, og som koble seg til skipet innen et par minutter. De hvite tilkoblingsboksene, vist ovenfor til høyre, er montert i skutesiden.



Figur 22 11kV kablene fra tilkoblingsboksene på skutesiden kobles til fire 11kV tavler, av type som vist i figuren ovenfor



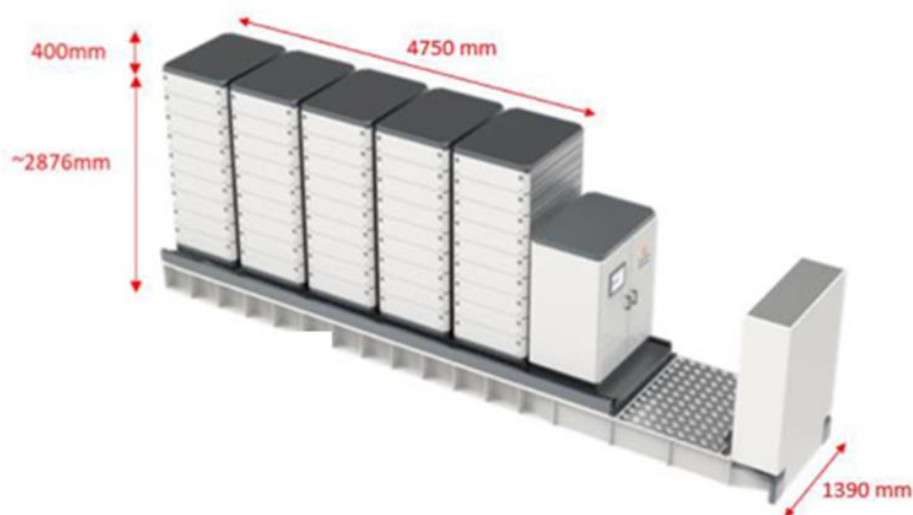
Figur 23 De åtte firevindingstransformatorene tilkobles med kabler fra 11kV tavlene, og videre med 1000V kabler til DC tavlene



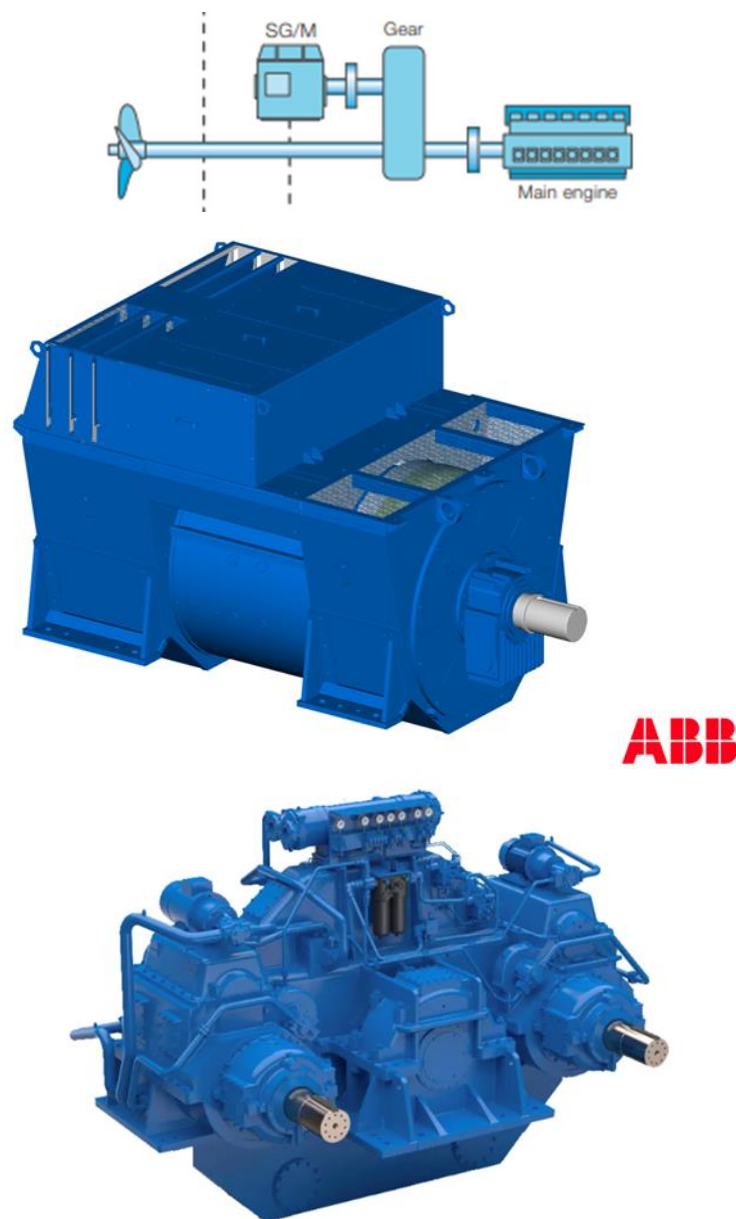
Figur 24 DC tavler

De 12 stk 1000V DC-tavlene er vannkjølte og er av typen Onboard DC Grid, og som vist ovenfor. Her kommer kablene inn fra transformatorene og tilkoblet likeretterne for å lage 1000V DC. I tillegg er det høyeffektbrytekretser for å begrense kortslutningsbelastningen fra batteriene på samleskinnen. Tavlen er gruppert i fire grupper, hver med to batteritavler for batterier, og en for PTI motor og avgang til 440V tavle. Batteriene er fordelt på 24 strengsamlinger som vist nedenfor, og som er tilkoblet til de åtte batteritavlene med tre strengsamlinger per tavle. I tillegg er fire av DC tavlene koblet til hver sin PTI motor og hver sin avgang til de eksisterende 440V tavlene

a) Tall room (3276mm)



Figur 25 Corvus Blue Whale batteripakken består av 24 stk av denne strengsamlingen, som tilkobles DC tavlene



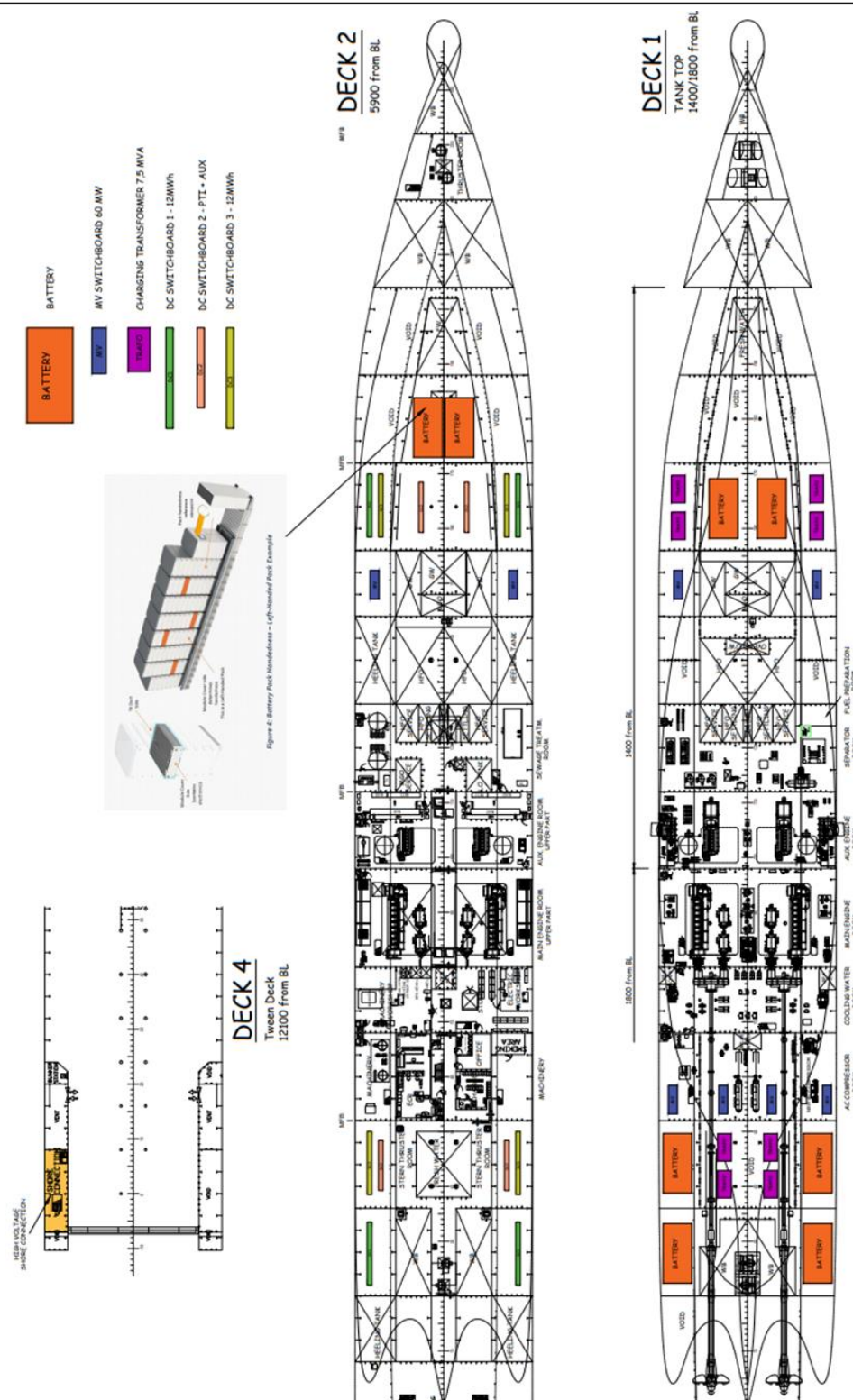
Figur 26 To og to 4,5MW motorer kobles i tandem og koblet rett på eksisterende gir for å erstatte to HFO motorer som fjernes

7.2.1 Vektvurdering

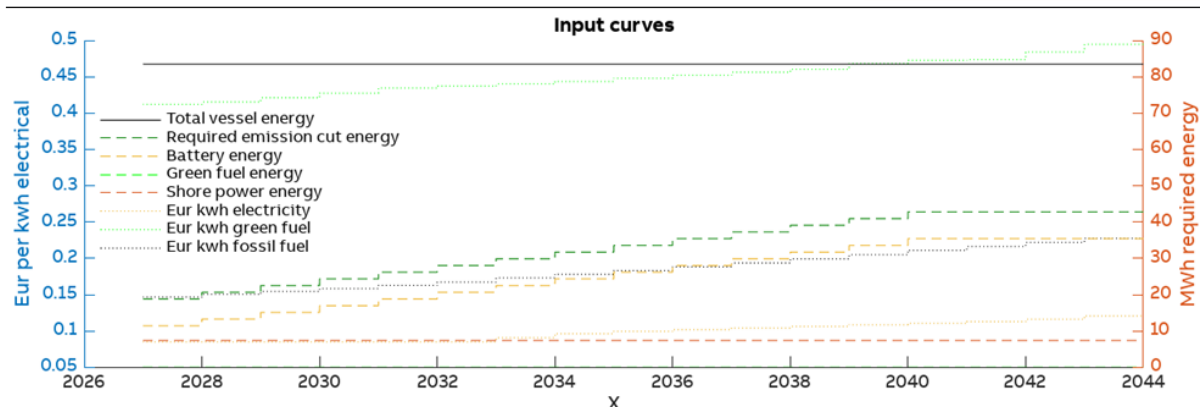
Vekten av batteripakken er 530 tonn, mens det andre utstyret som innbefatter ladetilkobling, ladetransformatorer og tavler, DC tavler, hotell transformatorer og PTI motorer blir på rundt 360 tonn. I tillegg kommer kabler. Totalt 950 tonn.

Vi fjerner to hovedmotorer med scrubbere på 300 tonn, to hjelpemotorer på 200 tonn og mindre brennstoff med 100 tonn. Totalt rundt 600 tonn.

Vektøkningen blir da rundt 400 tonn.

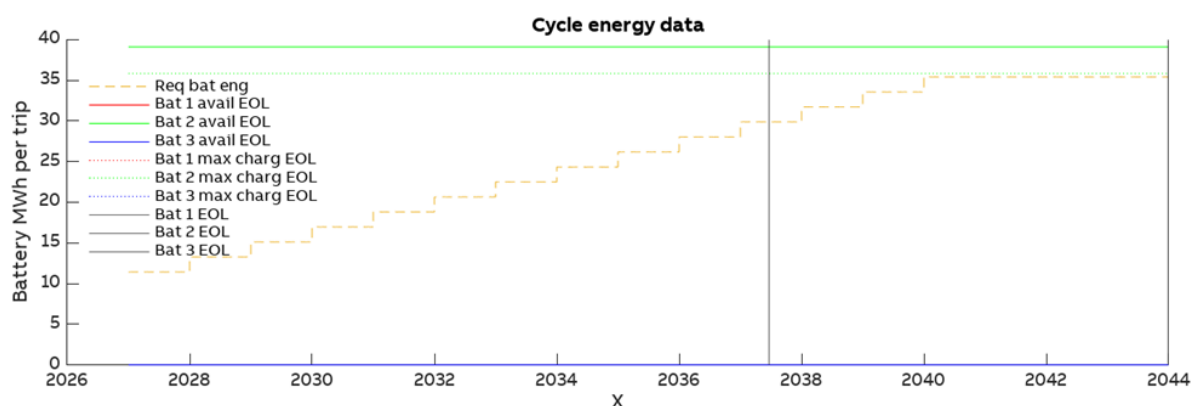


Figur 27 Batteriene er plassert tidligere i "Voids" på dekk 1 og 2. På dekk 1 er også de fire 11kV tavlene og åtte transformatorene plassert. På dekk 4 er ladetilkoblingsboksene plassert



Figur 29 Graf som viser prisbaner og energibehov

I ABBs analyse kom det frem at shore power bør alltid prioriteres da dette er billigst. Det var en mistanke om at det kunne være lurt å spe på med litt biodiesel mot slutten av livet til batteriene for å få de til å vare lengre. Det viste seg imidlertid at batterienergi alltid lønner seg over biodieselenergi i et TCO-perspektiv dersom batteriene ikke byttes før sin endte levetid. Det viste seg også at det ikke var lønnsomt å bytte batteriene før sin endte levetid, og derfor er biodieselenergi satt til null i ABBs foreslåtte løsning. Det viser seg at en gang etter år 2030, så er det den beste løsningen i et TCO-perspektiv, å kjøre full batteridrift fremfor fossil HFO inkl. CO2 skatt, også utover utslippskuts kravene. Dette ble imidlertid ikke foreslått da CAPEX på det elektriske anlegget ikke ville blitt overkommelig.



Figur 30 Graf som viser nødvendig energi levert fra batteriet år for år og tidspunkt for bateribytte

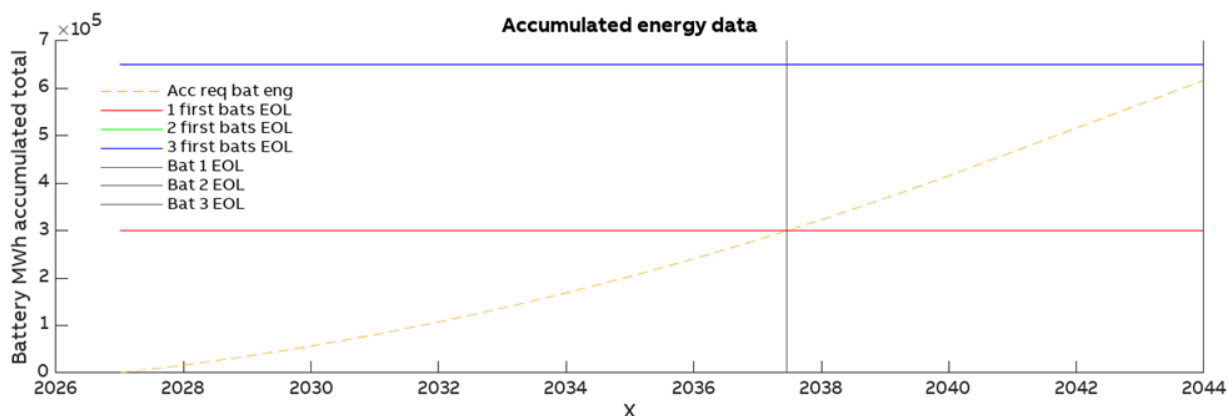
Den midterste grafen er vist i figuren over, og inneholder batterienergidata for alle batteriene på en «per tur» basis. Vi ser at energikravene fra batteriene i tykk stiplet oransje linje blir høyere år for år. I grønn heltrukket linje ser vi energien som er tilgjengelig i batteri nummer 2 når det når slutten av sitt liv per tur, med maks sykeldybde DoD, sluttkapasitet (EOL remcap) og virkningsgrad spesifisert i verktøyet.

I grønn tynt stiplet linje ser vi hvor mye energi som er mulig å lade opp før hver tur, med ladetid, C-rate og virkningsgrad spesifisert i verktøyet. Det er viktig at begge de grønne linjene er høyere enn den gule gjennom batteri 2's levetid, siden vi må for hver tur ha både plass til nok energi, og få ladet opp nok energi for å klare turen. Levetiden til et batteri er illustrert fra startår eller heltrukken vertikal linje til neste vertikale linje. For eksempel er batteri 1 fra 2027 til litt ut i 2037. Batteri 2 er fra litt ut i 2037 frem og ut 2043. Batteri 1 har også tilsvarende røde heltrukken og

stiplede linjer for tilgjengelig og ladbar energi, men disse er identiske som batteri 2, og grafikken overlapper. For batteri 3 er disse linjene 0, da batteri 3 er 0, altså ikke i bruk.

Det ble vurdert å gå for et mindre batteri som første batteri enn det neste, grunnet antatt høy batteripris tidlig i perioden. Dette førte imidlertid til at batteri 2 måtte være større for å holde ut hele skipets levetid, noe som gjorde at det elektriske anlegget ville måtte vært større for å støtte batteri 2. Totalt sett gav dette en høyere CAPEX og TCO.

Dersom man hadde gått for 2 batteribytter, hadde man kunne holdt det elektriske anlegget mindre. Dette viste seg å ikke være lønnsomt ved at ladeenergien ble begrensende for når man måtte bytte batteriene, og at man ikke fikk syklet batteriene til EOL, og derfor måtte overdimensjonere batterikapasiteten uforholdsmessig. Dette ville gitt noe høyere TCO, men lavere CAPEX. Det foreslåtte designet ble ansett som mest fordelaktig da man slipper unna med kun et batteribytte.



Figur 31 Graf som viser den totale akkumulerte energien levert fra batteriet

Den nederste grafen, og vist i figuren ovenfor, er i motsetning til de to andre grafene ikke på «per tur» basis, men på «akkumulerte» turer som basis for batteriene. Det betyr at den beskriver den totale energien som har passert ut av batteriene til skipet i løpet av dens livstid.

- Den oransje stiplede linjen er det akkumulerte batterienergibehovet til skipet.
- De første horisontale linjen (rød) er hvor mye energi batteri 1 kan levere i løpet av livet sitt, tatt med virkningsgrad spesifisert i verktøyet.
- Den grønne linjen er hvor mye batteri 1 pluss batteri 2 kan levere i løpet av livet sitt (skjult bak blå linje i plottet over), og den blå er hvor mye energi batteri 1 pluss batteri 2 pluss batteri 3 kan levere i løpet av livet sitt. Blå og grønn linje er på samme sted siden batteri 3 er satt til null.
- De vertikale strekene som markerer når et batteri er dødt er funnet via krysningen av de nevnte horisontale linjene og den stiplede gule linjen. Disse vertikale strekene er de samme som er indikert i den midterste grafen i verktøyet.

I et godt batteridesign vil den gule linjen nesten krysse den øverste horisontale linjen. Da er nesten all installert batterikapasitet brukt opp i løpet av båtens levetid.

Tabell 5 Resultater for de økonomiske analysene for batteri-hybrid casen

Values without NPV calculations	
Battery prices:	+27 +14.4 +0 = 41.4 M Eur @1
Energy prices:	65.7 (bat) + 0 (green fuel) + 220.4 (conv fuel) + 17.6 (shore) = 303.7 M Eur @1
Maintenance prices:	0 M Eur @1
Capital investment exl battery:	46.5 M Eur @1
Total lifetime price:	391.6 M Eur @1
Values with NPV calculations	
Battery prices:	+27 +9.1 +0 = 36.1 M Eur @1.045
Energy prices:	65.7 (bat) + 0 (green fuel) + 220.4 (conv fuel) + 17.6 (shore) = 303.7 M Eur @1.045
Maintenance prices:	0 M Eur @1.045
Capital investment exl battery:	46.5 M Eur @1.045
Total lifetime price:	386.3 M Eur @1.045

Over er nøkkeldata for foreslåtte design presentert. CAPEX vil være 87M Eur, noe som er over en smertegrense på 60 M Eur, men vil være under dersom hjelpemiddel apparatet bidrar med over 30%. Totalt fra 2027 og ut 2043 har skipet en driftskostnad rett under 400M Eur. 392M Eur hvis man neglisjerer diesel til kjeler under havn som verktøyet gjør. 220M Eur av disse kostnadene er HFO, 66M Eur er elektrisitet konsumert av batteriet og 18 M Eur er elektrisitet konsumert mens båten ligger i havn. Med NPV kalkuleringer ser vi at batteriprisen ved bytte, kun er 1/3 av prisen av det første batteriet, selv om batteriene er like store.

7.2.3 Andre batteridesignalalternativer

Casen som er gjort over er basert på Corvus Blue Whale data og estimater som er tilgjengelige. Flere av tallene kan derfor antas å være konservative. Det begynner å komme andre litium batterier på markedet, som for eksempel NMC batterier. Disse kan designes med en større utnyttelse av kapasiteten og vil medføre en reduksjon i MWh størrelsen og i tillegg få en lavere batteripris.

Designet på DC tavlen er fleksibelt ved at batteristørrelsen både kan oppskaleres og nedskaleres. En eventuell aktuell nedskalert løsning kan være en hotellhybrid løsning til en vesentlig lavere CAPEX, med en fortsatt rimelig TCO. For batteri-hybridcasen fra fase 2 i dette studiet fant man at batteriet kun utgjorde omtrentlig ¼ av CAPEX. Det elektriske anlegget ombord og nettoppgraderinger vil være majoriteten av CAPEX, som vil kunne reduseres betydelig med et

mindre batteri. Da hele hotellasten vil her dekkes av batteriet, vil man erstatte MGO på nåværende hjelpemotorer.

En annen løsning er en oppskalert løsning til en fullelektrisk løsning som resulterer i en høyere CAPEX, men med en gunstig lav TCO.

7.2.4 Antakelser rundt batteripakken

- Batteriet byttes når det oppnår EOL (End Of Life) tilsvarende 70% av sin BOL (Beginning Of Life) kapasitet
- Maks C-rate for batteriet er 0.7, og antatt at det klarer å holde en gjennomsnittlig tilsvarende OCV spenning på 950V under oppladingen.
- Tiden batteriet har for opplading antas å være på 55 minutter, og at batteriet klarer 0.7C under hele tiden. Dette er en forenkling, men Blue Whale kan tåle 0.7C i noen minutter.
- Batteriet vil sykles med stadig dypere sykler, og antas å kunne utlades til maksimalt 95% DoD når det nærmer seg EOL.
- Batteribytte skjer på samme tidspunktet som det tidligere batteriet når EOL.
- Batterienes levetid i modellen er forenklet og spesifisert ved fullekivalente sykler, som vil si at hverken hvor mange år de opererer, eller hvor dypt de sykles, påvirker livstiden. Første batteri antas å klare 6000 sykler, og med antatte kommende batteriforbedringer antar vi at batteri nummer 2 klarer 7000 sykler.
- Det elektriske anlegget er i fase 1 pris-estimert for et 80MWh batteri. Prisestimatene i denne rapporten er for et design med 60MWh batterier og er basert på lineær skalering av prisen fra fase 1.
- Batterivirkningsgraden er satt til 98% pr. vei, og regnes med for både inn og ut av batteriet. Denne ansees konstant uavhengig av SOH og C rate. Virkningsgraden for strømmen regnet fra nettstasjonen på land, til den er på DC tavlen, men enda ikke på batteriet, antas å være 90%.
- Diesel til kjeler under seiling er neglisjert.
- Vedlikeholdskostnader er sett bort fra.

7.2.5 Kommentarer for batteripakken

Det skal installeres en betydelig mengde batterier og kobles direkte på en DC tavlen for å redusere tapene og dimensjonene. Eksempelet i denne rapporten med Blue Whale batteriet gir en DC tavle som er seksjonert slik at den mulige kortslutningsstrømmen som oppstår ikke blir for høy. Men kortslutningsegenskapene varierer mellom de forskjellige batteritypene og er viktig at blir sjekket, når andre løsninger blir vurdert. Egenskapene varierer mellom batterileverandørene, og vil ha påvirkning på DC tavleløsning.

