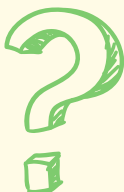


Sluttrapport

Utarbeidet av prosjektgruppen Revolt

Tittel:

Brukte elbilbatterier som energilagring for bedre ladeinfrastruktur i norske havner – Potensial, barrierer og en modell for Geiranger og Svalbard

Innledning	Problemstilling	Analyse	Hvordan kan batterilagring avlaste kostnader?	Konklusjon
				

Innledning

Overgangen til elektrifisering av transportsektoren har skapt et økende behov for effektive og bærekraftige løsninger for lagring av fornybar energi. Brukte elbilbatterier er en uutnyttet ressurs som, selv etter at de har utspilt sin rolle i kjøretøy, fortsatt har betydelig lagringskapasitet for energilagringssystemer. Norske havner, som