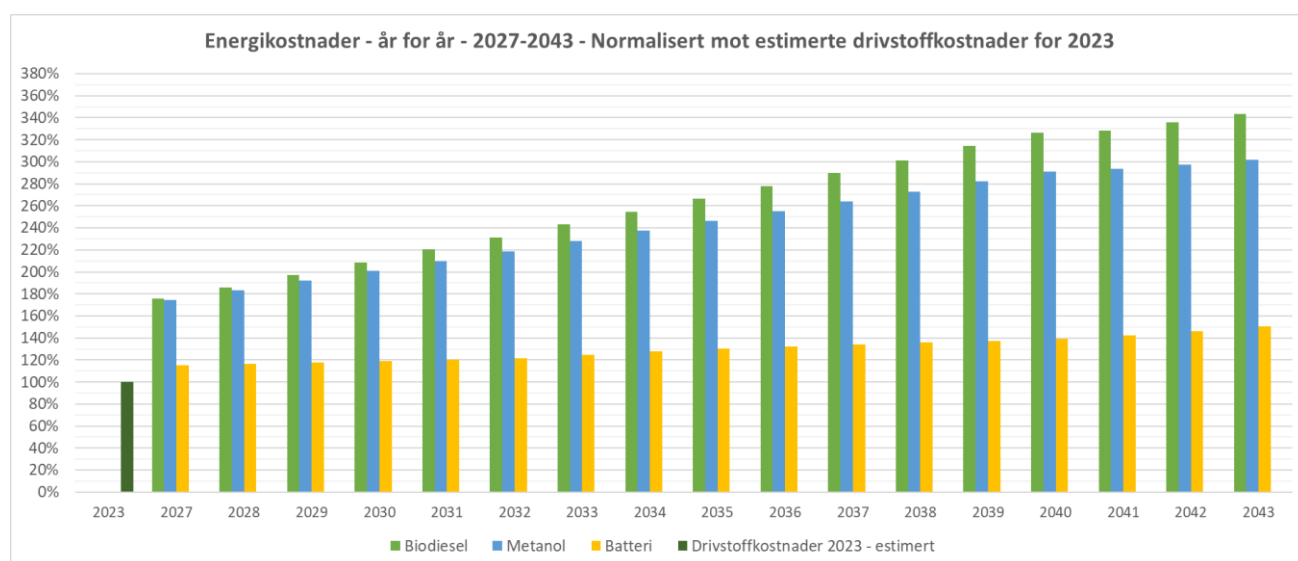
8 Fase 3 – Innstilling av endelig konsept

Pilotstudien demonstrerer at fossilfri drift på SuperSpeed 1 innen 2050 er innenfor rekkevidde utfra teknologiske vurderinger og parametere. Batterihybridisering, metanolhybridisering og bruk av biodrivstoff som det har vært sett på her, peker seg ut som de fremste løsningene basert når en legger vekt på de kommersielle kriteriene, med de prisbaner for energi vi har operert med i prosjektet. Men disse prisbane er usikre, og dette bør sjekkes og gjennomgås på nytt før eventuelle investeringsbeslutninger.

For de energimengdene som SuperSpeed 1 bruker, er det først og fremst viktig at en utnytter energien så effektivt som mulig. Det er i studien lagt til grunn at Color Line reduserer energibruken til fremdrift med 8,5% innen 2027. Det bør gjøres businesscases og undersøkes som det er mulig å redusere dagens energiforbruk med mer enn 8,5% videre framover, og disse kostandene må måles opp mot energi-/ investerings-kostandene for de framtidige grønne drivstoffene.

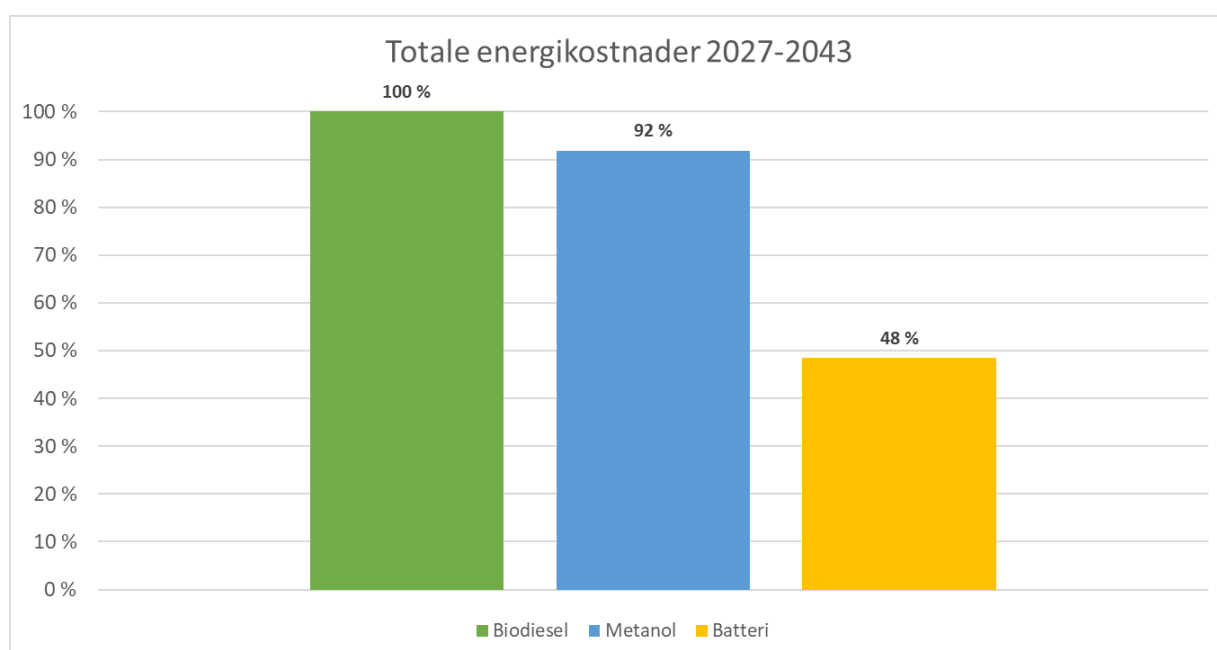
Studien viser imidlertid også at samtlige alternativer for konvertering av SuperSpeed 1 til alternative energibærere vil medføre en betydelig økonomisk risiko. For konvertering til grønn metanol / innfasing av biodrivstoff er investeringskostnadene begrensede, men begge alternativer vil gi signifikant høyere driftskostnader, som etter dagens energikostbaner, gir 100% høyere drivstoffkost i 2030 sammenlignet med 2023. Og fra ca 2040 tredobles dagens pris på energi til SuperSpeed 1 hvis en velger denne løsningen. Denne store kostnadsøkningen kan medføre at energieffektiviseringstiltak som ikke var lønnsomme tidligere, bør sjekkes opp igjen om de blir lønnsomme i framtiden.

Batterihybridisering reduserer energikostnadene med ~50% i driftsfasen, sammenlignet med grønn metanol eller bio-diesel, men vil kreve en investering på om lag MNOK 750 og representerer en betydelig økonomisk risiko når prisbanene er så flyktige.



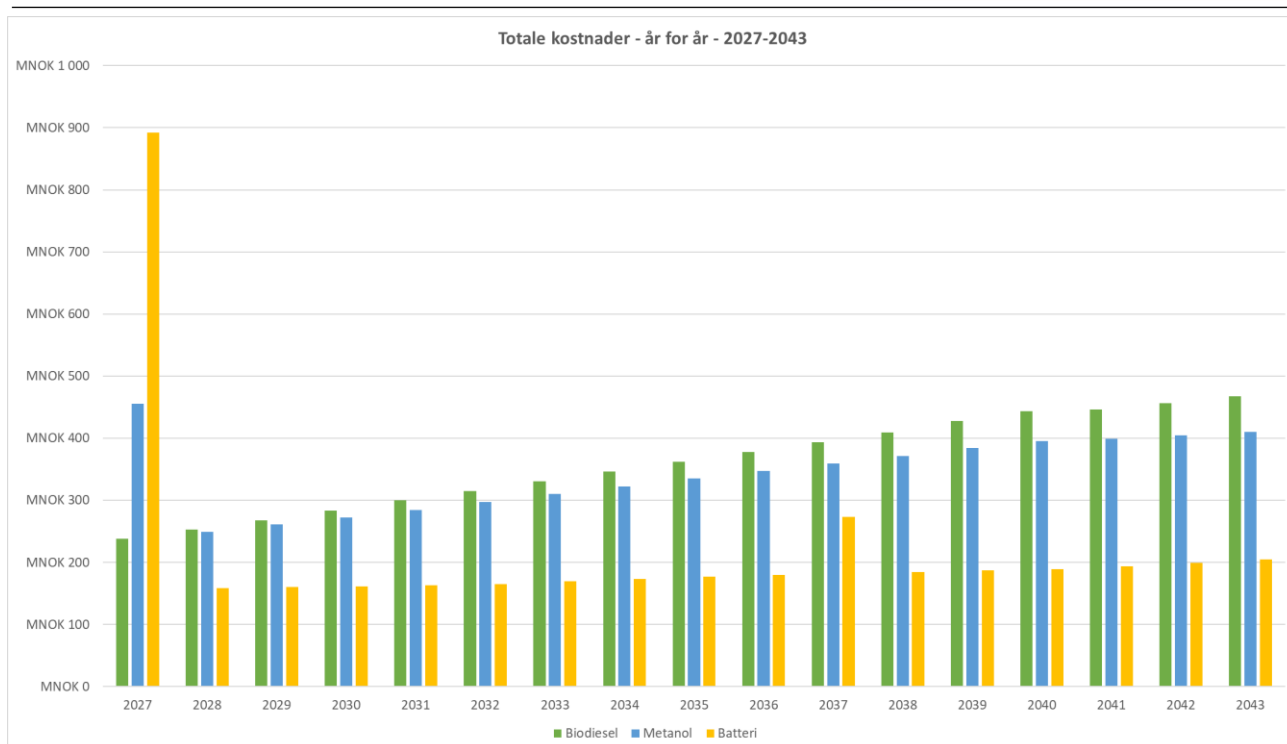
Figur 32 Energikostnader år for år normalisert mot estimerte drivstoffkostnader for 2023

Figuren over viser årlige totale energikostnader for de 3 alternative drivstoffene, og alle følger samme utslippsreduksjonsbane, og har med seg EU ETS (CO₂) avgift. Som en ser så følger bio-diesel (FAME) og grønn metanol kostandene hverandre veldig tett, med en fordel på slutten av perioden for grønn metanol, men den kommer også med en investeringskostnad på ca 230MNOK, som det tar mange år å forrente med denne prisutviklingen. Totale energikostnader når en bruker elektrisitet som grønt drivstoff sammenlignet med metanol eller bio-diesel er på slutten av perioden bare halvparten av kostnadene. Dagens energikostnader er ca 50% av år 2030 energikostnad på bio-diesel og 1/3 del av energikostnadene forespeilet i 2043. Dette er det viktig å ta hensyn til i langtids forretningsplanene til skipet. Den betraktelig lavere årlige energikostnadene for batteri hybrid kommer klart fram av figuren over.



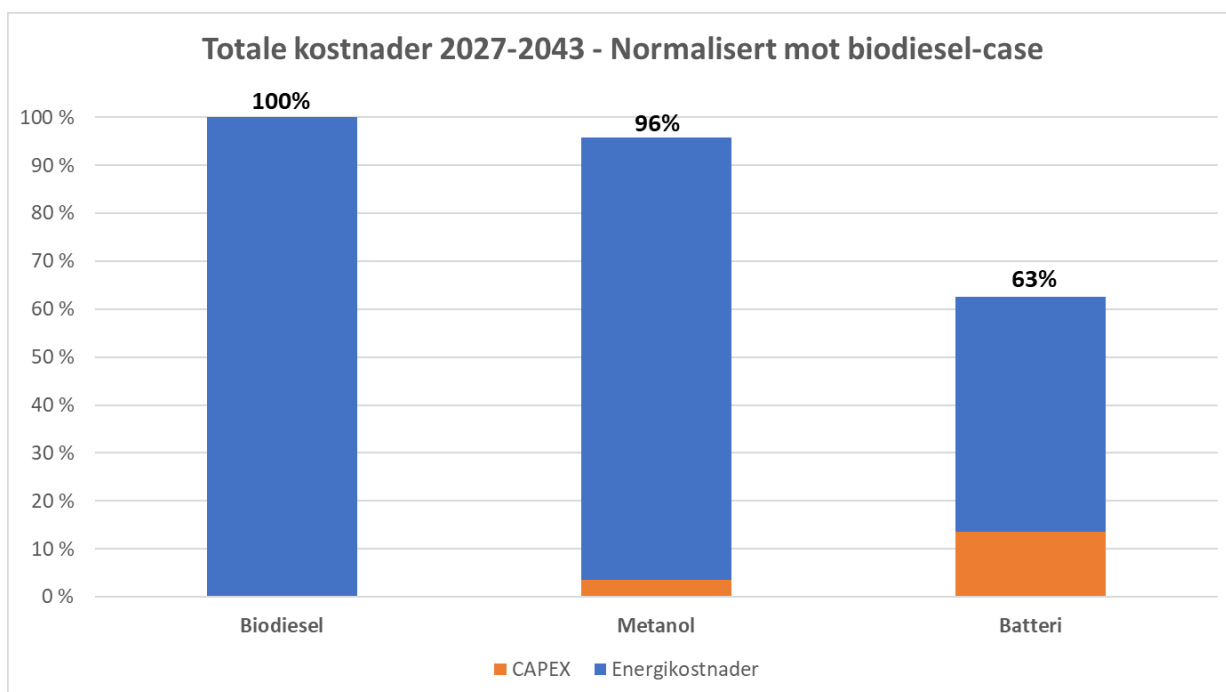
Figur 33 Totale energikostnader for hele prosjektperioden

Når en slår sammen energikostnadene for hele prosjektperioden får en denne fordelingen av energi kostnadene. Metanol/MDO/HFO operasjon er ca. 8% billigere enn base case med Bio-diesel/HFO operasjon, og Strøm/HFO operasjon er ca. 52% billigere, når en bare ser på energikostnadene i hele prosjekt perioden.



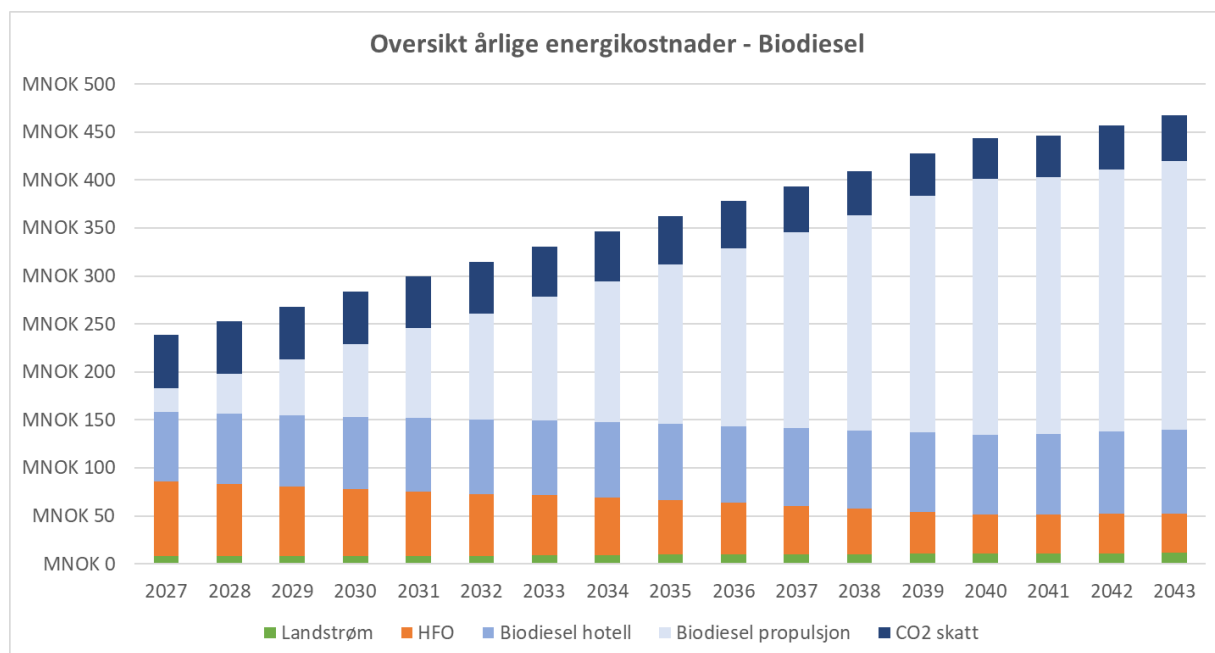
Figur 34 Totale kostnader - år for år – for alle tre caser

Når en studerer nåverdi kostnadene per år (Figur 34), ser en at investeringskostnadene for installasjon av batterier og kostander til å bygge om til elektriske løsninger med kapasitet til å håndtere 2043 kravene, er den dominerende kostnaden. Batteribytet i 2037 blir ikke så markant, da kostanden ned diskonteres med 4,5% per år til 2027 verdi, og det er lagt inn en forventet prisreduksjon på litium batterier framover.

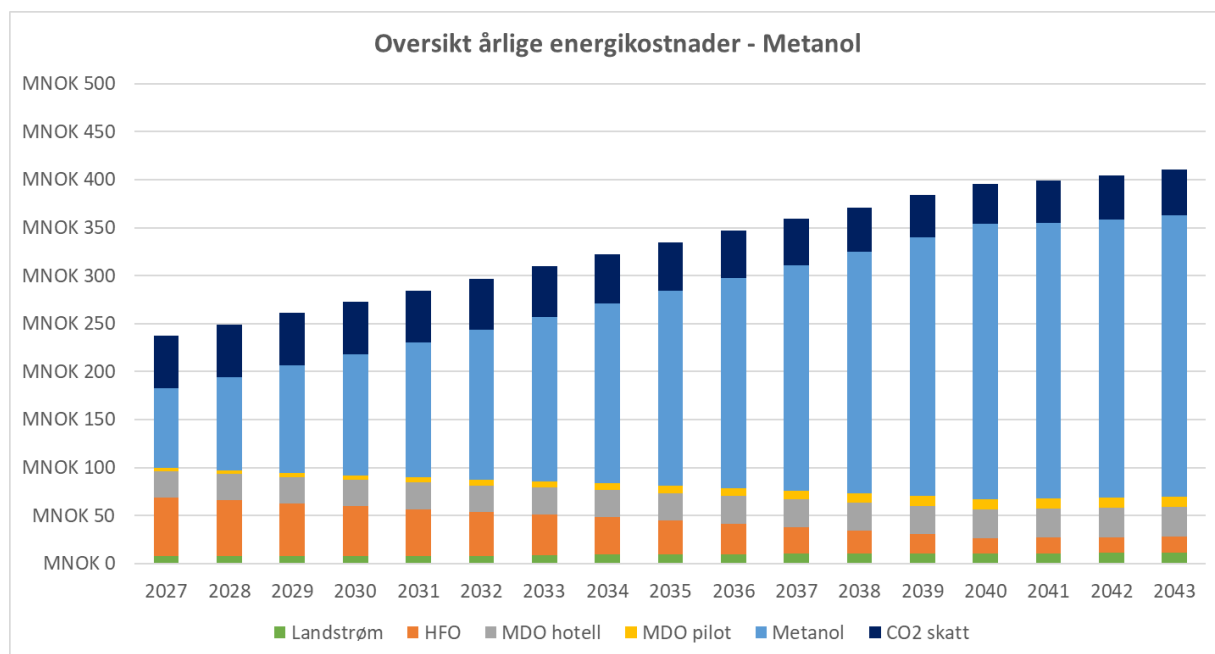


Figur 35 Sammenligning av totale kostnader for prosjektperioden - normalisert mot base case

Når en slår sammen energikostnadene og investeringskostnadene for hele prosjektperioden får man fordelingen av energikostnadene vist i Figur 35. Metanol/MDO/HFO operasjon er ca. 4% billigere enn base case med Bio-diesel/HFO operasjon, og Strøm/HFO operasjon er ca. 37% billigere, når en ser samlet på investerings- og energikostnadene ihht nåverdimetoden i hele prosjektperioden.

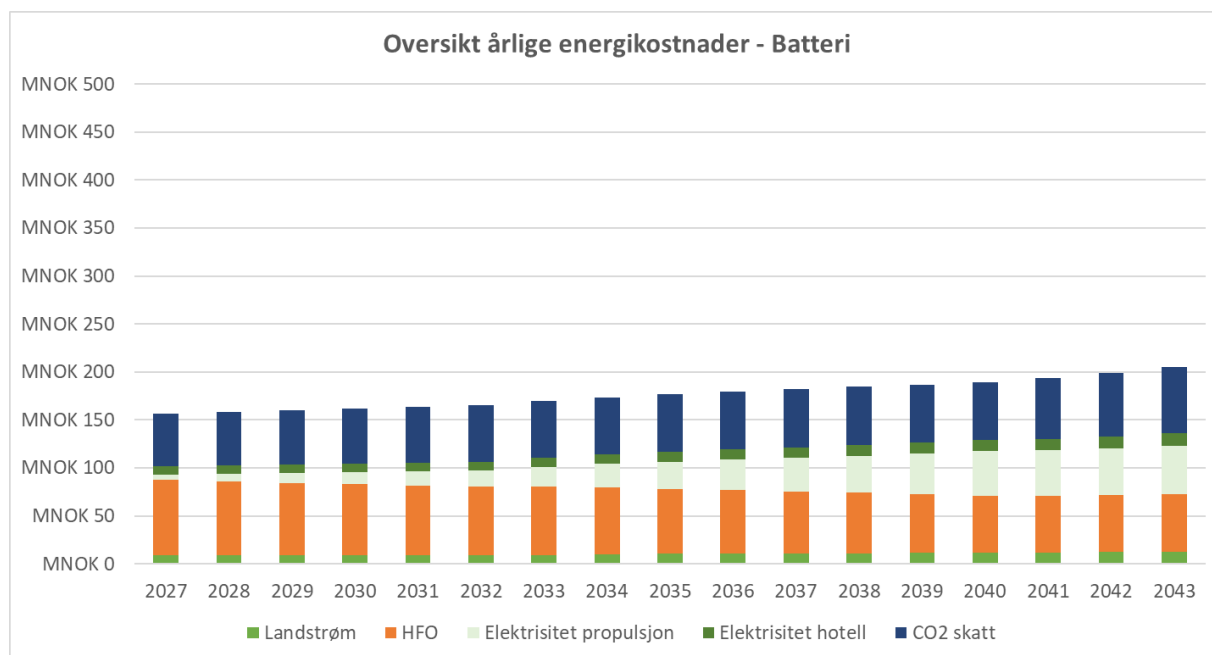


Figur 36 Oversikt over og fordeling av årlige energikostnader for biodiesel-casen



Figur 37 Oversikt over og fordeling av årlige energikostnader for metanol-casen

For begge grafene over ser man at det er metanol og bio-diesel kostnadene som blir dominerende utover i prosjektperioden for disse to casene, selv om en starter med bare ca 25% innblanding av metanol eller bio-diesel og avslutter med 67%. For batterialternativet under, som leverer en lik energiandel grønn energi som over, er prisen på den grønne energien fra strøm, helt underordnet kostnadene for konvensjonelt drivstoff (HFO) og EU ETS avgift.



Figur 38 Oversikt over og fordeling av årlige energikostnader for batteri-casen

Fra figurer og resultater presentert over og analyser som er gjort i studien, er det resultert i en score som er presentert i tabellen under, som er den "matematiske" evalueringen av de tre casene som ble vurdert i siste runde av piloten. Evalueringskriteriene og vurderingsmetoden er presentert i Tabell 6 og resultatene i

Tabell 7.

Color Line definerte parametere som er viktig for valg av framtidige energikilder, og vektet disse som vist i tabell. Studien har gått ut på å finne en så objektiv score som mulig ihht til evalueringskriteriene. Disse kriteriene er ikke uttømmende, men er sett på som de viktigste parametere for å vurdere de alternativene som ble med til andre runde i piloten, for å gjøre en god evaluering.

Som en ser av tabellen over så er det batteri-hybrid løsningen som kommer best ut av evalueringen med score på 2,75, på en skala fra 1 til 5 der 1 er best. Basecasen med bio-diesel og HFO fikk 3,05 poeng og grønn metanol og HFO fikk 3,25 poeng som er like bak. Så basert på dette "matematiske" oppsettet kommer batteri hybriden best ut. Videre anbefaler pilotprosjektet at en må utfordre virkemiddelapparatet til å redusere risikoen som framkommer i denne rapporten, slik at en kan akselerere det grønne skiftet og overgang til nullutslipps samfunnet også for eksisterende tonnasje.

Tabell 6 Evalueringskriterier og vurderingsmetodikk

Evalueringskriterier	Vurderingsskala/metode	Kommentar
Investeringsstørrelse	(0-200 MNOK=1, 200-400 MNOK=2, 400-600MNOK=3, 600-800MNOK= 4, <800MNOK = 5)	Ink. offhire kostnader og ombyggingskostander for fartøyet
Totale operasjons- og investeringskostnader 2027-2043	NNV – totale kostnader over skipets levetid (% av base chase, 1>40%, 2=40%-59%, 3=60%-79%,	Bruke DNVs Fuelpath metodikk
Sansynlighet for støttegrad på investering	Norske og Europeiske støtteordninger	Skjønnsmessig evaluering
Sansynligheten for støtte på drivstoff (differansekontakter)	Miks av sansynlighet og grad av støtte, skjønnsmessig vurdert	Diff kost med konvesnsjonell fuel.
Skalerbarhet (reduere risiko og kapital behov)	% av slutt investering fra dag 1.	Om investering kan tas gradvis
Sikkerhet	1=Veldig lav risiko og 5=Veldig høy risiko	Et forsøk på å kvantifisere relativ risiko mellom de ulike mulige
Teknologisk modenhet	TRL skala med omregning se under	Enre score på TRL skala til: TRL 9= 1, TRL 8=2 osv TRL 1,2,3 utelukkes
Drivstofftilgjengelighet og bunkring	God/Nøytral/Usikker	Endre til påengskale fra 1= god til 5 er veldig usikker

Tabell 7 Den endelige evalueringen av de tre casene

Evalueringskriterier	HFO/MDO (Base)	Batteri hybrid	Methanol	Vekting	HFO/MDO (Base)	Battery hybrid	Methanol
	Score fra 1-5, der 1 er best			Sum	3,05	2,75	3,25
Investeringsstørrelse	1	4	2	20 %	0,2	0,8	0,4
Totale operasjons- og investeringskostnader 2027-2043	5	2	5	30 %	1,5	0,6	1,5
Sansynlighet for støttegrad på investering	5	3	3	10 %	0,5	0,3	0,3
Sansynligheten for støtte på drivstoff (differansekontakter)	4	5	4	10 %	0,4	0,5	0,4
Skalerbarhet (reduere risiko og kapital behov)	1	3	2	10 %	0,1	0,3	0,2
Sikkerhet	1	1	2	10 %	0,1	0,1	0,2
Teknologisk modenhet	1	2	3	5 %	0,05	0,1	0,15
Drivstofftilgjengelighet og bunkring	4	1	2	5 %	0,2	0,05	0,1

Vedlegg 1: Fase 1 – FuelPath analyse

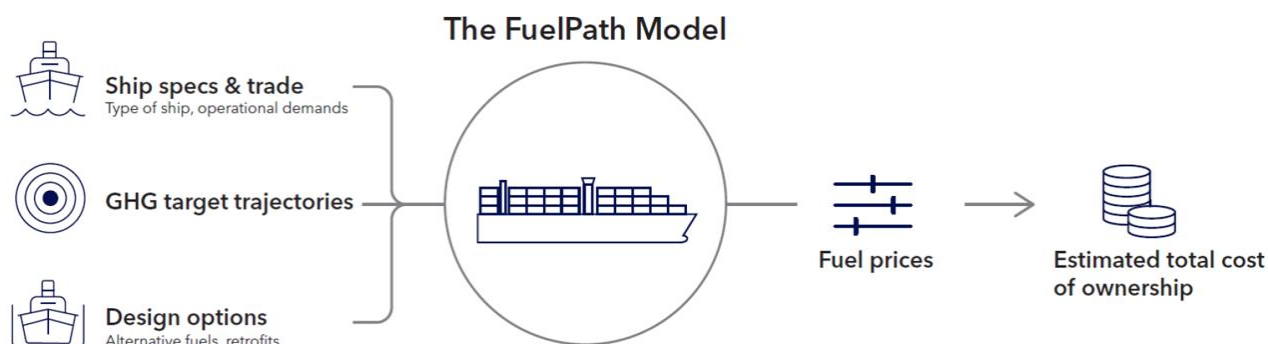
Memo to:
GSP pilot «Nullutslipp hurtiggående ferge»

Memo No: Draft
From: DNV
Date: 2022.04.30
Prep. By: Øystein Alnes

Copied to:
-

GSP pilot fase 5 – «Nullutslipp hurtiggående ferge»

Screening av aktuelle teknologier / «Fuelpath» modellering



Designkonsept		Energikilde
A	Konvensjonelt	HFO / MGO / karbonnøytral MGO / Landstrøm
B	LNG	LNG / Karbonnøytral LNG / MGO / karbonnøytral MGO / Landstrøm
C	Batterihybrid 1	MGO / Karbonnøytral MGO / Landstrøm
D	Batterihybrid 2	MGO / Karbonnøytral MGO / Landstrøm
E	Helelektrisk	Landstrøm
F	Ammoniakk	Ammoniakk / MGO / karbonnøytral MGO / Landstrøm
G	Hydrogen	Hydrogen / MGO / karbonnøytral MGO / Landstrøm
H	Metanol	Metanol / MGO / karbonnøytral MGO / Landstrøm

1 INPUT DATA – SUPERSPEED 1

1.1 Skipsdata

Superspeed1

IMO no. : 9374519

Byggeår : 2008

Skipsmål: L:211,3 m / B:30,6 m / Dypgang: 6,7 m

GT: 36822

Hovedmaskineri 4x9600 kW hovedmotor / 4x3000 kW hjelpemotor / 2 x 5,25 m (dia) CP propell

1.2 Seilingsrute og liggetid i havn

- Seilingsdistanse: 72 nautiske mil (Kristiansand – Hirtshals)
- Overfartstid: 3 timer og 15 minutter (rutetid)
- Skipet seiler 2 ganger tur/retur fra Kristiansand per døgn. 1 time liggetid i havn per anløp + 8 timer per natt i Kristiansand
- **Totalt per døgn: 13 timer seilingstid / 11 timer i havn**
 - $2 * 1 = 2$ timer i havn i Hirtshals
 - $1 + 8 = 9$ timer i havn i Kristiansand
 - $4 * 3,25 = 13$ timer seiling
- Typisk seilehastighet er 25-26 knop (effektbehovet er i dag normalt ca 26 MW ved max seilehastighet)
- Det estimeres 355 seilingsdager per år. Årlig seilingsdistanse = $355 * 72 * 4 = \underline{102240 \text{ nautiske mil}}$

1.3 Energibehov

1.3.1 Energibehov ved seiling

Det som presenteres her er gjennomsnittsverdier. Det vil være sesongvariasjoner, men de er ikke hensyntatt i disse beregningene.

Fremdrift

- 75 500 kWh per leg i gjennomsnitt (basert på 14.9MT HFO)

Hotell/auxiliaries i sjø

- 11 750 kWh per leg i gjennomsnitt
- Dette inkluderer 950 kWh per leg til scrubber

Kjeler i sjø

- 1070 kWh per leg i gjennomsnitt
- Dette inkluderer 250 kWh per leg til oppvarming av HFO

Eksoskjeler i sjø

- 3540 kWh per leg i gjennomsnitt
- Spillvarme fra 2 av hovedmotorene. Brukes til oppvarming. Må erstattes av alternative energikilder om alle hovedmotorene fjernes.

1.3.2 Energibehov i havn

Hotell/auxiliaries i havn

- Kristiansand: 1080 kW i gjennomsnitt
- Hirtshals: 1330 kW i gjennomsnitt

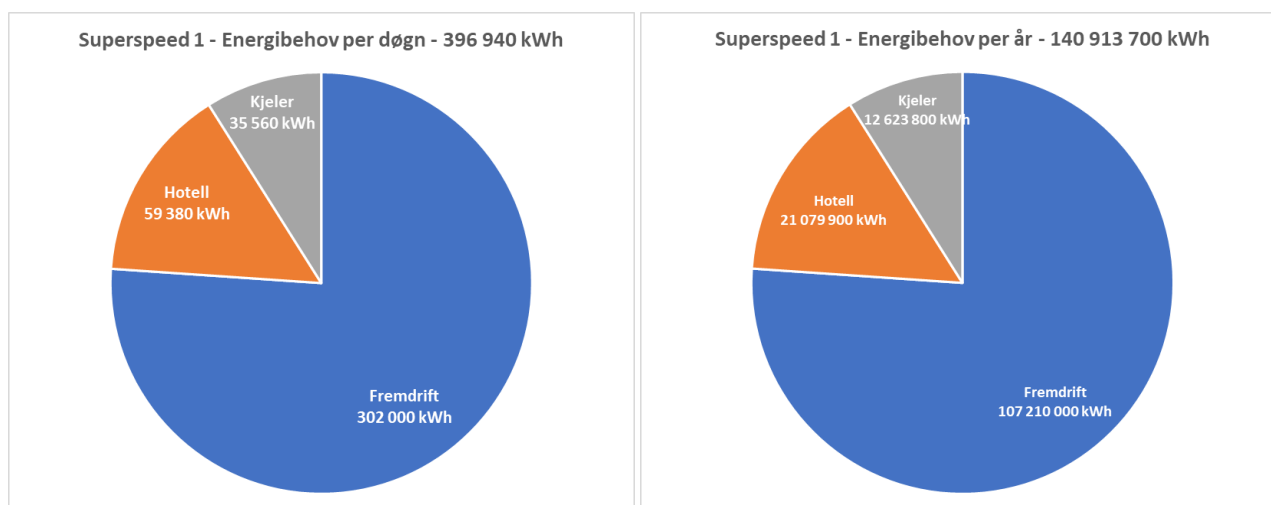
Dekkes i dag av landstrøm i Kristiansand og av gen.sets i Hirtshals.

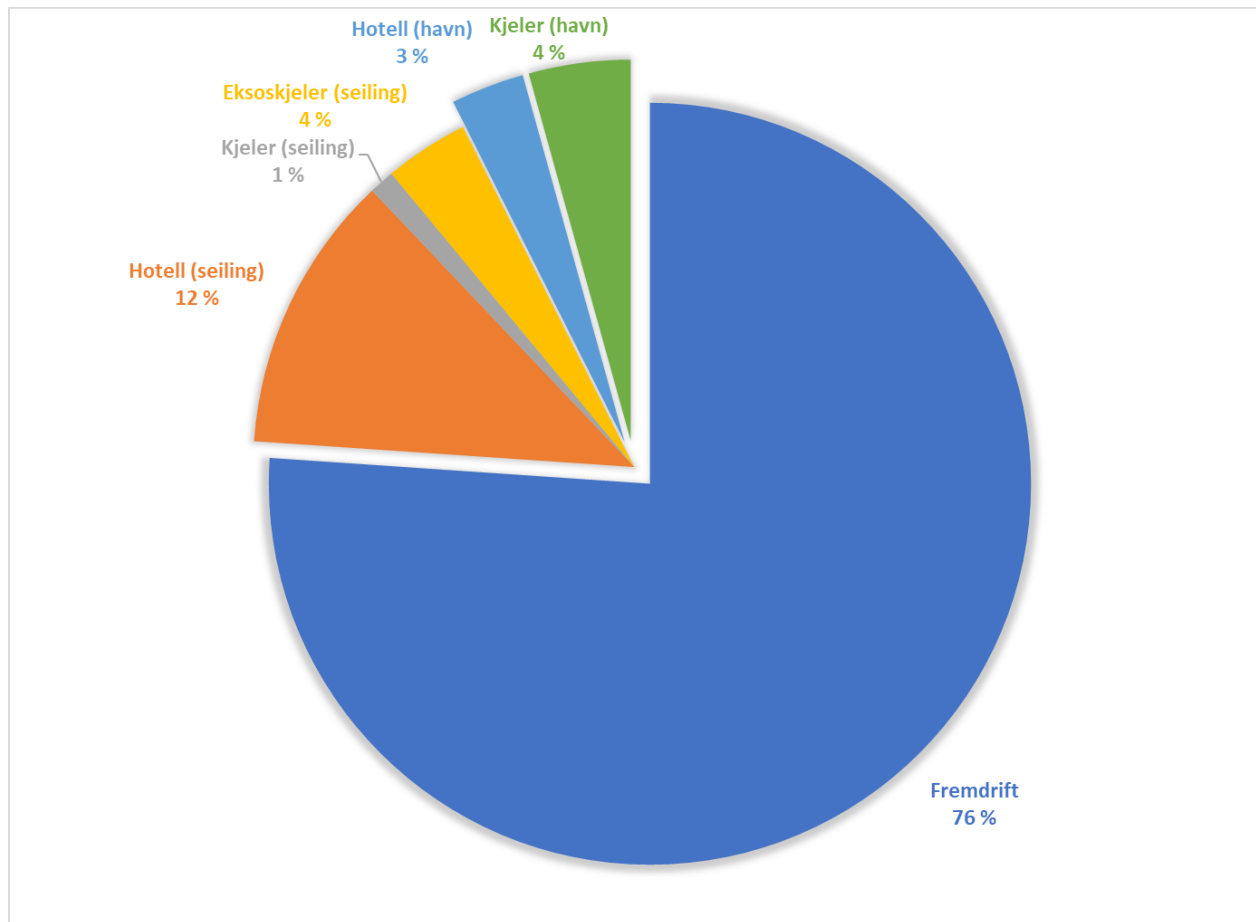
Kjeler i havn

- 1556 kW i gjennomsnitt
- Dette inkluderer 75 kW til oppvarming av HFO

1.3.3 Energibehov oppsummering

- **Fremdrift**
 - 302 MWh per døgn / 107,21 GWh per år
- **Hotell (seiling)**
 - 47 MWh per døgn / 16,685 GWh per år
 - Dette inkluderer 3.8 MWh per døgn / 1.349 GWh per år til scrubbere
- **Hotell (havn)**
 - 12,38 MWh per døgn / 4,3949 GWh per år
- **Kjeler (seiling)**
 - 4,28 MWh per døgn / 1,5194 GWh per år
 - Dette inkluderer 1 MWh per døgn / 355 MWh per år til oppvarming av fuel
- **Kjeler (havn)**
 - 17,12 MWh per døgn / 6,0776 GWh per år
 - Dette inkluderer 0,825 MWh per døgn / 292,875 MWh per år til oppvarming av fuel
- **Eksoskjeler (seiling)**
 - 14,16 MWh per døgn / 5,0268 GWh per år



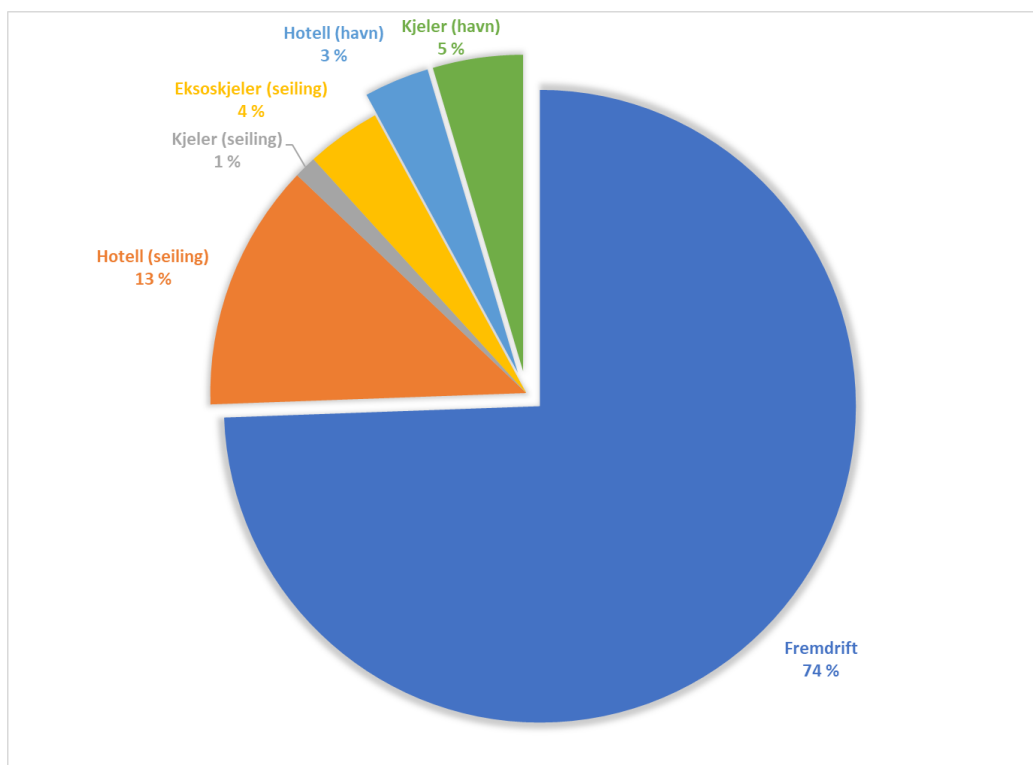
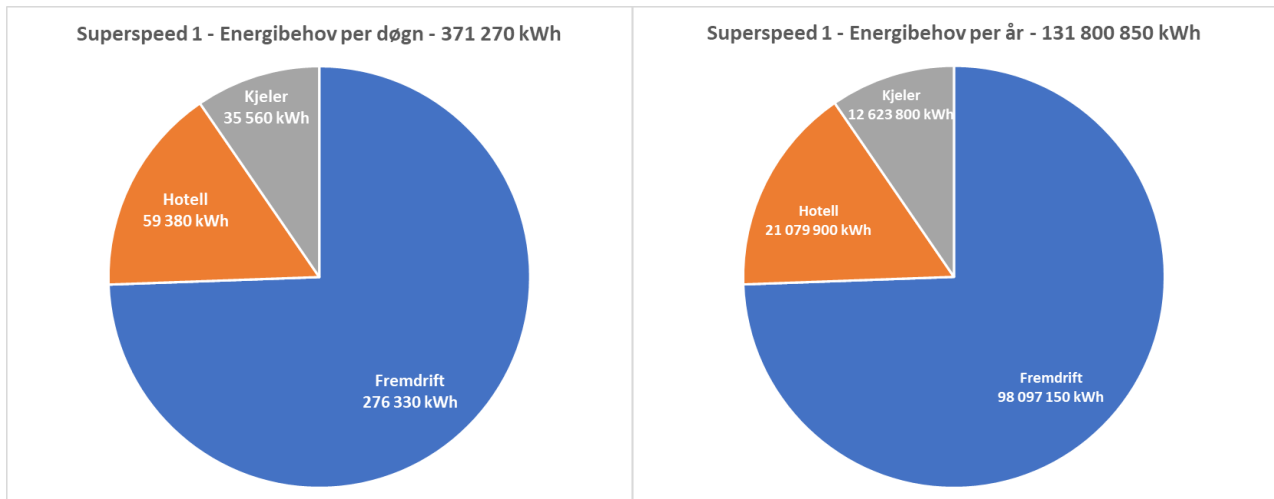


1.3.4 Energieffektivisering skrog og propell

- Det antas at man kan oppnå en total reduksjon av energibehov for fremdrift på **8,5%**. Dette gjelder alle designkonsepter.
- Effektiviseringen oppnås gjennom
 - Lavfriksjonsmaling med hyppig scrubbing (2-4%)
 - CAPEX: 5 MNOK
 - OPEX: ? MNOK
 - Energo pro-fin (Wärtsilä) (2-5%)
 - CAPEX: 2 MNOK
 - OPEX: 0 MNOK
 - Tunnel thruster grids (bow tunnel thrusters) (1-3%)
 - CAPEX: ? MNOK
 - OPEX: 0 MNOK

1.3.5 Optimalisert energibehov fremdrift

- Før oppgradering:
 - 302 MWh per døgn / 107,21 GWh per år
- Etter oppgradering (-8,5%):
 - 276,33 MWh per døgn / 98,0972 GWh per år



1.4 Drivstoffpriser, CO2 avgift og strømpriser

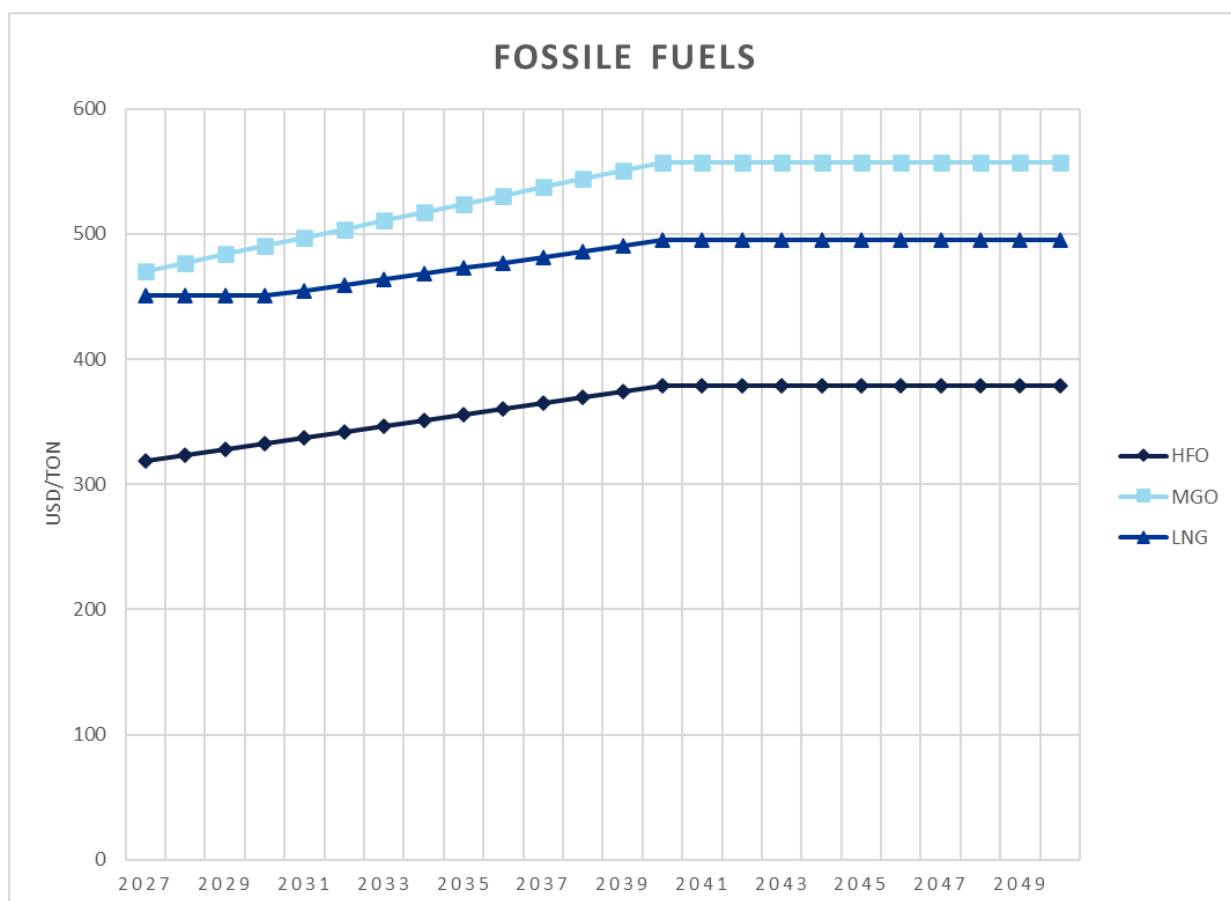
Prisbanene er basert delvis ved bruk av DNV sin «FuelMapper» modell og delvis basert på priser oppgitt av partnere i piloten. FuelMappermodellen tar inn basispriser på fossil energi, fornybar elektrisk energi, og biomasse. Deretter beregner FuelMapper en produksjonskostnad for de relevante drivstoffene. FuelMapper har ingen tilbud/etterspørsel modul, men regner kun på kostnader for produksjon og transport og finner dermed en pris hvor man får en forventet avkastning. Mer informasjon om FuelMapper modellen finnes i DNVs Maritime Forecast to 2050, 2020-ed (Appendix B.2 & sec. 4.1.2). FuelMapper modellen bruker data fra litteraturen på CAPEX på produksjonsanlegg, energiforbruk i prosesser og til transport av ferdige drivstoff.

De fleste drivstoff har en 3 ulike prisbaner; høy, base, lav.

1.4.1 Prisbaner drivstoff

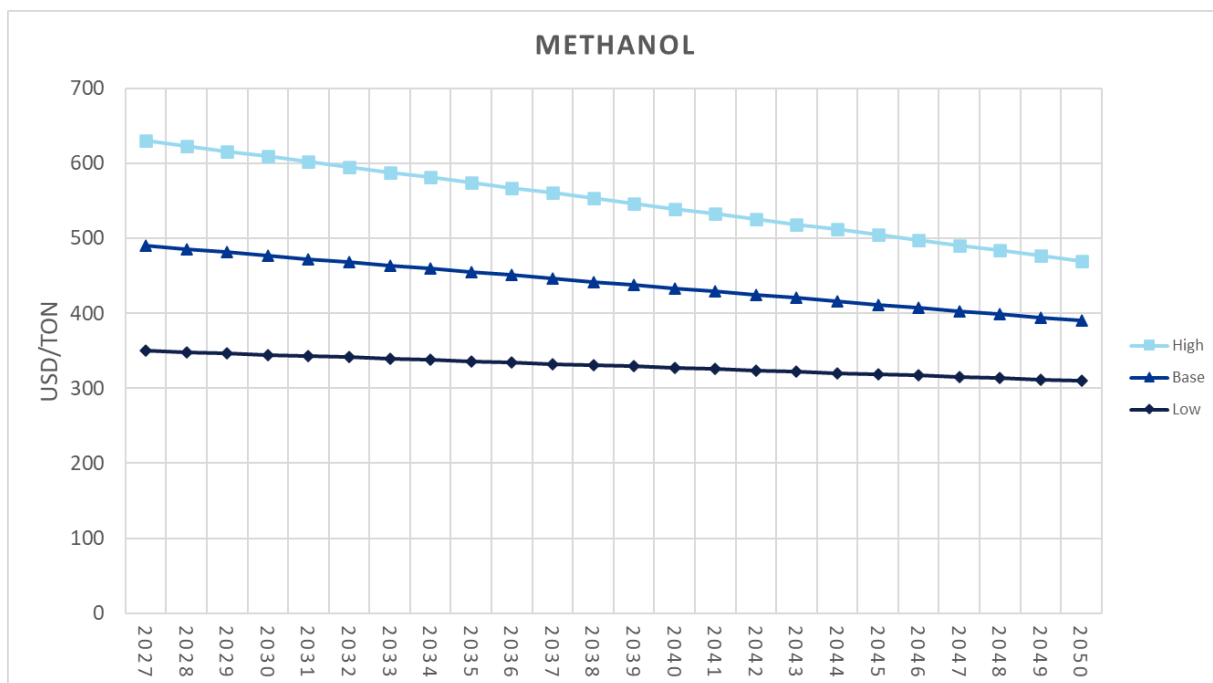
1.4.1.1 Fossile drivstoff

Kilder: IEA World Energy Outlook 2020/2021



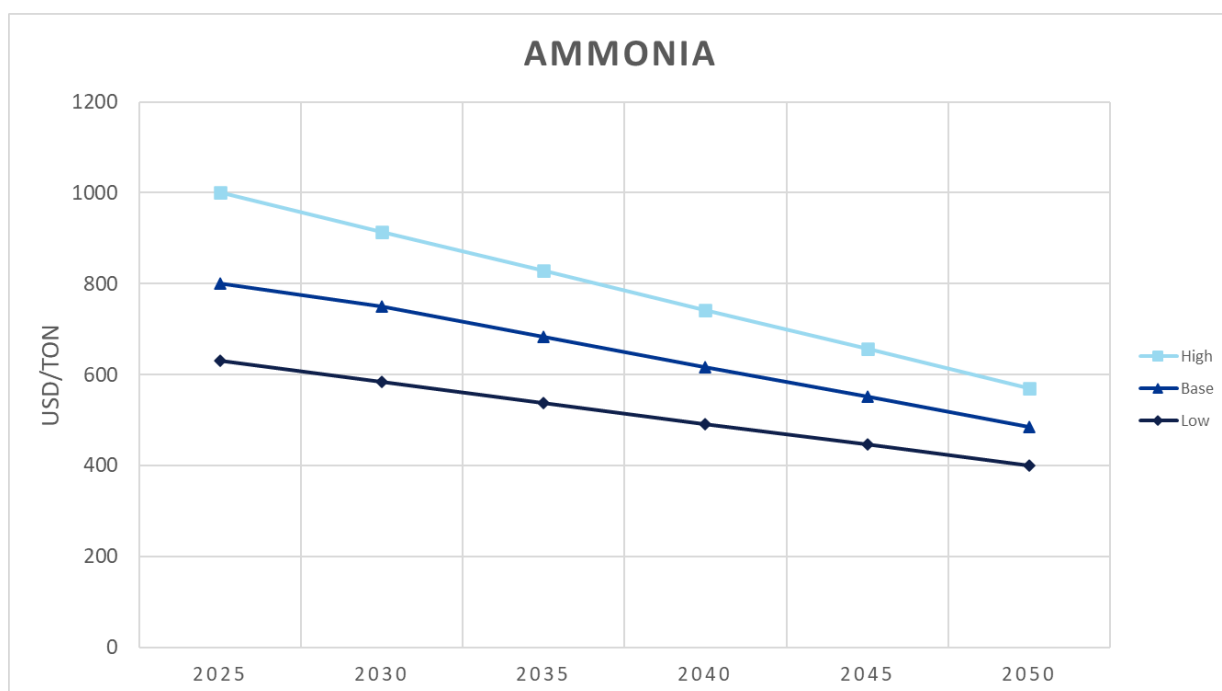
1.4.1.2 Metanol

Kilder: DNV ETO, FuelMapper



1.4.1.3 Ammoniakk

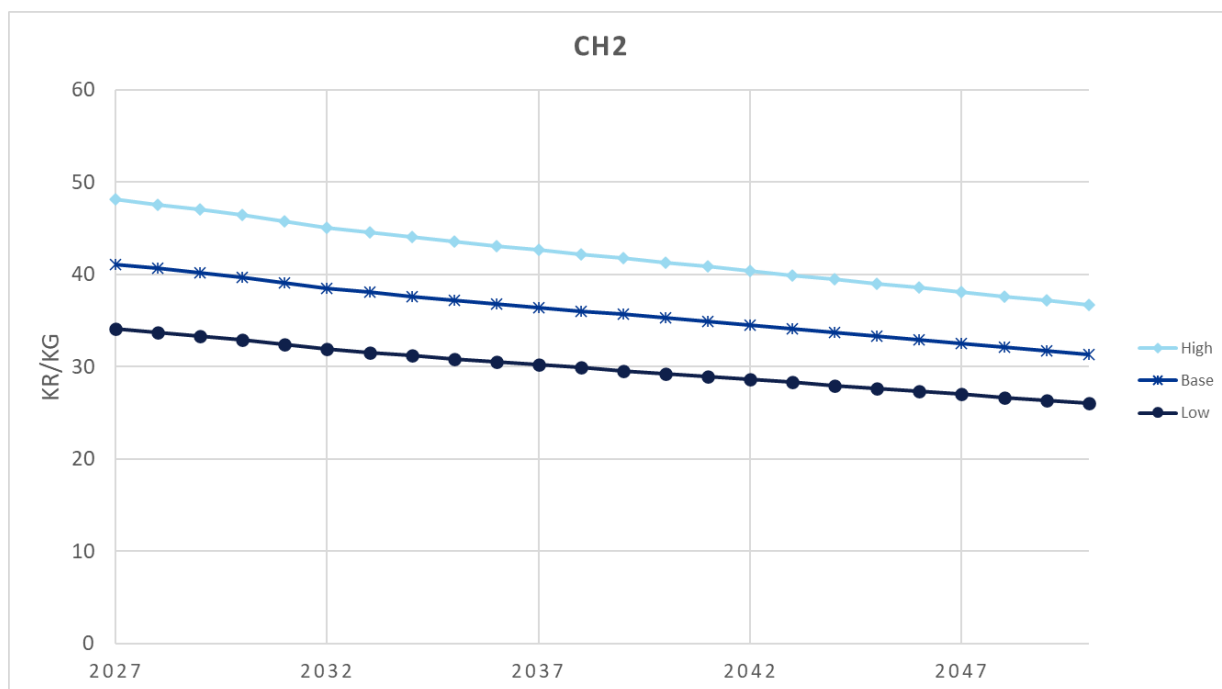
Kilder: DNV ETO, FuelMapper, priser oppgitt fra partnere i piloten



1.4.1.4 CH2

Kilder: NVE, Aasheim Synergy, priser oppgitt av partnere i piloten

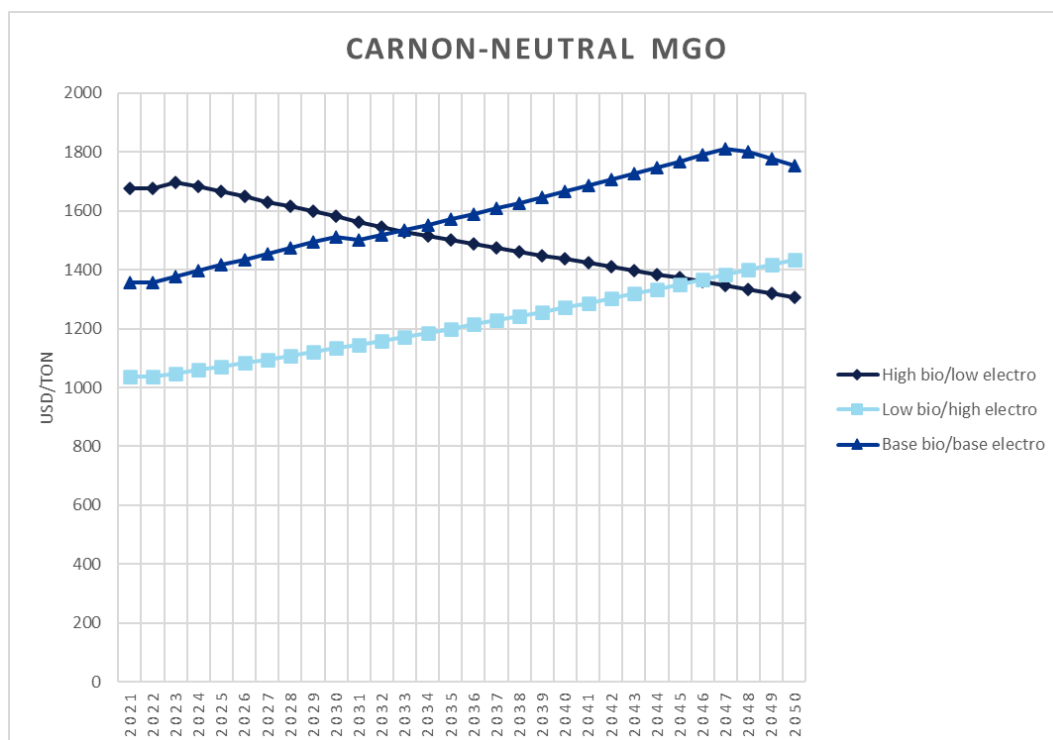
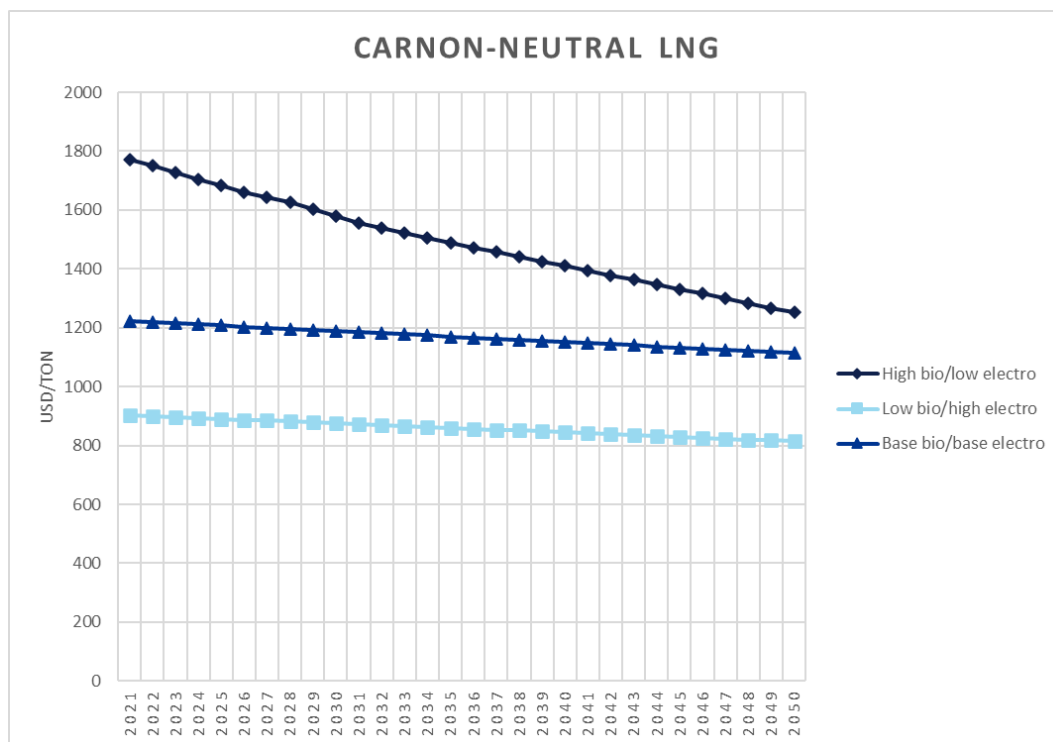
Basert på lokal produksjon i Norge og norske strømprisestimater (NVE)



1.4.1.5 Bio / e-LNG/Diesel

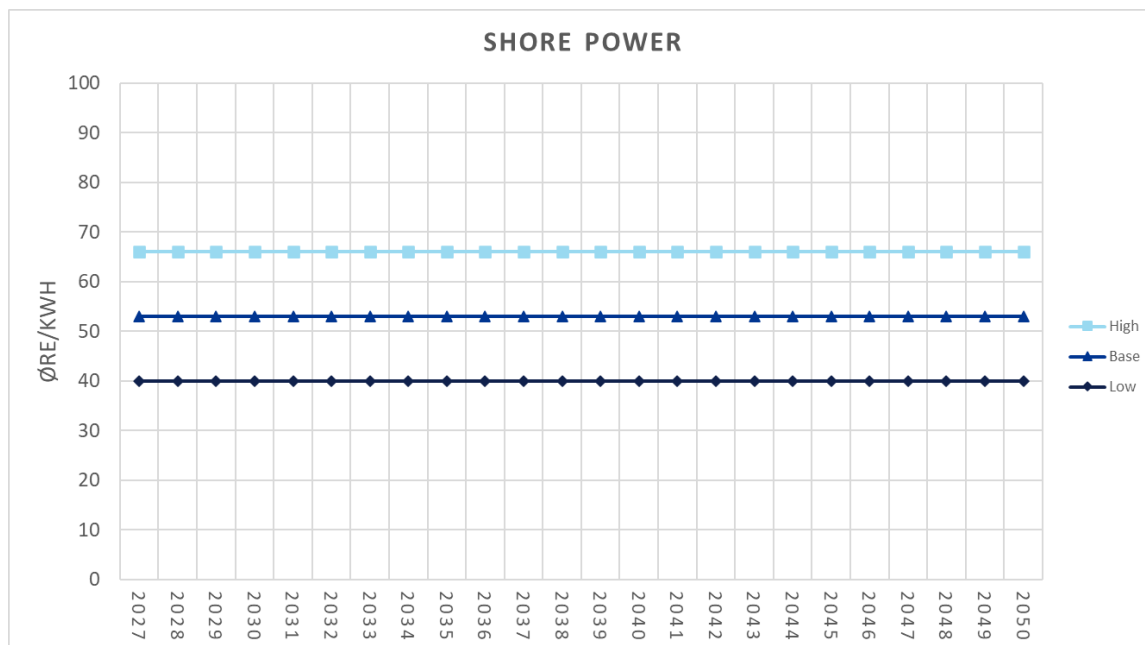
Kilder: DNV ETO, FuelMapper

Dette er bio eller syntetisk metan/diesel. For hvert scenario, med input fra DNV ETO, velger vi den billigste varianten hvert år fra FuelMapper. Som regel bio i low bio scenariene og syntetisk i low electro scenariene.

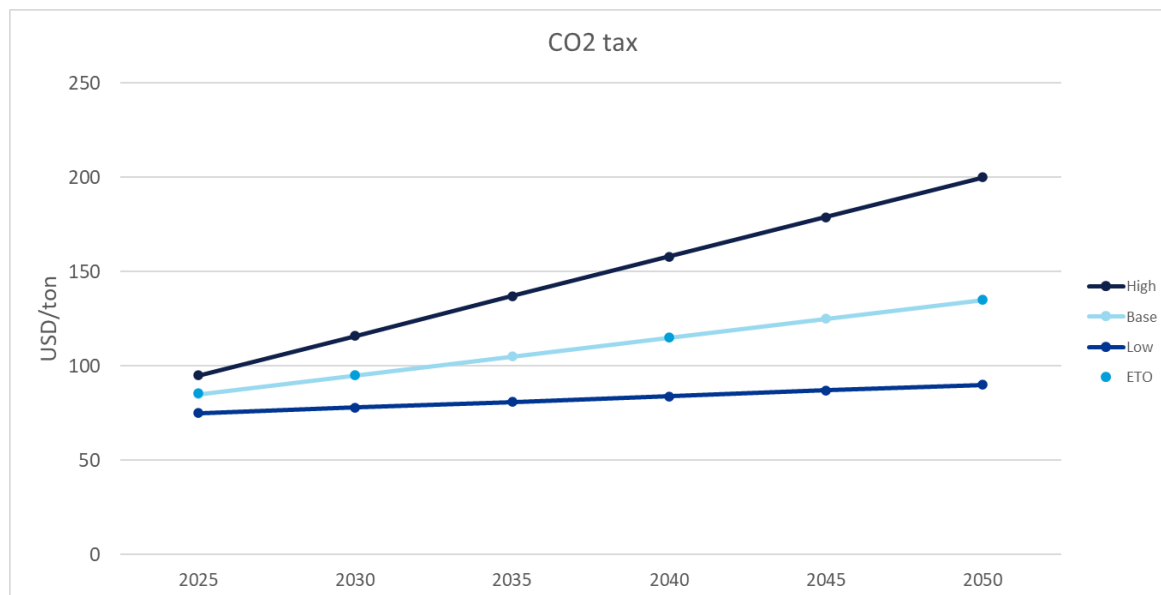


1.4.1 Strømpriser

Kilder: NVE



1.4.2 CO₂ skatt



	2025	2030	2035	2040	2045	2050
High	95	116	137	158	179	200
Base	85	95	105	115	125	135
Low	75	78	81	84	87	90

1.5 Kostnadsscenarioer

De ulike prisbanene er kombinert i 5 ulike kostnadsscenarioer:

Scenario		Drivstoff prisbaner					CO2 skatt
		Bio LNG	Biometanol	Grønn ammoniakk	Grønn hydrogen	Fornybar strøm	
1	Lav pris for fornybar strøm						
	Høy pris for biomasse	Høy	Høy	Lav	Lav	Lav	Lav
	Lav CO2 skatt						
2	Lav pris for fornybar strøm						
	Høy pris for biomasse	Høy	Høy	Lav	Lav	Lav	Høy
	Høy CO2 skatt						
3	Høy pris for fornybar strøm						
	Lav pris for biomasse	Lav	Lav	Høy	Høy	Høy	Lav
	Lav CO2 skatt						
4	Høy pris for fornybar strøm						
	Lav pris for biomasse	Lav	Lav	Høy	Høy	Høy	Høy
	Høy CO2 skatt						
5	Base pris for fornybar strøm						
	Base pris for biomasse	Base	Base	Base	Base	Base	Base
	Base CO2 skatt						

1.6 Input drivstoff

Fuel	Density ton/m3	Emissions GHG [ton_CO2e/ MWh_usable]	Emissions GHG [ton_CO2e/ GJ_LHV]	Fraction of secondary usable energy	Efficiency	Gravimetric energy density [MWh_LHV/ton]	Gravimetric energy density [GJ_LHV/ton]
HFO	0,837	0,62	0,077		0,45	11,17	40,2
MGO	0,837	0,60	0,075		0,45	11,86	42,7
LNG	0,428	0,47	0,058	0,01213	0,45	13,9	50
Ammonia	0,698	0,00		0,22841	0,45	5,2	18,6
Methanol	0,794	0,00		0,08546	0,45	5,5	19,9
CH2	0,071	0,00			0,48	33,3	120
MGO (carbon- neutral)	0,837	0,00			0,45	11,9	42,7
LNG (carbon- neutral)	0,428	0,00		0,01213	0,45	13,9	50
Shore power		0,00		0	0,9		

1.7 Finansparametre

- Beregningene bygger på en beregning av netto nåverdi (NNV) for hvert konsept.
- Investeringer senere enn oppstartsår diskonteres med 4,5% rente.
- Driftskostnader, CO2 skatt og drivstoffkostnader diskonteres med 2% rente.
- For alle kostnader antas en inflasjon på 2%.
- Valutakurser:
 - 8,55 NOK/USD
 - 10,00 NOK/EUR
 - 1,17 USD/EUR

1.8 CAPEX input parametre

1.8.1 Batteripriser

Etter innspill fra ABB legges følgende batteripriser til grunn:

For innkjøp i 2026

-Batterisystem ombord: 400 USD/KWh = 3420 NOK/KWh

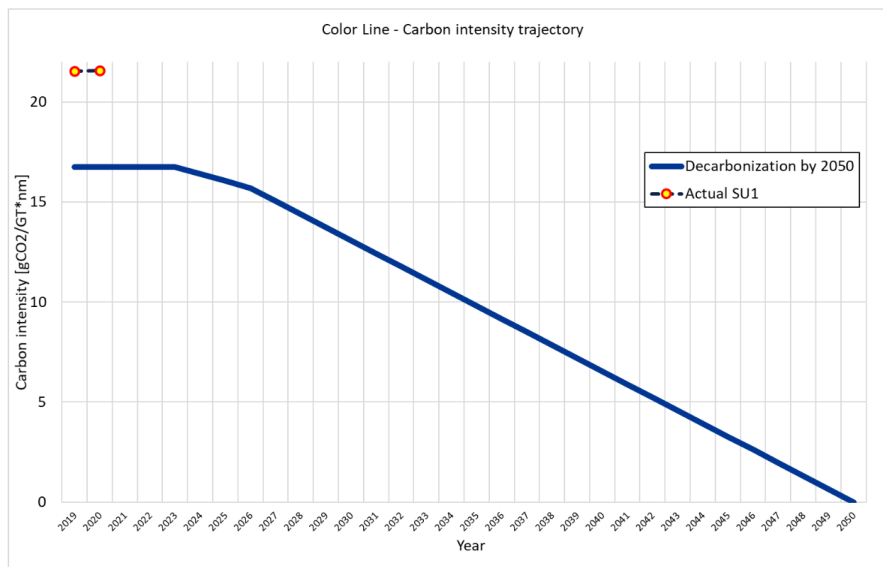
-Batteribank på land: 234 USD/KWh = 2000 NOK/KWh

For batteribytter i løpet av skipets levetid antas en kostnad på 40% av nypris ved første bytte. For casen med to batteribytter antas en kostnad på 40% ved første batteribytte og 33% ved andre batteribytte.

1.9 OPEX input

For OPEX inkluderes bare relative endringer sammenlignet med dagens kostnader i modellen.

1.10 CII bane (C to D rating boundary)



Target trajectory	2023-2026	2027-2050
Minimum alignment (decarb by 2050)	C/D-rating boundary Reference line and rating boundary: ISWG GHG 8/WP.1/Rev.1/Add.1 Reduction factors: MEPC 76/WP.4	3.71% annual reduction

1.11 Designkonsept A - Baseline – HFO med innblanding av karbon-nøytral MGO

1.11.1 Kort beskrivelse

Maskineri som før men med innblanding av karbon-nøytral MGO ihht CII-kurve.

Landstrøm i begge havner.

1.11.2 Energibehov/Energikilder

	Energikilde	Per seilas	Per døgn	Per år
Fremdrift	HFO/karbon nøytral MGO	69083 kWh	276,33 MWh	98,097 GWh
Hotell (seiling)	MGO	11750 kWh	47 MWh	16,685 GWh
Kjeler (seiling)	MGO	1070 kWh	4,28 MWh	1,519 GWh
Kjeler (havn)	MGO	(1556 kW per time)	17,12 MWh	6,076 GWh
			344.73 MWh	122,377 GWh
Eksoskjeler (seiling)	Spillvarme	3540 kWh	14,16 MWh	5,027 GWh
Landstrøm Kristiansand	Strøm	(1080 kW per time)	9,72 MWh	3,451 GWh
Landstrøm Hirtshals	Strøm	(1330 kW per time)	2,66 MWh	0,944 GWh
			12,38 MWh	4,395 GWh

1.11.3 CAPEX

Tiltak	Kostnad	
Landstrøm Hirtshals	13,5	MNOK
Energieffektivisering	10	MNOK
Sum CAPEX	23,5	MNOK

1.11.4 OPEX

Det forventes ingen endrede OPEX kostnader for dette konseptet sammenlignet med dagens kostnadsbilde.

1.12 Designkonsept B - LNG med innblanding av karbon-nøytral LNG

1.12.1 Kort beskrivelse

Ombygging av alle hoved og hjelpemotorer til LNG drift. Innblanding av karbon-nøytral LNG (Bio LNG eller e-LNG) ihht CII-kurve. Scrubbere tas bort.

1.12.2 Energibehov/Energikilder

	Energikilde	Per seilas	Per døgn	Per år
Fremdrift	LNG/MGO	69083 kWh	276,33 MWh	98,097 GWh
Hotell (seiling)	LNG	10800 kWh	43,20 MWh	15,336 GWh
Kjeler (seiling)	MGO	820 kWh	3,28 MWh	1,164 GWh
Kjeler (havn)	MGO	(1481 kW per time)	16,29 MWh	5,783 GWh
			339.10 MWh	120,380 GWh

Eksoskjeler (seiling)	Spillvarme	3540 kWh	14,16 MWh	5,027 GWh
-----------------------	------------	----------	-----------	-----------

Landstrøm Kristiansand	Strøm	(1080 kW per time)	9,72 MWh	3,451 GWh
Landstrøm Hirtshals	Strøm	(1330 kW per time)	2,66 MWh	0,944 GWh
			12,38 MWh	4,395 GWh

Kommentarer:

Energibehov for hotell (seiling) er noe redusert sammenlignet med konsept A pga bortfall av scrubbere.

Energibehov for kjeler i havn og i sjø er redusert med energi tidligere brukt til oppvarming av HFO

1.12.3 CAPEX

Tiltak	Kostnad	
Landstrøm Hirtshals	13,5	MNOK
Energieffektivisering	10	MNOK
LNG tanker ++ (181 m ³)	100	MNOK
Ombygging motorer (4+4)	234	MNOK
Offhirekostnader (12 uker)	42	MNOK
Verkstedkostnader	75	MNOK
Sum CAPEX	474,5	MNOK

1.12.4 OPEX

Driftskostnader per år

Type	Kostnad per år	
1 ekstra stilling for bunkring	1,5	MOK
Sum OPEX	1,5	MNOK

1.13 Designkonsept C – Batteri-hybrid

1.13.1 Kort beskrivelse

Batterier dekker hele hotell-lasten samt deler av propulsjonslasten. To hovedmotorer tas bort og erstattes av elektromotorer. To hjelpemotorer tas bort. Alle scrubbere fjernes. Oljefyrte kjeler erstattes av elektriske varmepumper. Eksoskjeler beholdes. Om man skal jobbe videre med dette konseptet anbefales det at man ser på muligheten for å beholde 2 av 4 scrubbere og operere på VLSFO/HFO istedenfor MGO. Man kan også vurdere lavere DoD ihht CII kurve for å forlenge batteriets levetid og ikke «over-levere» på utslippskravene.

Første batteriinstallasjon på 50 MWh med forventet levetid 6 år (1.1.2027 – 31.12.2032).

SOC fra 90% til 20%. DOD = 70%. Virkningsgrad 94%. Dvs energi som kan brukes = 50 MWh * 0,7 * 0,94 = 32,9 MWh

Ved første batteribytte økes installasjonen til 60 MWh med forventet levetid 6 år (1.1.2033 – 31.12.2038)

Ved andre batteribytte installeres samme kapasitet (60 MWh)

1.13.1 Energibehov/Energikilder

1.13.1.1 1.batterisystem (50MWh)

	Energikilde	Per seilas	Per døgn	Per år
Fremdrift	MGO/karbon nøytral MGO	47256 kWh	189,02 MWh	67,104 GWh
Fremdrift	Batteri	21827 kWh	87,31 MWh	30,994 GWh
Hotell (seiling)	Batteri	10800 kWh	43,20 MWh	15,336 GWh
Varmepumper (seiling)	Batteri	820/3 = 273 kWh	1,09 MWh	0,388 GWh
		80631 kWh	320,62 MWh	113,822 GWh

Eksoskjeler (seiling)	Spillvarme	3540 kWh	14,16 MWh	5,027 GWh
-----------------------	------------	----------	-----------	-----------

Kommentarer:

Batteri 35 MWh brukt per seilas – installert 50 MWh

Kjeler erstattet av elektriske varmepumper. Energibehov redusert til 1/3 av varmebehov ved damp.

Batteri dekker hele hotell-lasten, varmebehov som behøves i tillegg til eksoskjølere og ca 32% av fremdrift.

Kristiansand		Effektbehov 1 time landligge	Effektbehov 8 timer landligge	Energibehov Per døgn	Energibehov Per år
Hotell+	Landstrøm	1080 kW	1080 kW	9,72 MWh	3,451 GWh
Varmepumper i havn	Landstrøm	1481/3 = 494 kW	494 kW	4,45 MWh	1,578 GWh
Lade batteri	Landstrøm	42962 kW	4733 kW		
Total Kristiansand	Landstrøm	44536 kW	6307 kW		

Ved 1 time landligge antas 52 min ladetid, Ved 8 timer landligge antas 7 t og 52 min ladetid.

Hirtshals		Effektbehov	Energibehov	Energibehov
		1 time landligge	Per døgn	Per år
Hotell+	Landstrøm	1330 kW	2,66 MWh	0,944 GWh
Varmepumper i havn	Landstrøm	1481/3 = 494 kW	0,99 MWh	0,351 GWh
Lade batteri	Landstrøm	42962 kW		
Total Hirtshals	Landstrøm	44786 kW		

Ved 1 time landligge antas 52 min ladetid

1.13.1.2 2. og 3.batterisystem (60 MWh)

SOC fra 90% til 20%. DOD = 70%. Virkningsgrad 94%. Dvs energi som kan brukes = 60 MWh * 0,7 * 0,94 = 39,48 MWh

	Energikilde	Per seilas	Per døgn	Per år
Fremdrift	MGO/karbon nøytral MGO	41151 kWh	164,60 MWh	58,434 GWh
Fremdrift	Batteri	27932 kWh	111,73 MWh	39,663 GWh
Hotell (seiling)	Batteri	10800 kWh	43,20 MWh	15,336 GWh
Varmepumper (seiling)	Batteri	820/3 = 273 kWh	1,09 MWh	0,388 GWh
		80631 kWh	320,62 MWh	113,822 GWh

Eksoskjeler (seiling)	Spillvarme	3540 kWh	14,16 MWh	5,027 GWh
-----------------------	------------	----------	-----------	-----------

Kommentarer:

Batteri 42 MWh brukt per seilas – installert 60 MWh

Kjeler erstattet av elektriske varmpumper. Energibehov redusert til 1/3 av varmebehov ved damp.

Batteri dekker hele hotell-lasten, varmebehov i tillegg til eksoskjølere og ca 40% av fremdrift.

Kristiansand		Effektbehov	Effektbehov	Energibehov	Energibehov
		1 time landligge	8 timer landligge	Per døgn	Per år
Hotell+	Landstrøm	1080 kW	1080 kW	9,72 MWh	3,451 GWh
Varmepumper i havn	Landstrøm	1481/3 = 494 kW	494 kW	4,45 MWh	1,578 GWh
Lade batteri	Landstrøm	51555 kW	5680 kW		
Total Kristiansand	Landstrøm	53129 kW	7254 kW		

Ved 1 time landligge antas 52 min ladetid, Ved 8 timer landligge antas 7 t og 52 min ladetid.

Hirtshals		Effektbehov	Energibehov	Energibehov
		1 time landligge	Per døgn	Per år
Hotell+	Landstrøm	1330 kW	2,66 MWh	0,944 GWh
Varmepumper i havn	Landstrøm	1481/3 = 494 kW	0,99 MWh	0,351 GWh
Lade batteri	Landstrøm	51555 kW		
Total Hirtshals	Landstrøm	53379 kW		

Ved 1 time landligge antas 52 min ladetid

1.13.2 CAPEX

Tiltak	Kostnad	
Batteribank Kristiansand	100	MNOK
Landstrøm Kristiansand - ladesystem	110	MNOK
Landstrøm Hirtshals - anlegg	60	MNOK
Landstrøm Hirtshals - ladesystem	50	MNOK
Energieffektivisering	10	MNOK
DC grid, trafo, elektromotorer – 12 MW	100	MNOK
Batterier – 50MWh	171	MNOK
Offhirekostnader (10 uker)	35	MNOK
Verkstedkostnader	45	MNOK
Sum CAPEX	681	MNOK

Batteribank:

Man kan i detaljstudiene beregne litt mindre batterikapasitet enn ombordbatteri pga den timen man ligger inne kan man ta strøm fra nett i tillegg til batteribank. Kortere tilkoblingstid vil også kunne gi mindre batteribank.

ABB: Pris 200EUR/KWh

- ⇒ 50MWh batteribank vil ha en kostnad på 100 MNOK
- ⇒ Antall sykler er ca halvparten av batteriet ombord. Dvs lengre levetid. Antar at 1 bytte er nødvendig etter 10 år.
- ⇒ Må øke kapasiteten på batteribanken når man øker kapasiteten på ombord batteri. Da antas en batteripris på 40% av nypris.
- ⇒ Ved bytte av celler etter 10 år antas 33% av kostnad i 2027.

1.13.2.1 CAPEX - Batteribytter

År	Beskrivelse	Kostnad	
1.1.2033	Første batteribytte ombord. Kapasitet økes fra 50MWh til 60 MWh	82,1	MNOK
1.1.2033	Øke kapasitet på batteribank (+10MWh) + ladesystem	8,0	MNOK
1.1.2037	Batteribank Kristiansand 60 MWh	39,6	MNOK
1.1.2039	Andre batteribytte ombord. Kapasitet beholdes på 60 MWh.	67,7	MNOK

1.13.3 OPEX

Driftskostnader per år

Type	Kostnad per år	
Redusert vedlikehold	-1,5	MNOK

1.14 Designkonsept D – Batteri-hybrid 2

1.14.1 Kort beskrivelse

Batterier dekker hele hotell-lasten samt deler av propulsjonslasten. To hovedmotorer tas bort og erstattes av elektromotorer. To hjelpemotorer tas bort. Scrubbere kan fjernes. Oljefyrte kjeler erstattes av elektriske varmepumper. Eksoskjeler beholdes.

Første batteriinstallasjon på 60 MWh med forventet levetid 7 år (1.1.2027 – 31.12.2033)

SOC fra 85% til 20%. DOD = 65%. Virkningsgrad 94%. Dvs energi som kan brukes = 60 MWh * 0,65 * 0,94=36,66 MWh

Ved batteribytte økes batteristørrelsen til 80 MWh med forventet levetid på 10 år (ut skipets levetid, 1.1.2034-31.12.2043).

1.14.1 Energibehov/Energikilder

1.14.1.1 1.batterisystem (60 MWh)

	Energikilde	Per seilas	Per døgn	Per år
Fremdrift	MGO/karbon nøytral MGO	43496 kWh	173,98 MWh	61,764 GWh
Fremdrift	Batteri	25587 kWh	102,35 MWh	36,333 GWh
Hotell (seiling)	Batteri	10800 kWh	43,20 MWh	15,336 GWh
Varmepumper (seiling)	Batteri	820/3 = 273 kWh	1,09 MWh	0,388 GWh
		80156 kWh	320,62 MWh	113,822 GWh

Eksoskjeler (seiling)	Spillvarme	3540 kWh	14,16 MWh	5,0268 GWh
-----------------------	------------	----------	-----------	------------

Kommentarer:

Batteri 39 MWh brukt per seilas – installert 60 MWh

Kjeler erstattet av elektriske varmepumper. Energibehov redusert til 1/3 av varmebehov ved damp.

Batteri dekker hele hotell-lasten, varmebehov som behøves i tillegg til eksoskjølere og ca 37% av fremdrift.

Kristiansand		Effektbehov 1 time landligge	Effektbehov 8 timer landligge	Energibehov Per døgn	Energibehov Per år
Hotell+	Landstrøm	1080 kW	1080 kW	9,72 MWh	3,451 GWh
Varmepumper i havn	Landstrøm	1481/3 = 494 kW	494 kW	4,45 MWh	1,578 GWh
Lade batteri	Landstrøm	47259 kW	5206 kW		
Total Kristiansand	Landstrøm	48833 kW	6780 kW		

Ved 1 time landligge antas 52 min ladetid, Ved 8 timer landligge antas 7 t og 52 min ladetid.

Hirtshals		Effektbehov	Energibehov	Energibehov
		1 time landligge	Per døgn	Per år
Hotell+	Landstrøm	1330 kW	2,66 MWh	0,944 GWh
Varmepumper i havn	Landstrøm	1481/3 = 494 kW	0,99 MWh	0,351 GWh
Lade batteri	Landstrøm	47259 kW		
Total Hirtshals	Landstrøm	49083 kW		

Ved 1 time landligge antas 52 min ladetid

1.14.1.2 2.batterisystem (80 MWh)

SOC fra 90% til 20%. DOD = 70%. Virkningsgrad 94%. Dvs energi som kan brukes = 80 MWh * 0,7 * 0,94 = 52,64 MWh

	Energikilde	Per seilas	Per døgn	Per år
Fremdrift	MGO/karbon nøytral MGO	27516 kWh	110,06 MWh	39,073 GWh
Fremdrift	Batteri	41567 kWh	166,27 MWh	59,025 GWh
Hotell (seiling)	Batteri	10800 kWh	43,2 MWh	15,336 GWh
Varmepumper (seiling)	Batteri	820/3 = 273 kWh	1,092 MWh	0,388 GWh
		80156 kWh	320.624 MWh	113,822 GWh

Eksoskjeler (seiling)	Spillvarme	3540 kWh	14,16 MWh	5,0268 GWh
-----------------------	------------	----------	-----------	------------

Kommentarer:

Batteri 56 MWh brukt per seilas – installert 80 MWh

Kjeler erstattet av elektriske varmpumper. Energibehov redusert til 1/3 av varmebehov ved damp.

Batteri dekker hele hotell-lasten, varmebehov som behøves i tillegg til eksoskjølere og ca 60% av fremdrift.

Kristiansand		Effektbehov	Effektbehov	Energibehov	Energibehov
		1 time landligge	8 timer landligge	Per døgn	Per år
Hotell+	Landstrøm	1080 kW	1080 kW	9,72 MWh	3,451 GWh
Varmepumper i havn	Landstrøm	1481/3 = 494 kW	494 kW	4,45 MWh	1,578 GWh
Lade batteri	Landstrøm	68740 kW	7573 kW		
Total Kristiansand	Landstrøm	70314 kW	9147 kW		

Ved 1 time landligge antas 52 min ladetid, Ved 8 timer landligge antas 7 t og 52 min ladetid.

Hirtshals		1 time landligge	Per døgn	Per år
Hotell+	Landstrøm	1330 kW	2,66 MWh	0,944 GWh
Varmepumper i havn	Landstrøm	1481/3 = 494 kW	0,99 MWh	0,351 GWh
Lade batteri	Landstrøm	68740 kW		
Total Hirtshals	Landstrøm	70564 kW		

Ved 1 time landligge antas 52 min ladetid

1.14.2 CAPEX

Tiltak	Kostnad	
Batteribank Kristiansand	120	MNOK
Landstrøm Kristiansand - ladesystem	120	MNOK
Landstrøm Hirtshals - anlegg	75	MNOK
Landstrøm Hirtshals - ladesystem	65	MNOK
Energieffektivisering	10	MNOK
DC grid, trafo, elektromotorer – 17 MW	140	MNOK
Batterier – 60MWh	205	MNOK
Offhirekostnader (10 uker)	35	MNOK
Verkstedkostnader	45	MNOK
Sum CAPEX	815	MNOK

1.14.2.1 CAPEX batteribytter

År	Beskrivelse	Kostnad	
1.1.2034	Batteribytte ombord. Kapasitet økes fra 60 MWh til 80 MWh	109,4	MNOK
1.1.2034	Øke kapasitet på batteribank (+20 MWh)	16	MNOK
1.1.2037	Batteribank Kristiansand 80 MWh	52,8	MNOK

1.14.3 OPEX

Driftskostnader per år

Type	Kostnad per år	
Redusert vedlikehold	-1,5	MNOK

1.15 Designkonsept E – Helelektrisk

1.15.1 Kort beskrivelse

Batterier dekker hele hotell-lasten samt hele propulsjonslasten. Alle fire hovedmotorer tas bort og erstattes av 4 elektromotorer. To hjelpemotorer tas bort. Scrubbere kan fjernes. Oljefyrte kjeler og eksoskjeler erstattes av elektriske varmpumper.

Første batteriinstallasjon på 150 MWh med forventet levetid 7 år (1.1.2027 – 31.12.2033)

Ved batteribytte beholdes batteristørrelsen 150 MWh med forventet levetid på 10 år (ut skipets levetid, 1.1.2034-31.12.2043).

1.15.1 Energibehov/Energikilder

1.15.1.1 1. og 2. batterisystem (150 MWh)

	Energikilde	Per seilas	Per døgn	Per år
Fremdrift	Batteri	69083 kWh	276,33 MWh	98,098 GWh
Hotell (seiling)	Batteri	10800 kWh	43,20 MWh	15,336 GWh
Varmepumper (seiling)	Batteri	$(820+3540)/3 = 1453$ kWh	5,81 MWh	2,064 GWh
		81336 kWh	325.34 MWh	115,498 GWh

Kommentarer:

Batteri 86,5 MWh brukt per seilas – installert 150 MWh

Kjeler erstattet av elektriske varmpumper. Energibehov redusert til 1/3 av varmebehov ved damp.

Kristiansand		Effektbehov	Effektbehov	Energibehov	Energibehov
		1 time landligge	8 timer landligge	Per døgn	Per år
Hotell+	Landstrøm	1080 kW	1080 kW	9,72 MWh	3,451 GWh
Varmepumper i havn	Landstrøm	$1481/3 = 494$ kW	494 kW	4,45 MWh	1,578 GWh
Lade batteri	Landstrøm	106213 kW	11701 kW		
Total Kristiansand	Landstrøm	107787 kW	13275 kW		

Ved 1 time landligge antas 52 min ladetid, Ved 8 timer landligge antas 7 t og 52 min ladetid.

Hirtshals		1 time landligge	Per døgn	Per år
Hotell+	Landstrøm	1330 kW	2,66 MWh	0,944 GWh
Varmepumper i havn	Landstrøm	1481/3 = 494 kW	0,99 MWh	0,351 GWh
Lade batteri	Landstrøm	106213 kW		
Total Hirtshals	Landstrøm	108037 kW		

Ved 1 time landligge antas 52 min ladetid

1.15.1 CAPEX

Tiltak	Kostnad	
Batteribank Kristiansand	300	MNOK
Landstrøm Kristiansand - ladesystem	240	MNOK
Landstrøm Hirtshals - anlegg	110	MNOK
Landstrøm Hirtshals - ladesystem	150	MNOK
Energieffektivisering	10	MNOK
DC grid, trafo, elektromotorer – 28 MW	200	MNOK
Batterier – 150 MWh	513	MNOK
Offhirekostnader (12 uker)	42	MNOK
Verkstedkostnader	90	MNOK
Sum CAPEX	1655	MNOK

1.15.1.1 CAPEX batteribytter

År	Beskrivelse	Kostnad	
1.1.2034	Batteribytte ombord. 150 MWh.	205	MNOK
1.1.2037	Batteribytte batteribank. 150 MWh	99	MNOK

1.15.2 OPEX

Driftskostnader per år

Type	Kostnad per år	
Redusert vedlikehold	-1,5	MNOK

1.16 Designkonsept F – Ammoniakk

1.16.1 Kort beskrivelse

Ombygging av alle hovedmotorer til ammoniakkdirift. Innblanding av ammoniakk ihht CII-kurve. Scrubbere tas bort- Hjelpemotorer fortsatt på MGO.

1.16.1 Energibehov/Energikilder

	Energikilde	Per seilas	Per døgn	Per år
Fremdrift	Ammoniakk/MGO	69083 kWh	276,33 MWh	98,097 GWh
Hotell (seiling)	MGO	10800 kWh	43,20 MWh	15,336 GWh
Kjeler (seiling)	MGO	820 kWh	3,28 MWh	1,164 GWh
Kjeler (havn)	MGO	(1481 kW per time)	16,29 MWh	5,783 GWh
			339.10 MWh	120,380 GWh

Eksoskjeler (seiling)	Spillvarme	3540 kWh	14,16 MWh	5,027 GWh
-----------------------	------------	----------	-----------	-----------

Landstrøm Kristiansand	Strøm	(1080 kW per time)	9,72 MWh	3,451 GWh
Landstrøm Hirtshals	Strøm	(1330 kW per time)	2,66 MWh	0,944 GWh
			12,38 MWh	4,395 GWh

Kommentarer:

Energibehov for hotell (seiling) er noe redusert sammenlignet med konsept A pga bortfall av scrubbere.

Energibehov for kjeler i havn og i sjø er redusert med energi tidligere brukt til oppvarming av HFO

1.16.1 CAPEX

Tiltak	Kostnad	
Landstrøm Hirtshals	13,5	MNOK
Energieffektivisering	10	MNOK
Ammoniakk tank ++ (230 m ³)	30	MNOK
Ombygging motorer (4 hovedmotorer)	66	MNOK
GVU, BOG ++	50	MNOK
Offhirekostnader (12 uker)	42	MNOK
Verkstedkostnader	100	MNOK
Sum CAPEX	311,5	MNOK

1.16.2 OPEX

Driftskostnader per år

Type	Kostnad per år	
1 ekstra stilling for bunkring	1,5	MNOK

1.17 Designkonsept G – Hydrogen

1.17.1 Kort beskrivelse

Ombygging av alle hovedmotorer til hydrogendrift. Innblanding av hydrogen ihht CII-kurve. Scrubbere tas bort.

Containerbytte – 4-6 containere istedenfor tankløsning. Sikkerheten til et slik system må studeres nøye om man ønsker å jobbe videre med et slikt konsept.

1.17.2 Energibehov/Energikilder

	Energikilde	Per seilas	Per døgn	Per år
Fremdrift	Hydrogen/MGO	69083 kWh	276,33 MWh	98,097 GWh
Hotell (seiling)	MGO	10800 kWh	43,20 MWh	15,336 GWh
Kjeler (seiling)	MGO	820 kWh	3,28 MWh	1,164 GWh
Kjeler (havn)	MGO	(1481 kW per time)	16,29 MWh	5,783 GWh
			339.10 MWh	120,380 GWh
Eksoskjeler (seiling)	Spillvarme	3540 kWh	14,16 MWh	5,027 GWh
Landstrøm Kristiansand	Strøm	(1080 kW per time)	9,72 MWh	3,451 GWh
Landstrøm Hirtshals	Strøm	(1330 kW per time)	2,66 MWh	0,944 GWh
			12,38 MWh	4,395 GWh

Kommentarer:

Energibehov for hotell (seiling) er noe redusert sammenlignet med konsept A pga bortfall av scrubbere.

Energibehov for kjeler i havn og i sjø er redusert med energi tidligere brukt til oppvarming av HFO

1.17.3 CAPEX

Tiltak	Kostnad	
Landstrøm Hirtshals	13,5	MNOK
Energieffektivisering	10	MNOK
Opplegg for containerbytte	30	MNOK
Ombygging motorer (4 hovedmotorer)	80	MNOK
Offhirekostnader (12 uker)	42	MNOK
Rørsystem ++	50	MNOK
Verkstedkostnader	110	MNOK
Sum CAPEX	335,5	MNOK

1.17.4 OPEX

Driftskostnader per år

Type	Kostnad per år	
1 ekstra stilling for bunkring	1,5	MNOK

1.18 Designkonsept H – Metanol

1.18.1 Kort beskrivelse

Ombygging av alle hovedmotorer til metanoldrift. Innblanding av metanol ihht CII-kurve. Scrubbere tas bort.

1.18.2 Energibehov/Energikilder

	Energikilde	Per seilas	Per døgn	Per år
Fremdrift	Metanol/MGO	69083 kWh	276,33 MWh	98,097 GWh
Hotell (seiling)	MGO	10800 kWh	43,20 MWh	15,336 GWh
Kjeler (seiling)	MGO	820 kWh	3,28 MWh	1,164 GWh
Kjeler (havn)	MGO	(1481 kW per time)	16,29 MWh	5,783 GWh
			339.10 MWh	120,380 GWh

Eksoskjeler (seiling)	Spillvarme	3540 kWh	14,16 MWh	5,027 GWh
-----------------------	------------	----------	-----------	-----------

Landstrøm Kristiansand	Strøm	(1080 kW per time)	9,72 MWh	3,451 GWh
Landstrøm Hirtshals	Strøm	(1330 kW per time)	2,66 MWh	0,944 GWh
			12,38 MWh	4,395 GWh

Kommentarer:

Energibehov for hotell (seiling) er noe redusert sammenlignet med konsept A pga bortfall av scrubbere.

Energibehov for kjeler i havn og i sjø er redusert med energi tidligere brukt til oppvarming av HFO

1.18.3 CAPEX

Tiltak	Kostnad	
Landstrøm Hirtshals	13,5	MNOK
Energieffektivisering	10	MNOK
Ombygging motorer (4 hovedmotorer)	60	MNOK
Offhirekostnader (8 uker)	28	MNOK
Verkstedkostnader	75	MNOK
Sum CAPEX	186,5	MNOK

1.18.4 OPEX

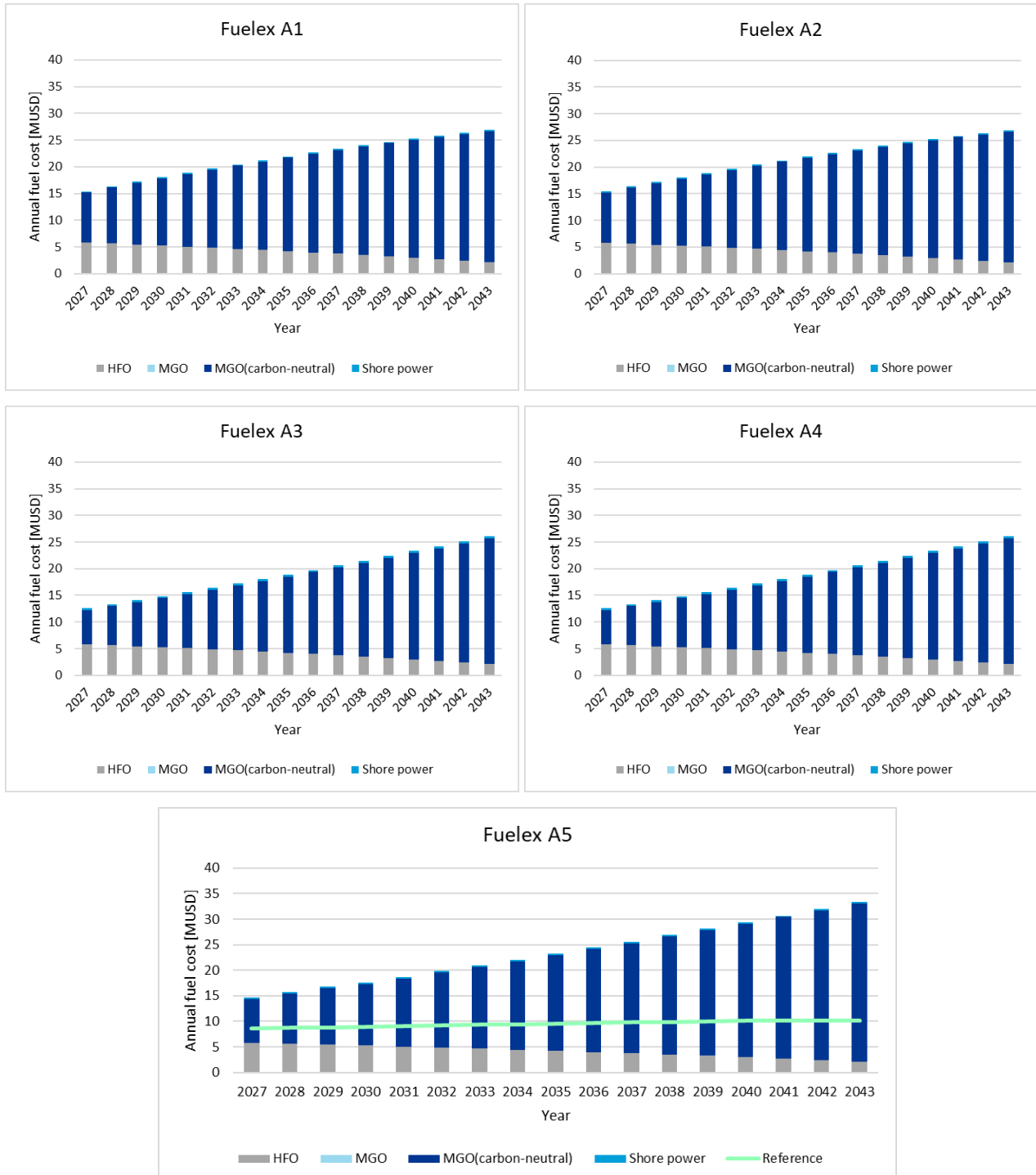
Det forventes ingen endrede OPEX kostnader for dette konseptet.

2 RESULTATER

Kostnadsscenarioer				
1	2	3	4	5
Fornybar strøm: Lav Biomasse: Høy CO2 skatt: Lav	Fornybar strøm: Lav Biomasse: Høy CO2 skatt: Høy	Fornybar strøm: Høy Biomasse: Lav CO2 skatt: Lav	Fornybar strøm: Høy Biomasse: Lav CO2 skatt: Høy	Fornybar strøm: Base Biomasse: Base CO2 skatt: Base

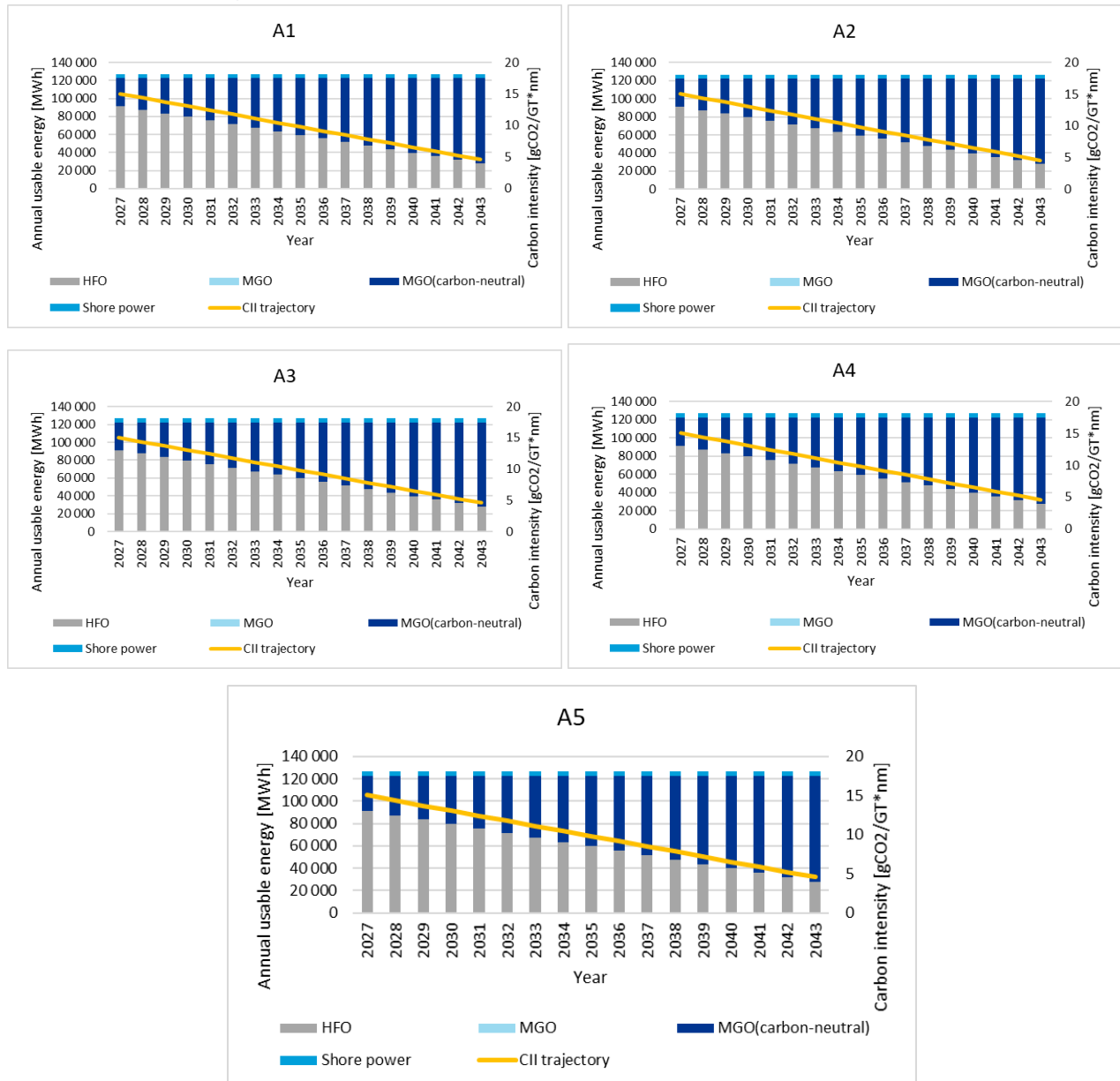
2.1 Designkonsept A - Konvensjonelt

2.1.1 Drivstoffutgifter

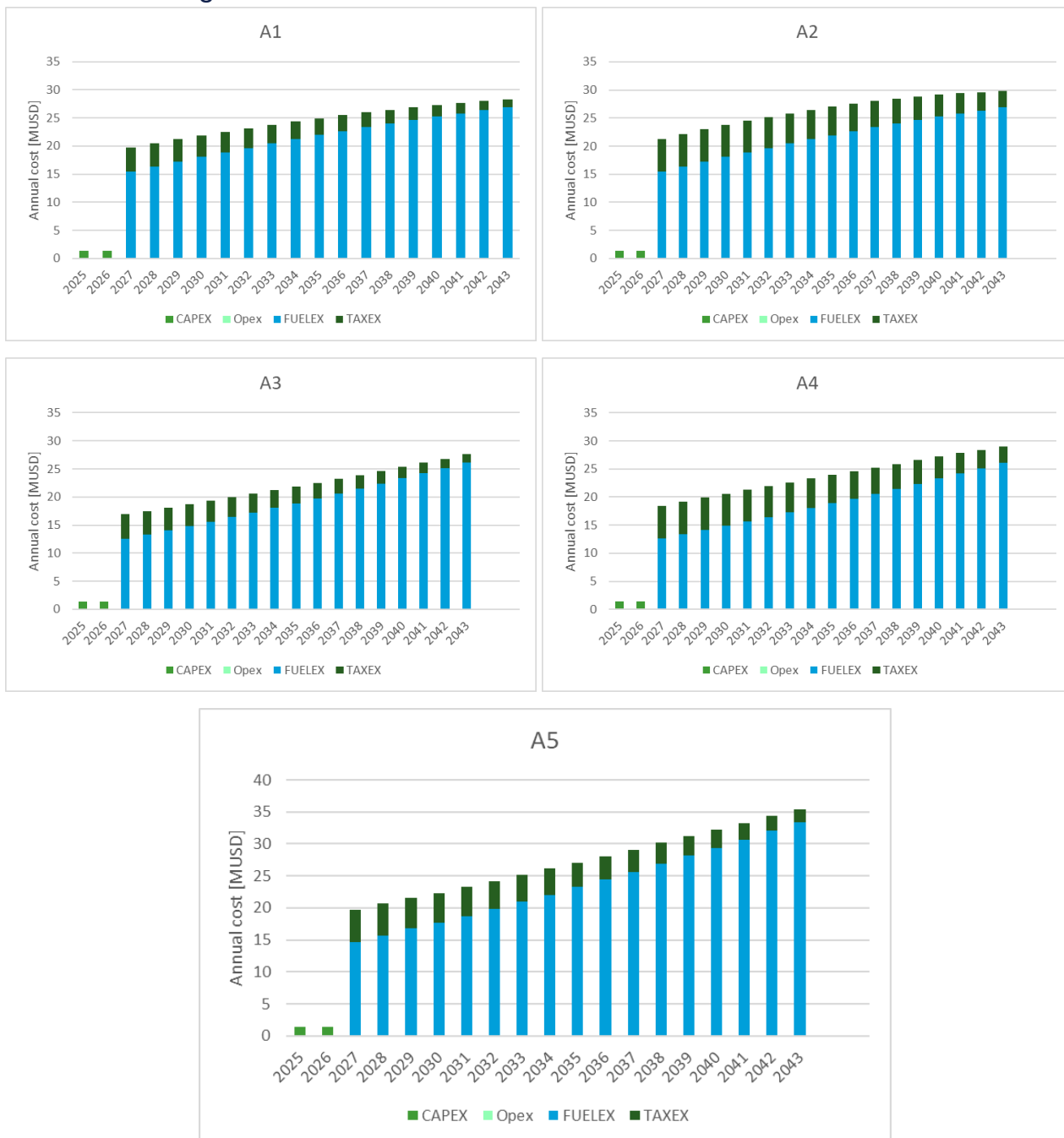


* «Reference» vist i kostnadsscenario A5 tilsvarer årlige drivstoffkostnader for fossil HFO og fossil MGO uten CO2 skatt, men med landstrøm i begge havner.

2.1.2 Energibehov vs drivstoff



2.1.3 Årlige kostnader



* CAPEX = Kapitalkostnader, OPEX = driftskostnader, FUELEX = Drivstoffkostnader, TAXEX = CO2 skatt

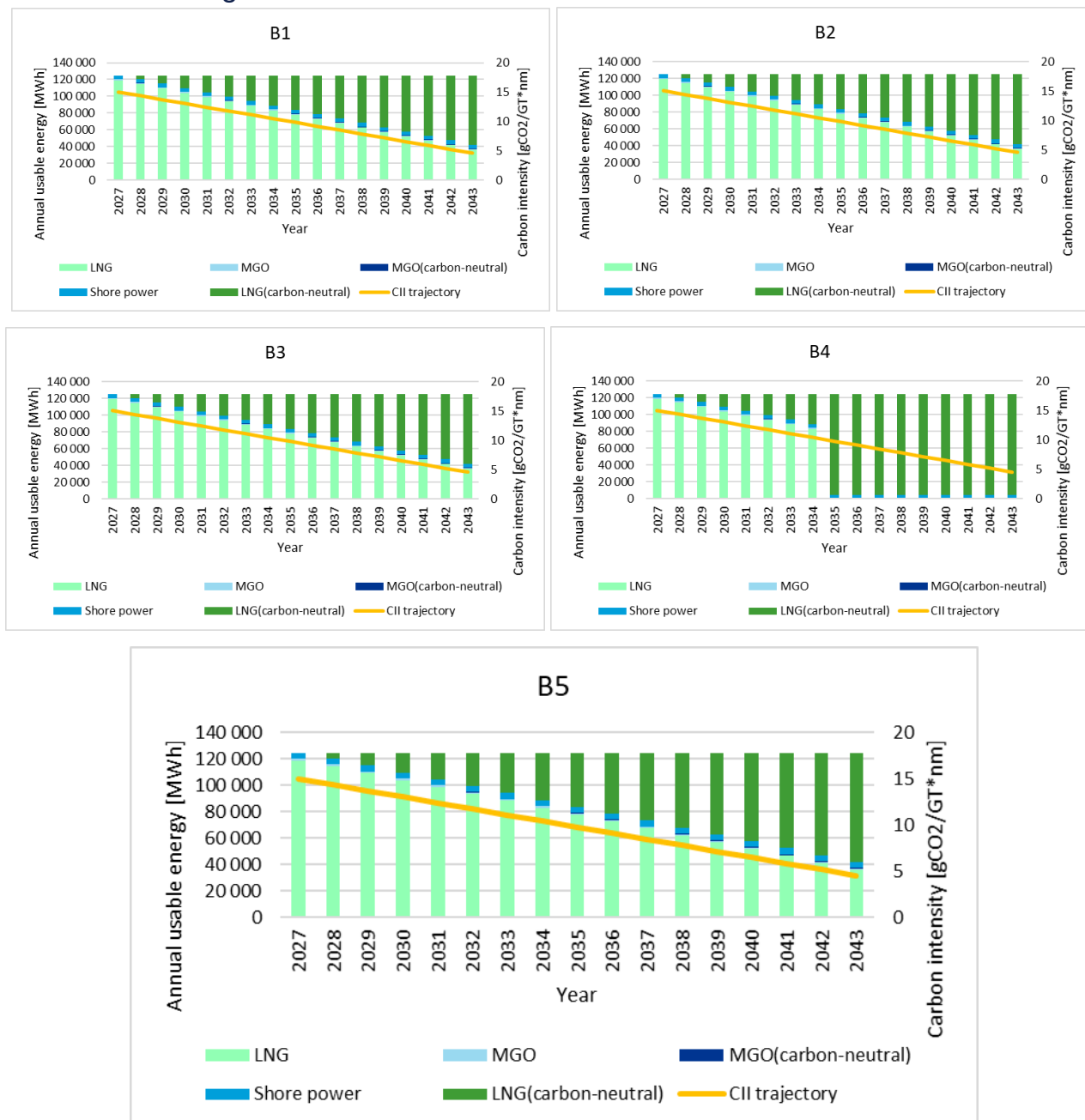
2.2 Designkonsept B - LNG

2.2.1 Drivstoffutgifter



* «Reference» vist i kostnadsscenario A5 tilsvarende årlige drivstoffkostnader for fossil HFO og fossil MGO uten CO2 skatt, men med landstrøm i begge havner.

2.2.2 Energibehov vs drivstoff



2.2.3 Årlige kostnader



* CAPEX = Kapitalkostnader, OPEX = driftskostnader, FUELEX = Drivstoffkostnader, TAXEX = CO2 skatt

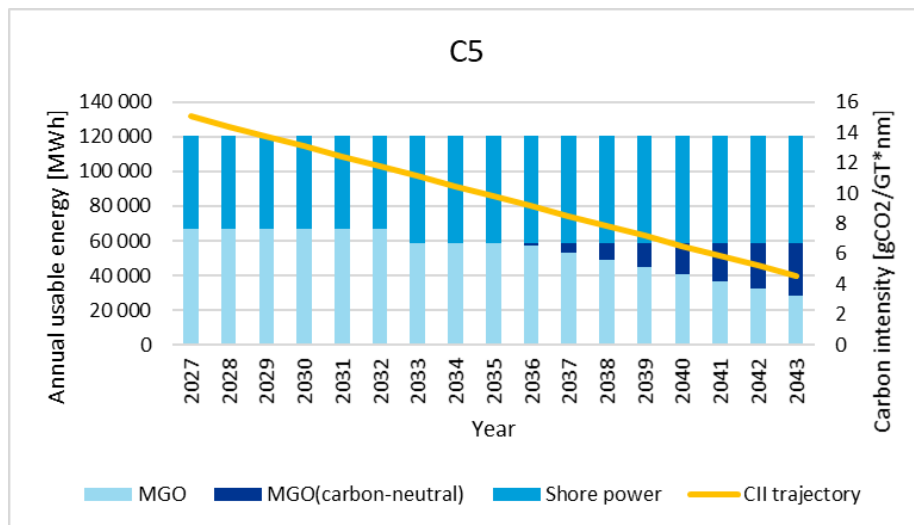
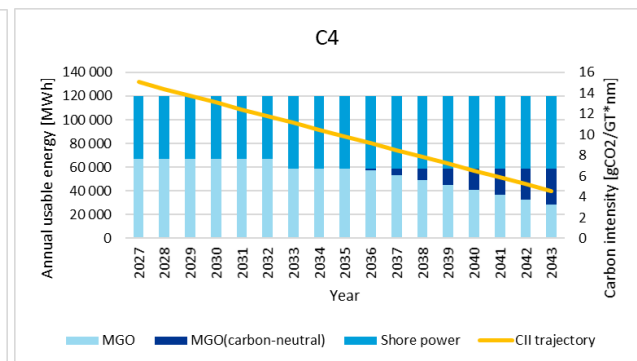
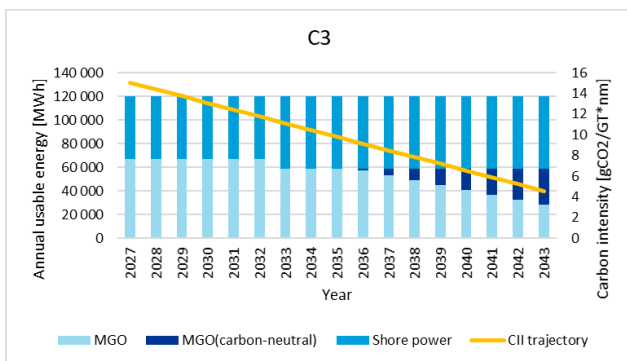
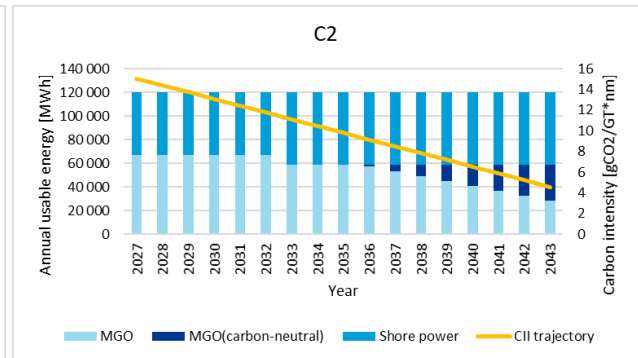
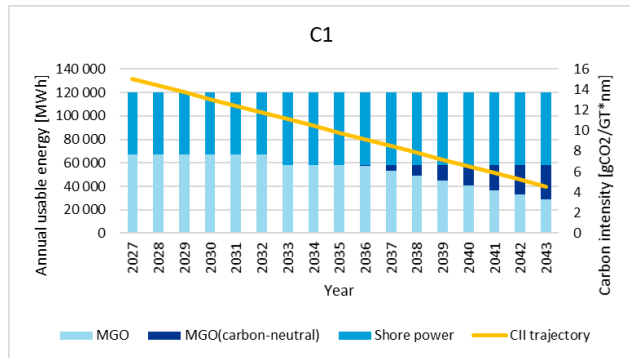
2.3 Designkonsept C – Batterihybrid 1

2.3.1 Drivstoffutgifter

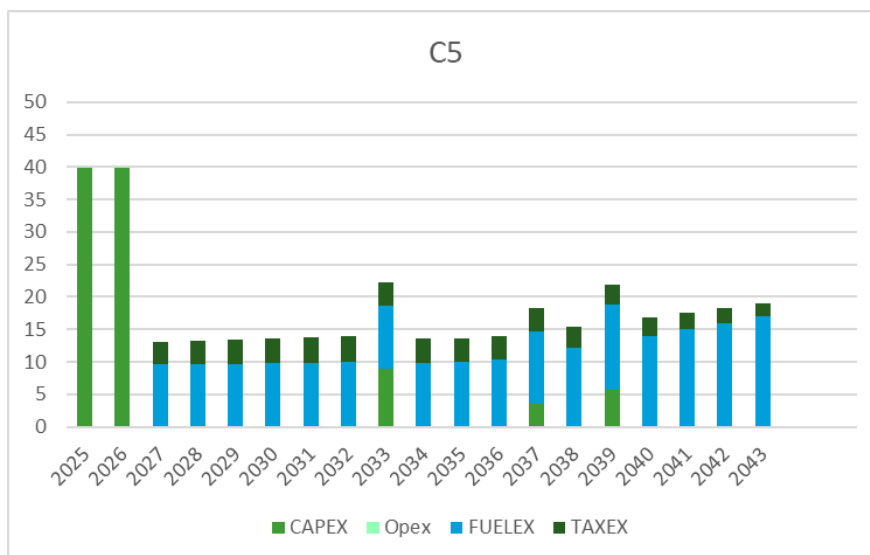
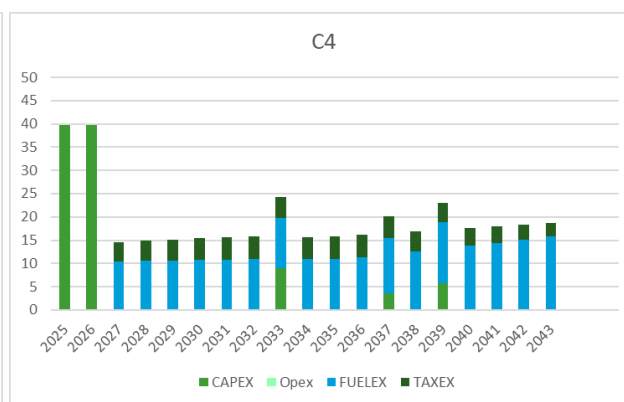
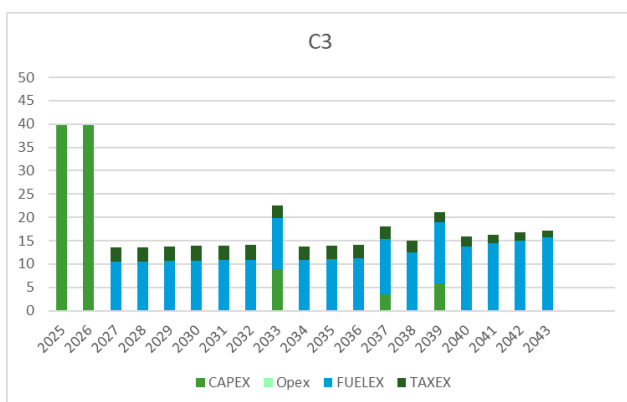
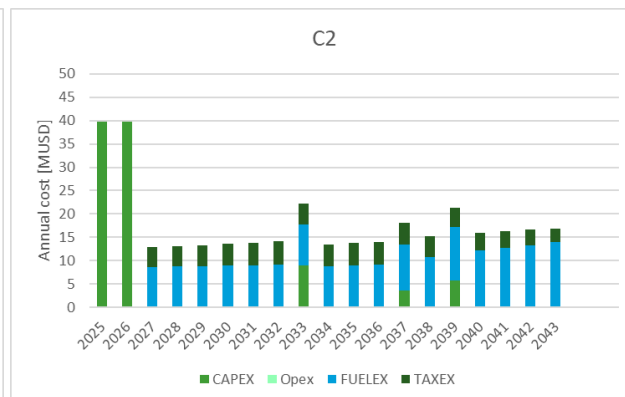
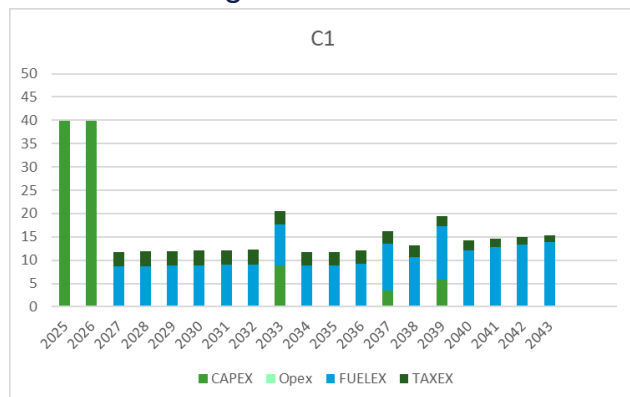


* «Reference» vist i kostnadsscenario A5 tilsvarer årlige drivstoffkostnader for fossil HFO og fossil MGO uten CO2 skatt, men med landstrøm i begge havner.

2.3.2 Energibehov vs drivstoff



2.3.3 Årlige kostnader



* CAPEX = Kapitalkostnader, OPEX = driftskostnader, FUELEX = Drivstoffkostnader, TAXEX = CO2 skatt

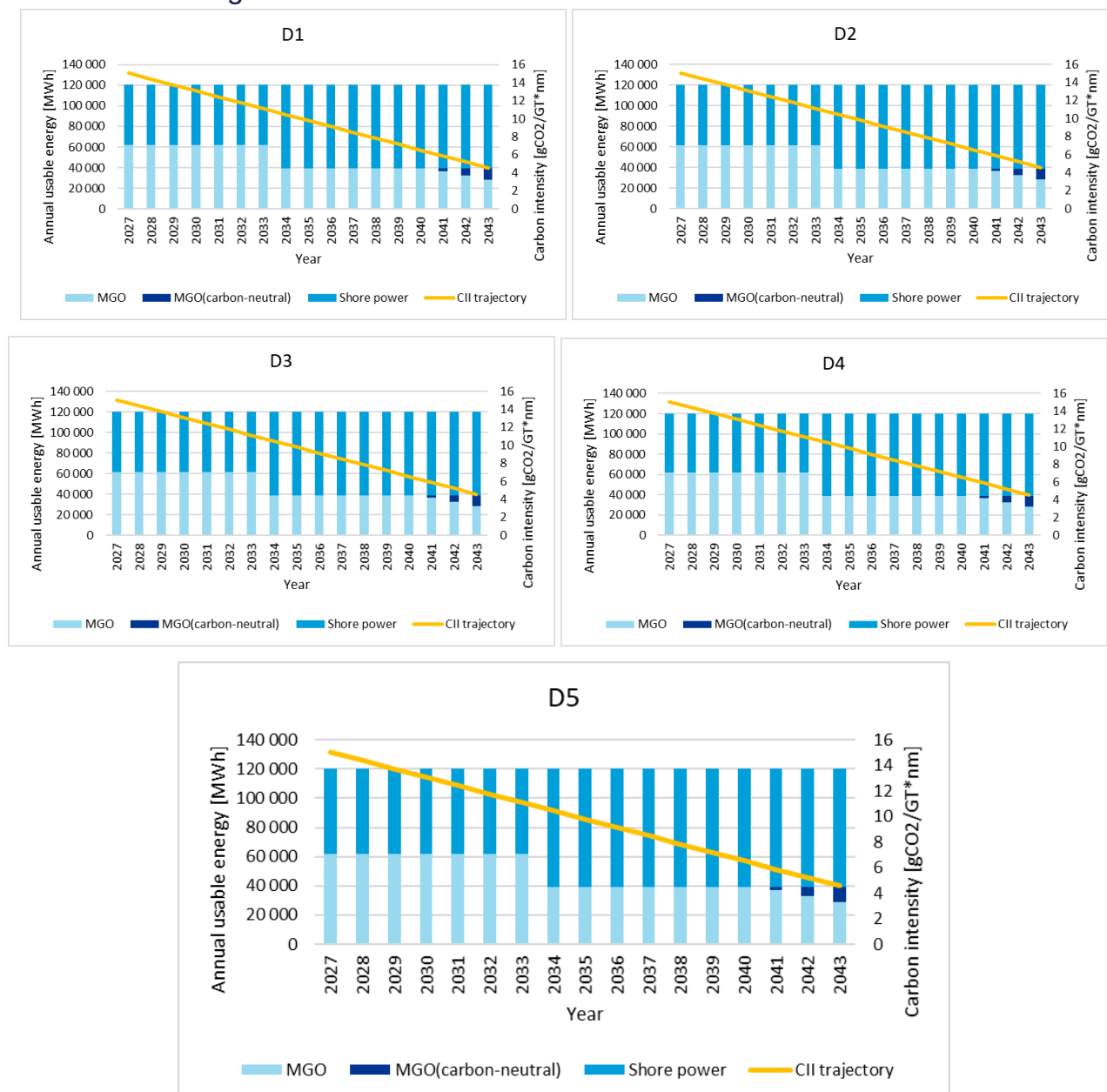
2.4 Designkonsept D – Batterihybrid 2

2.4.1 Drivstoffutgifter

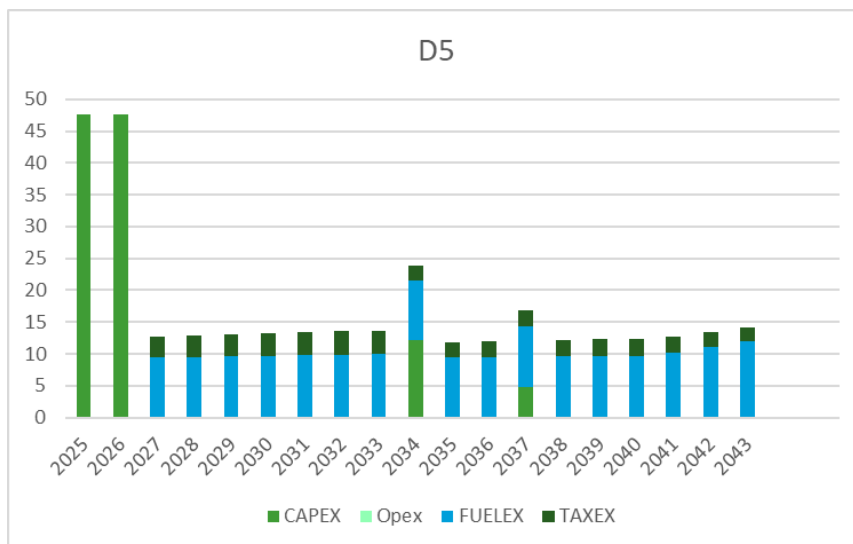
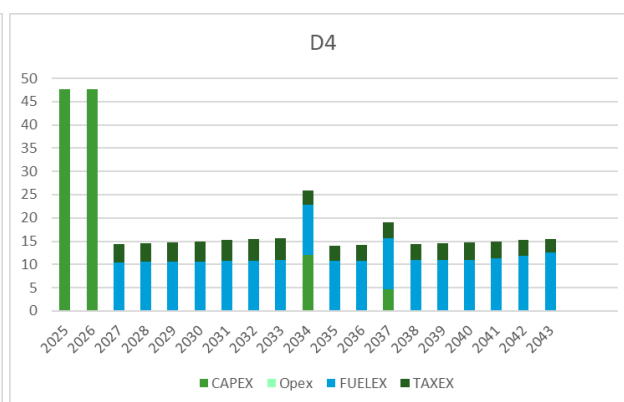
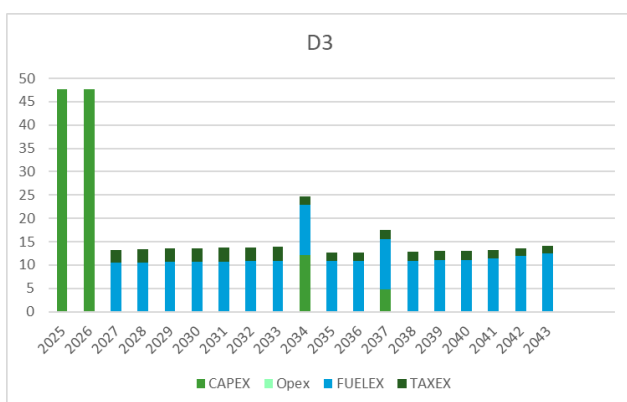
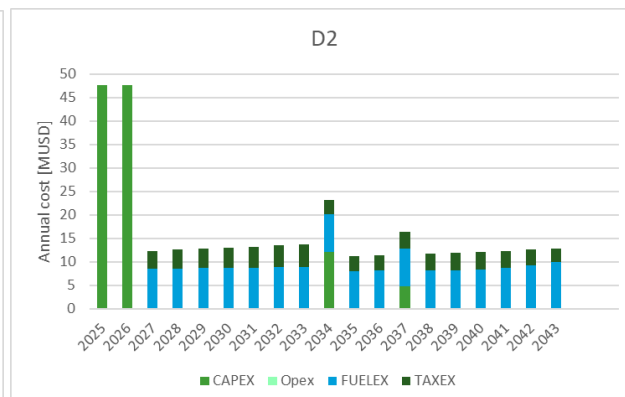
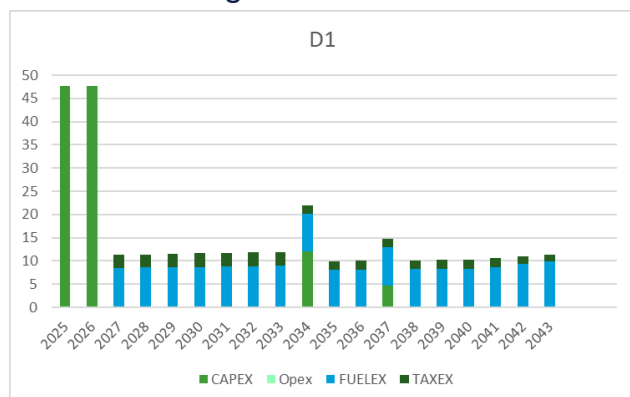


* «Reference» vist i kostnadsscenario A5 tilsvarer årlige drivstoffkostnader for fossil HFO og fossil MGO uten CO2 skatt, men med landstrøm i begge havner.

2.4.2 Energibehov vs drivstoff



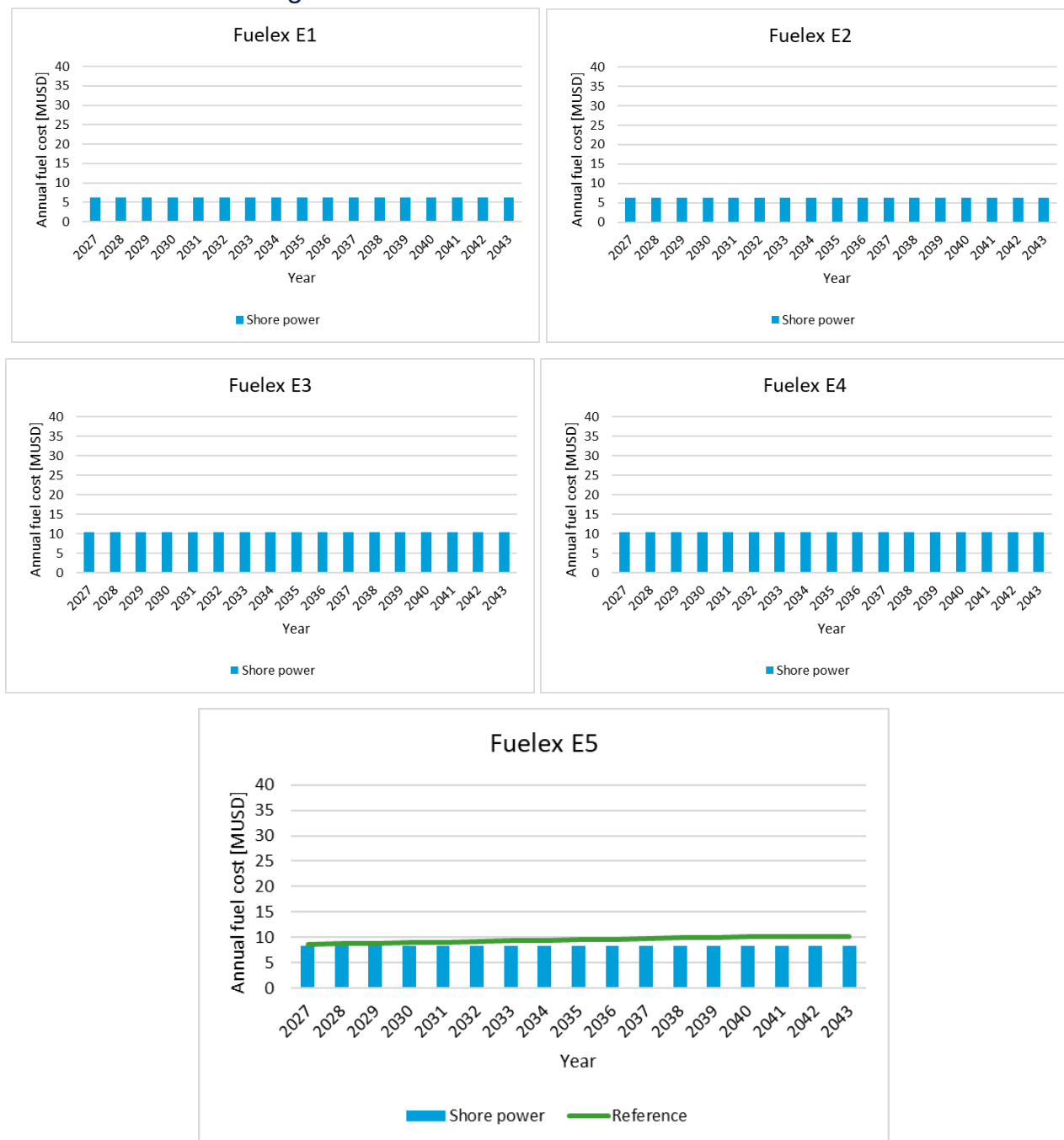
2.4.3 Årlige kostnader



* CAPEX = Kapitalkostnader, OPEX = driftskostnader, FUELEX = Drivstoffkostnader, TAXEX = CO2 skatt

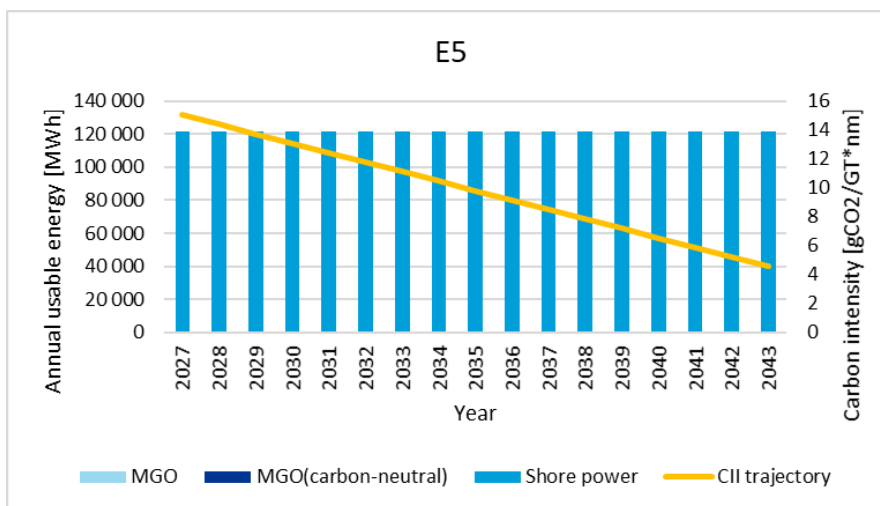
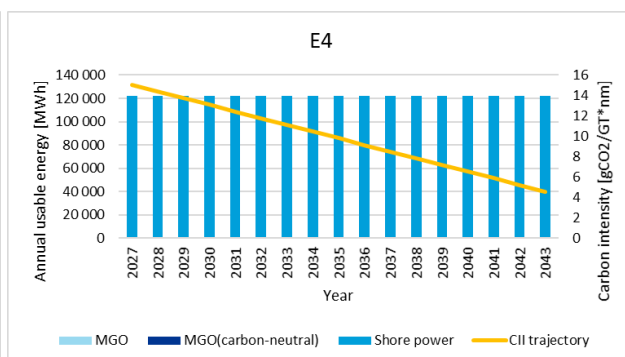
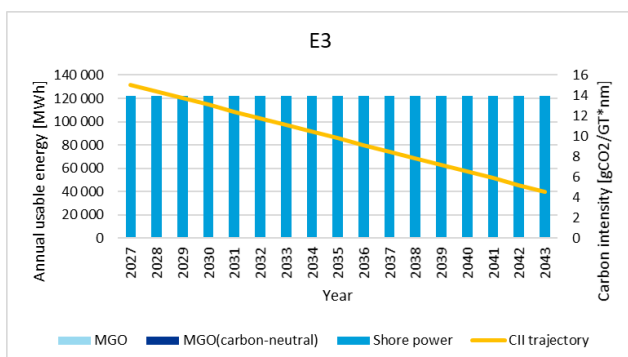
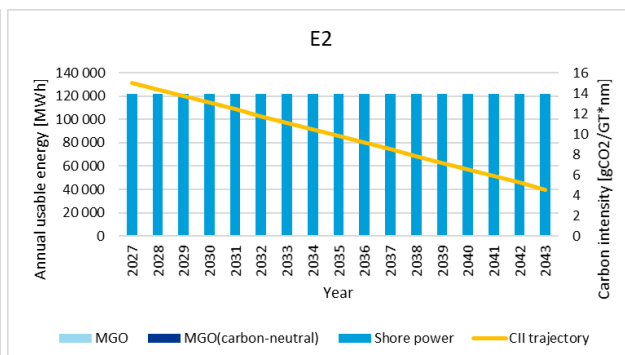
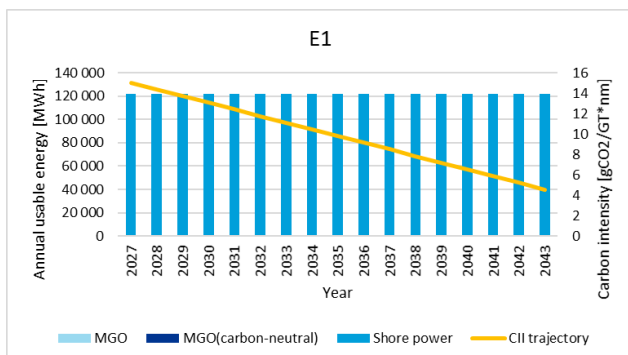
2.5 Designkonsept E - Helelektrisk

2.5.1 Drivstoffutgifter

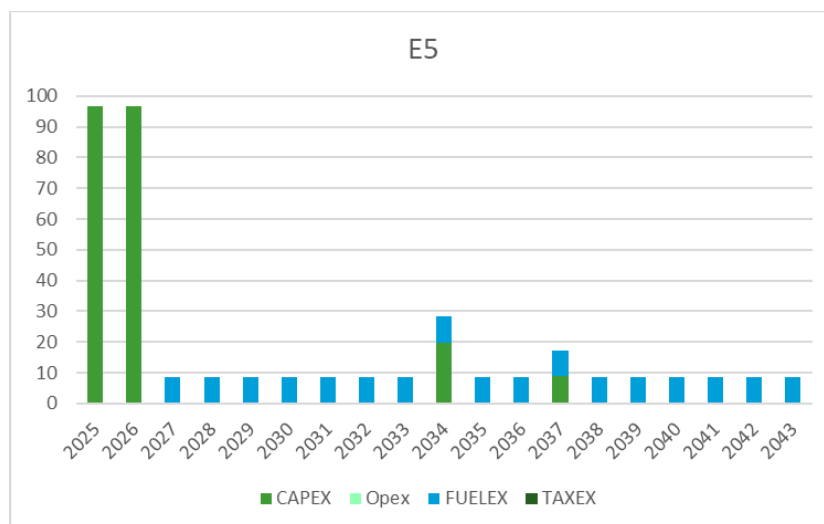
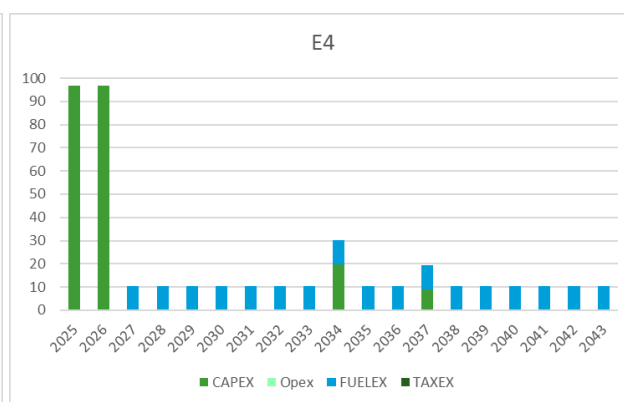
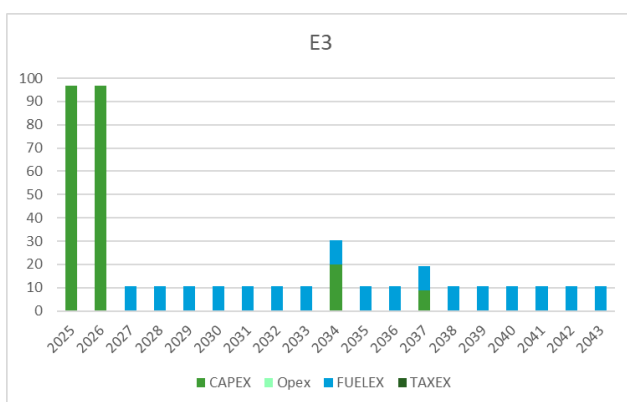
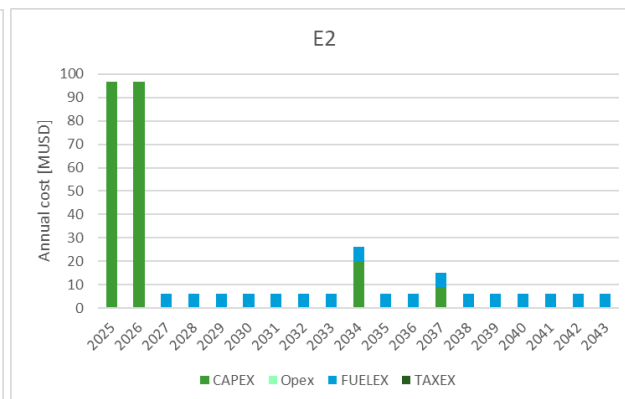
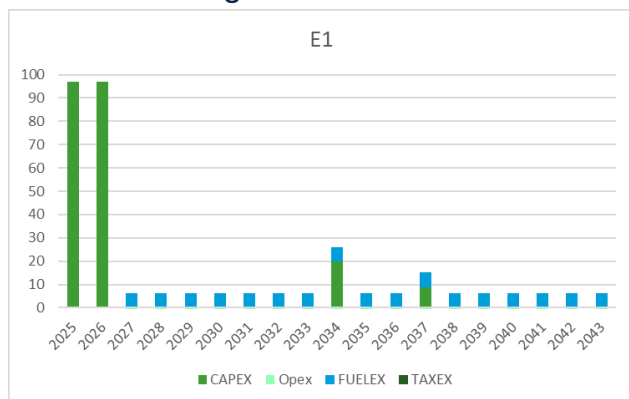


* «Reference» vist i kostnadsscenario A5 tilsvarer årlige drivstoffkostnader for fossil HFO og fossil MGO uten CO2 skatt, men med landstrøm i begge havner.

2.5.2 Energibehov vs drivstoff



2.5.3 Årlige kostnader



* CAPEX = Kapitalkostnader, OPEX = driftskostnader, FUELEX = Drivstoffkostnader, TAXEX = CO2 skatt

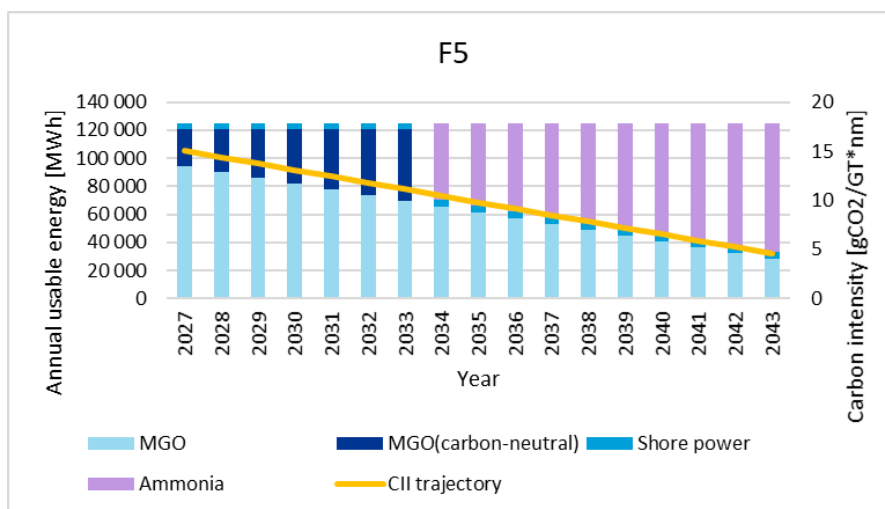
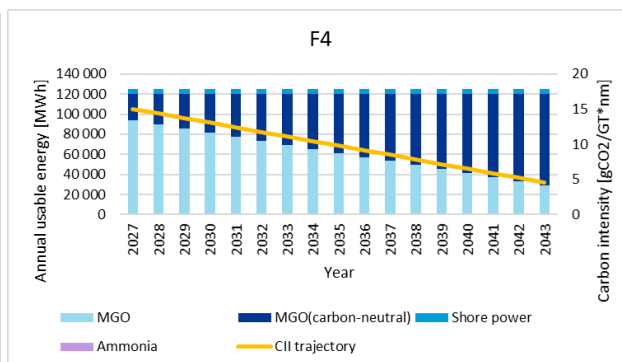
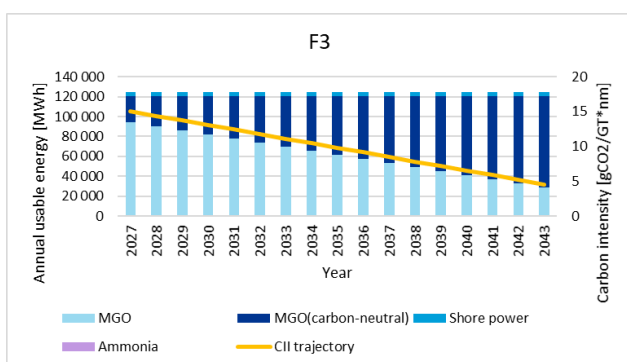
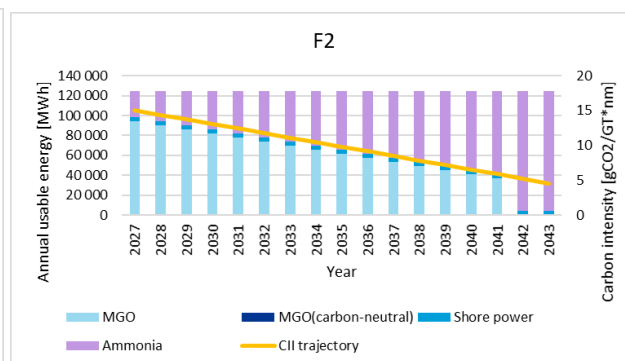
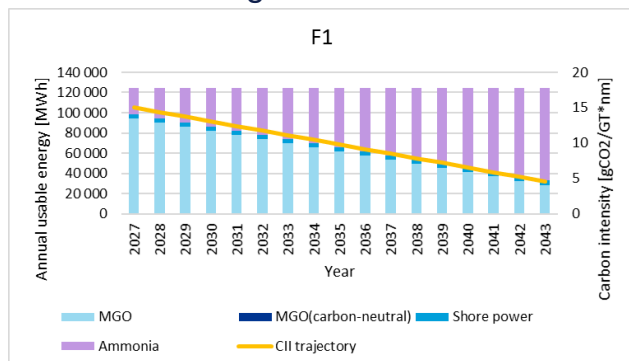
2.6 Designkonsept F - Ammoniakk

2.6.1 Drivstoffutgifter

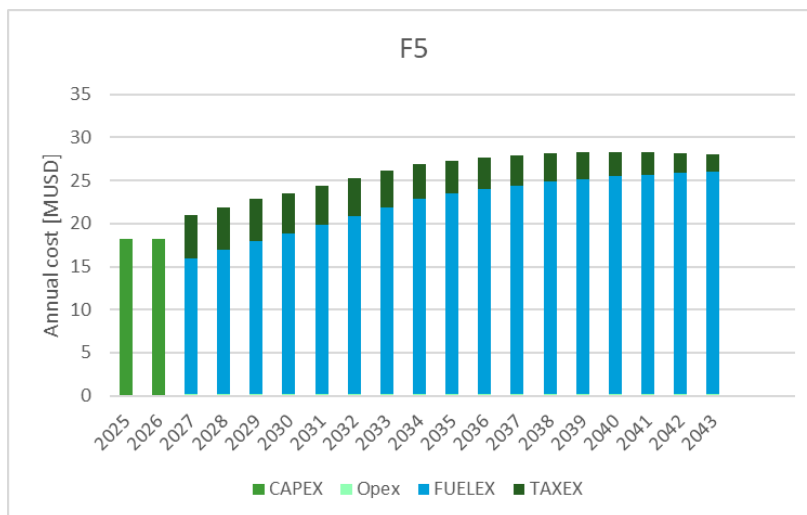
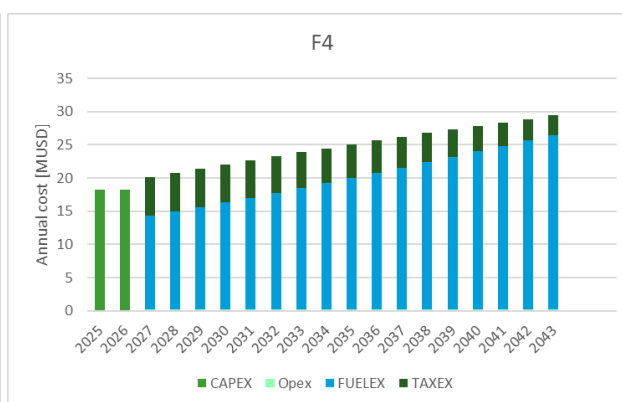
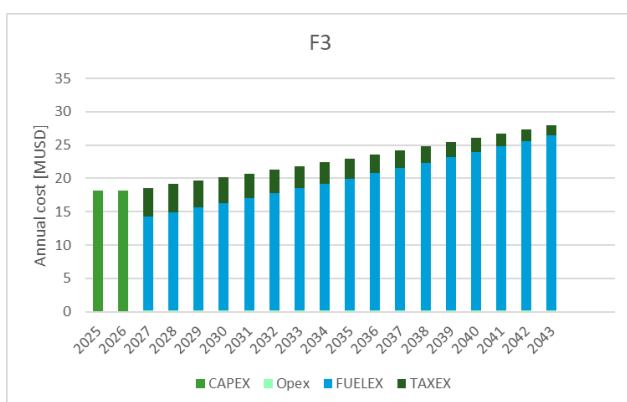
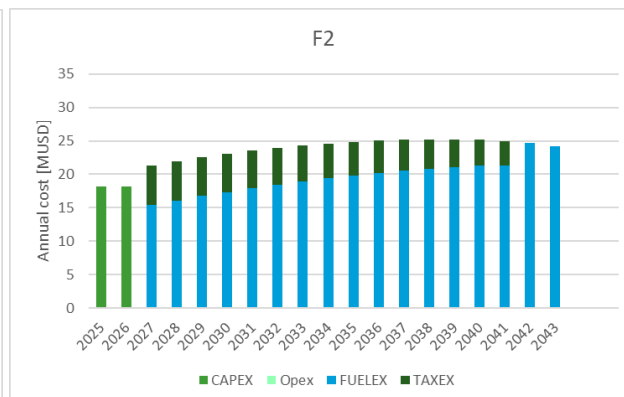
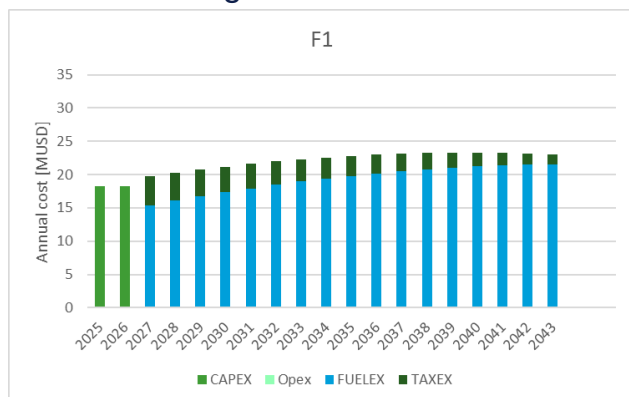


* «Reference» vist i kostnadsscenario A5 tilsvarer årlige drivstoffkostnader for fossil HFO og fossil MGO uten CO2 skatt, men med landstrøm i begge havner.

2.6.2 Energibehov vs drivstoff



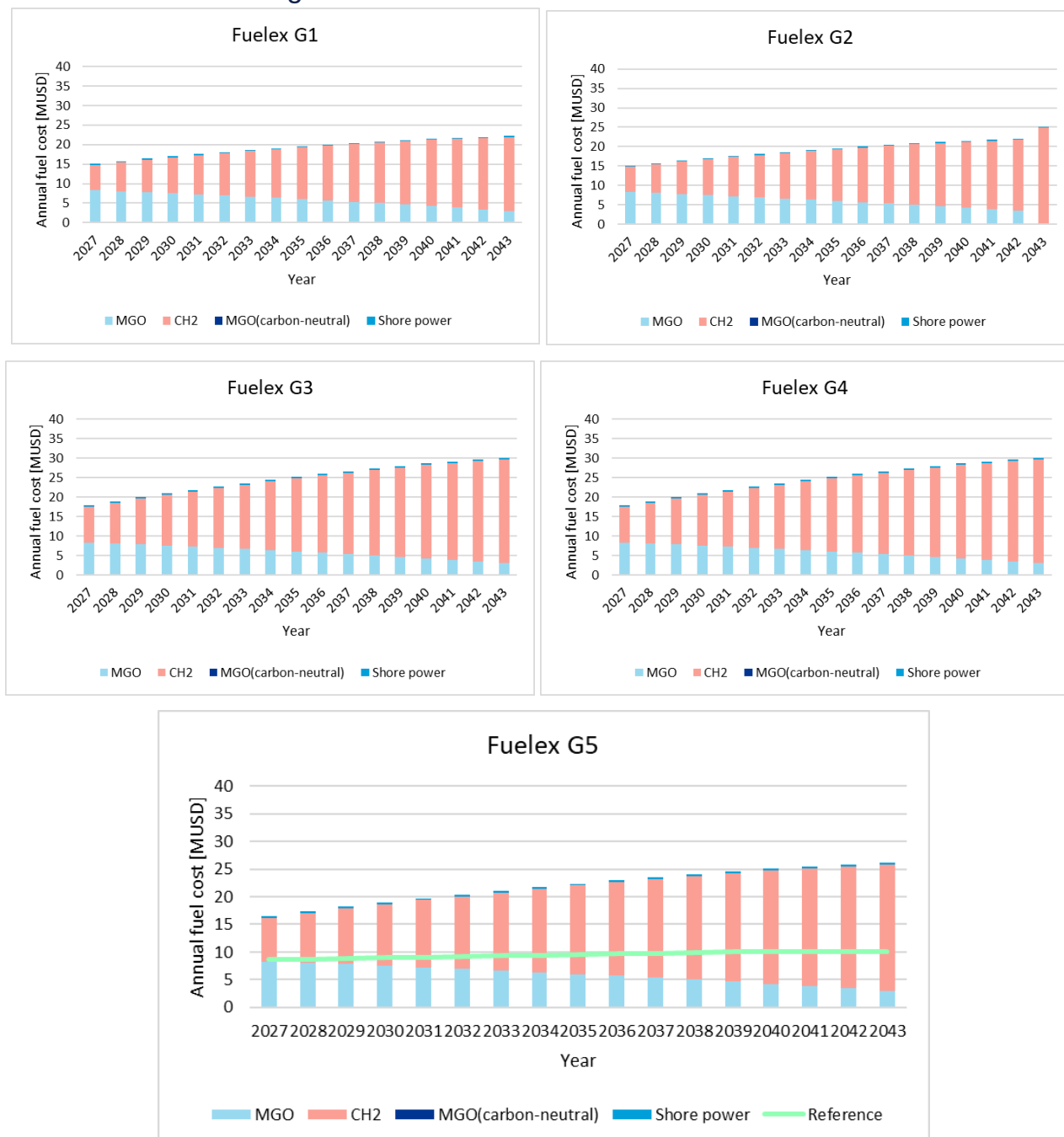
2.6.3 Årlige kostnader



* CAPEX = Kapitalkostnader, OPEX = driftskostnader, FUELEX = Drivstoffkostnader, TAXEX = CO2 skatt

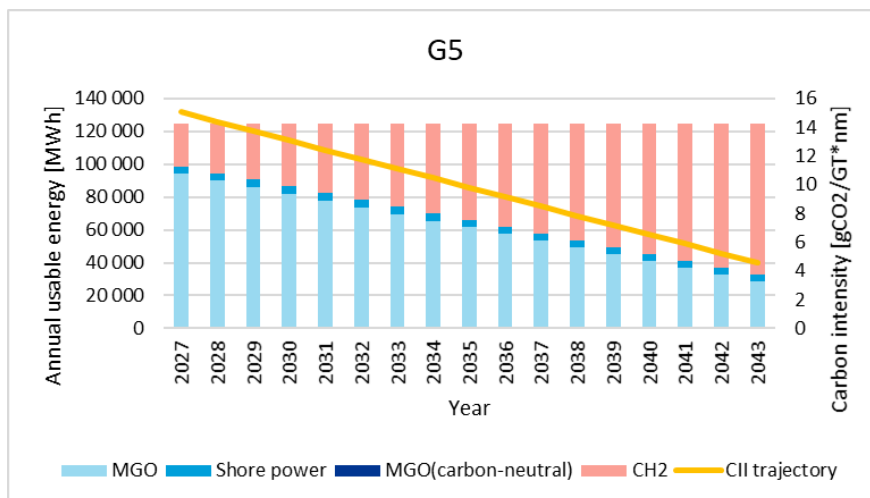
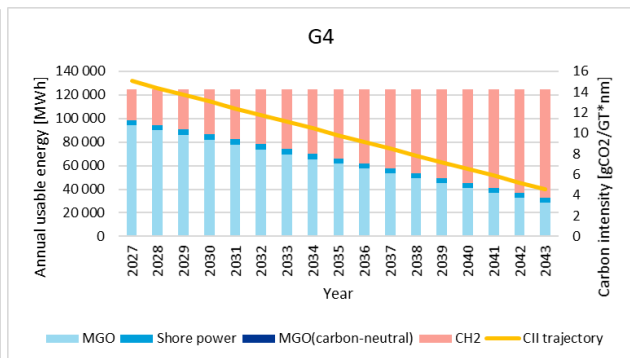
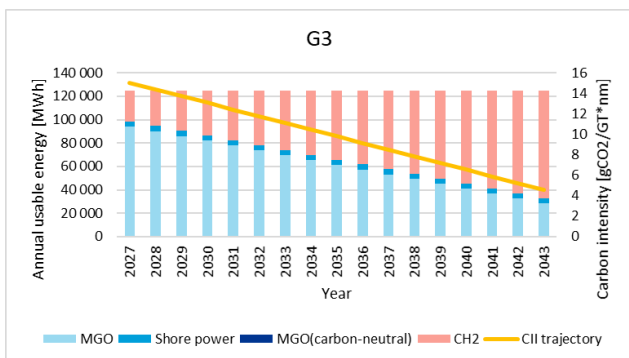
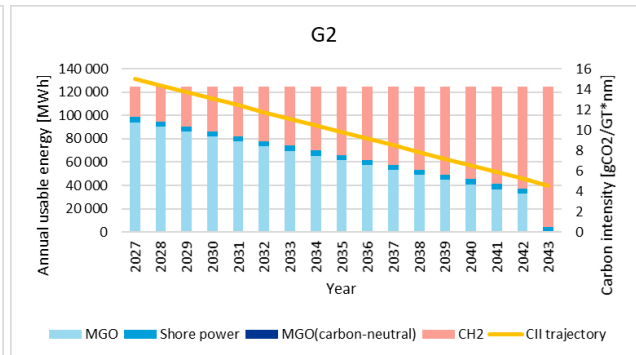
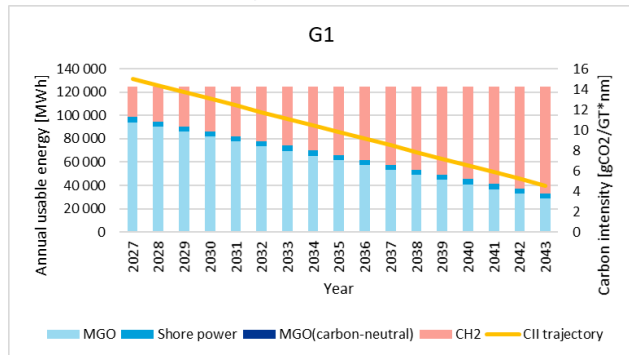
2.7 Designkonsept G - Hydrogen

2.7.1 Drivstoffutgifter

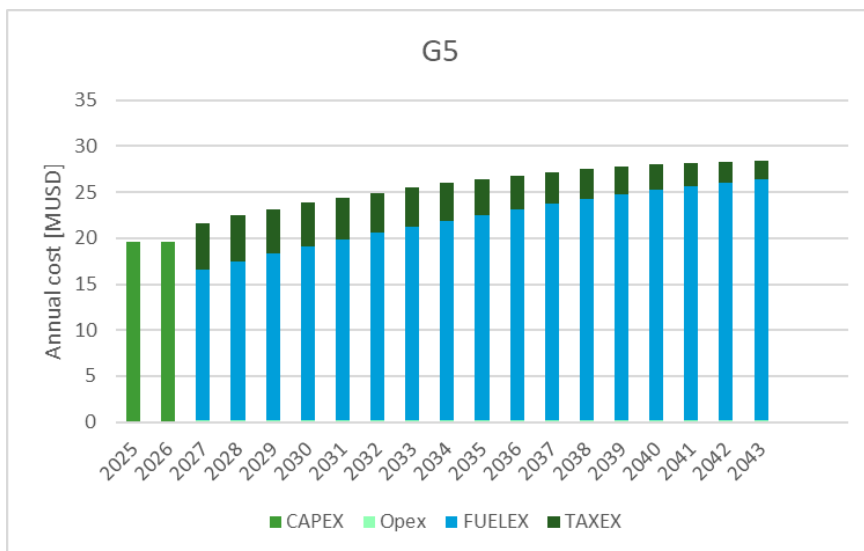
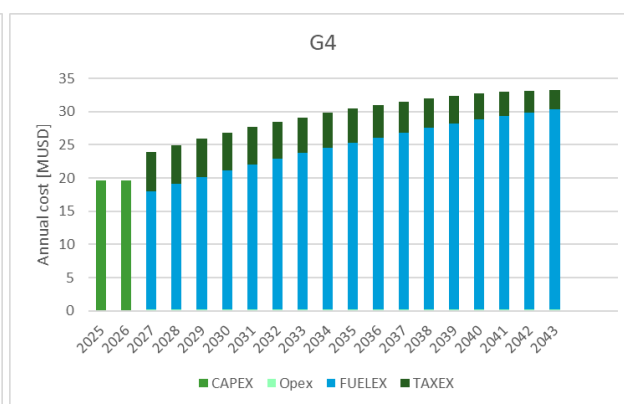
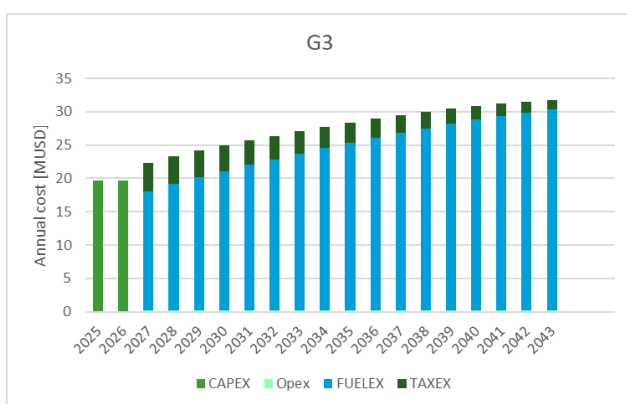
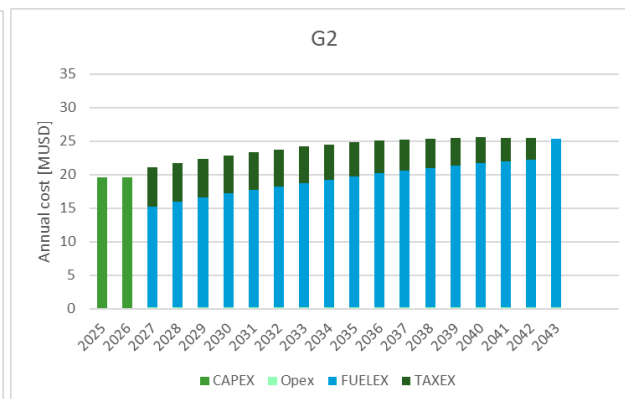
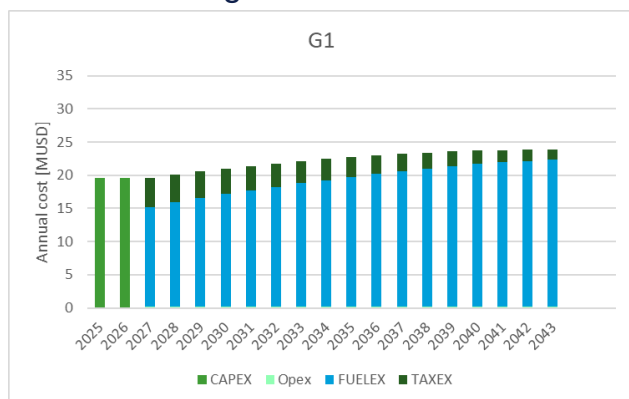


* «Reference» vist i kostnadsscenario A5 tilsvarende årlige drivstoffkostnader for fossil HFO og fossil MGO uten CO2 skatt, men med landstrøm i begge havner.

2.7.2 Energibehov vs drivstoff



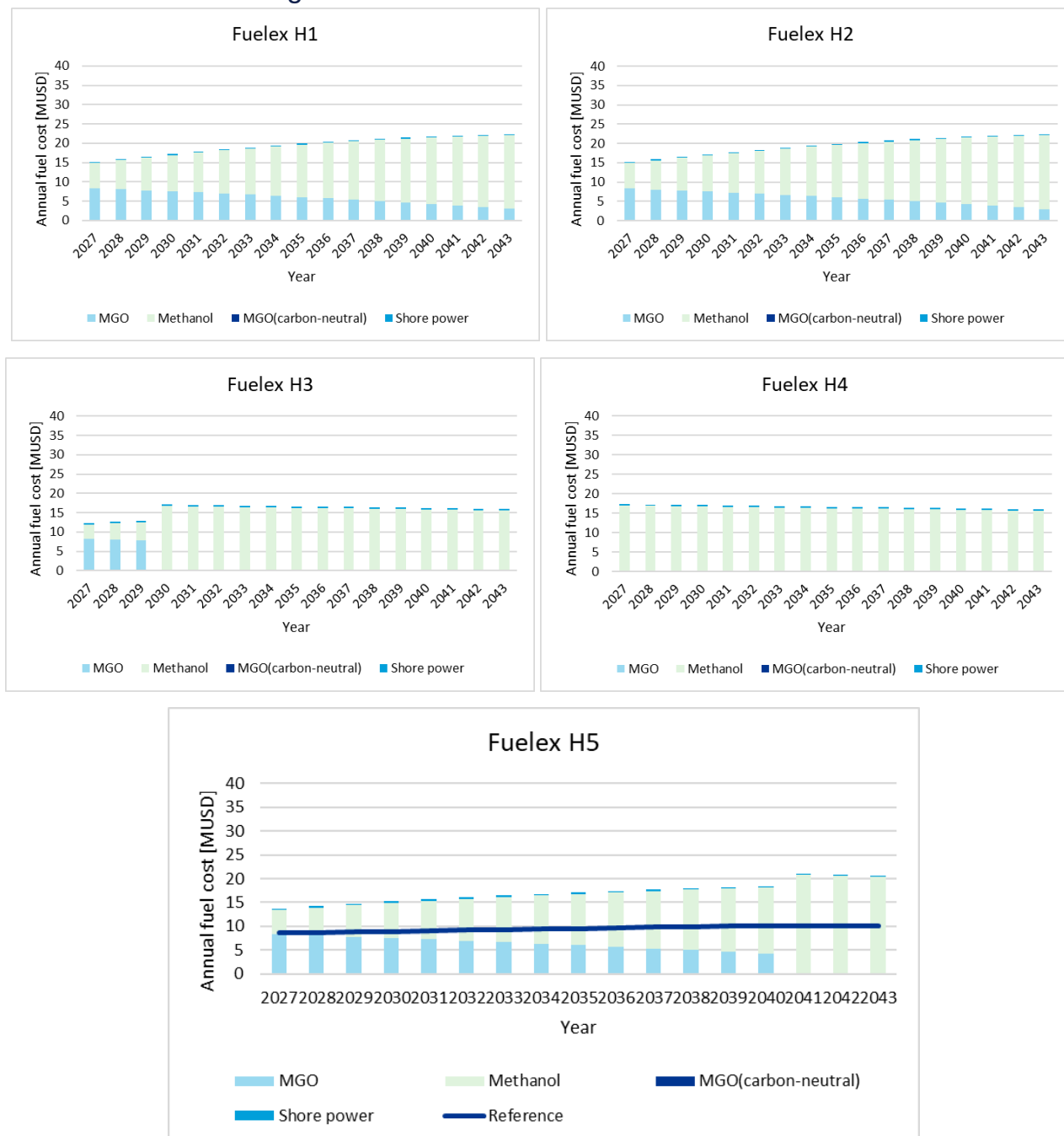
2.7.3 Årlige kostnader



* CAPEX = Kapitalkostnader, OPEX = driftskostnader, FUELEX = Drivstoffkostnader, TAXEX = CO2 skatt

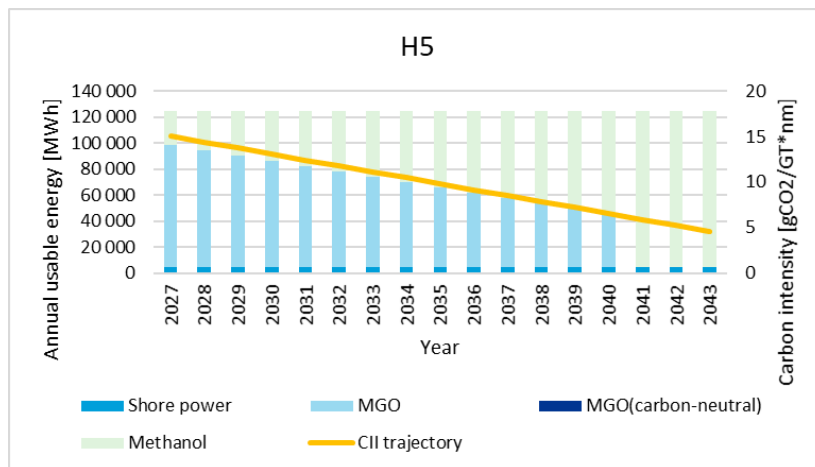
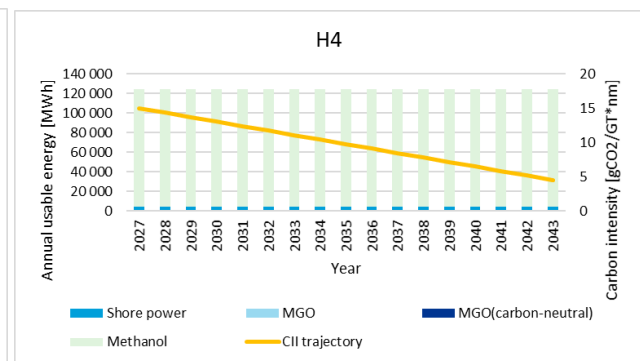
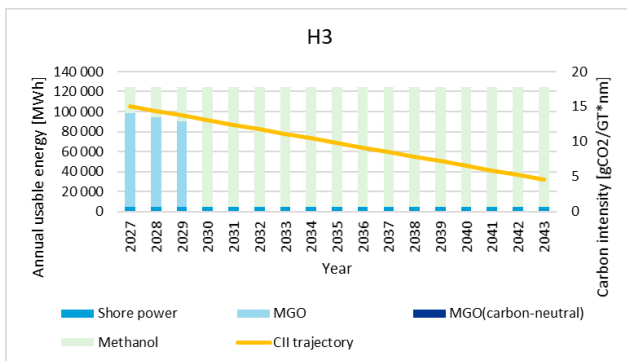
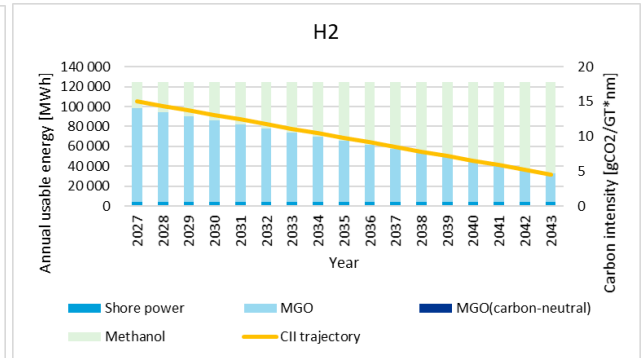
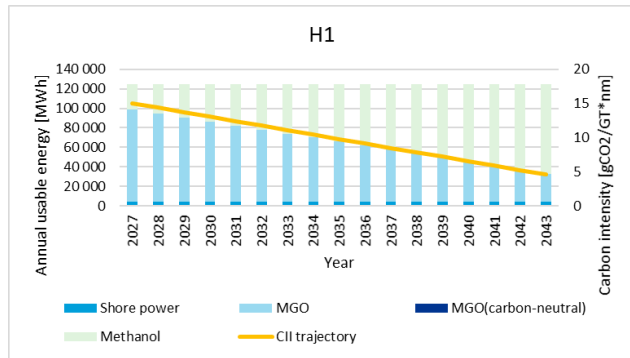
2.8 Designkonsept H - Metanol

2.8.1 Drivstoffutgifter

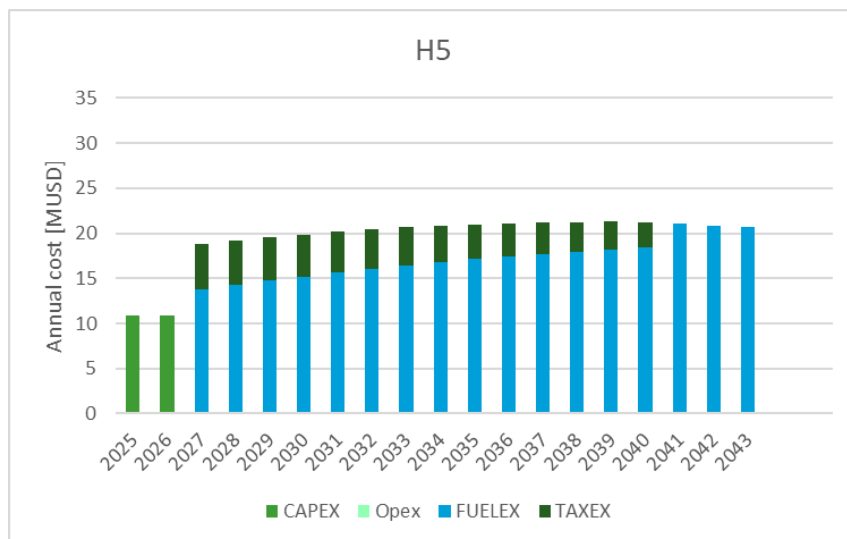
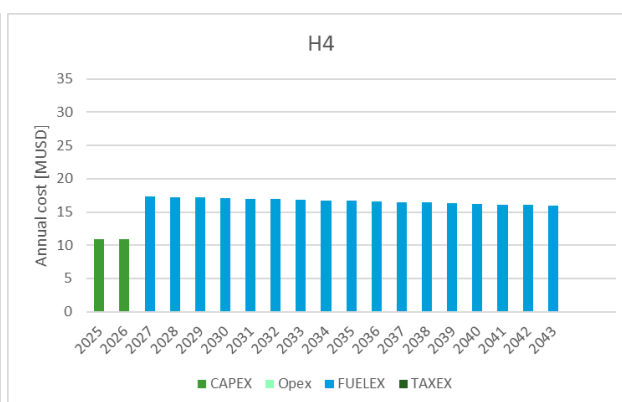
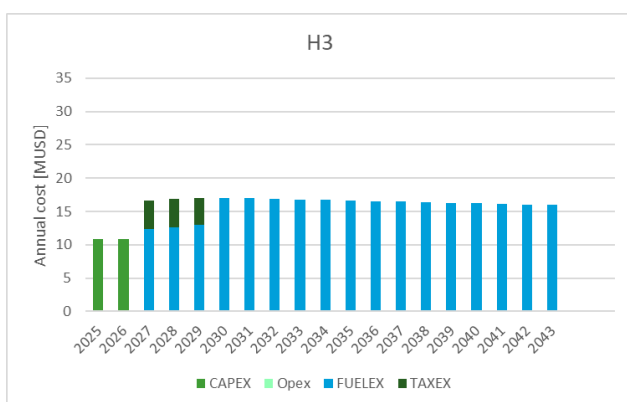
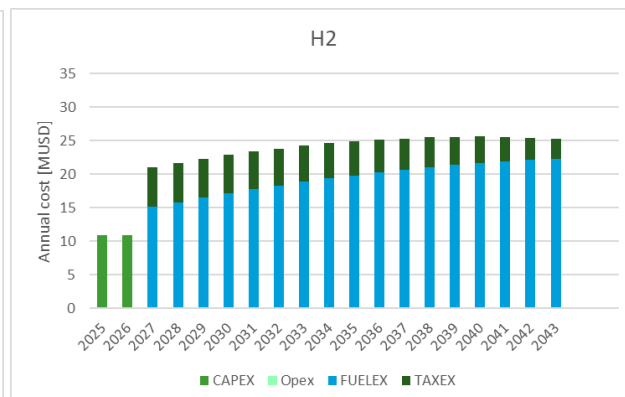
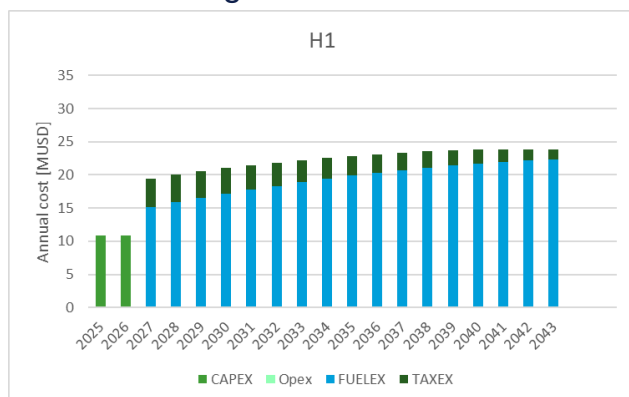


* «Reference» vist i kostnadsscenario A5 tilsvarende årlige drivstoffkostnader for fossil HFO og fossil MGO uten CO2 skatt, men med landstrøm i begge havner.

2.8.2 Energibehov vs drivstoff



2.8.3 Årlige kostnader



* CAPEX = Kapitalkostnader, OPEX = driftskostnader, FUELEX = Drivstoffkostnader, TAXEX = CO2 skatt

2.9 Resultat – samlet

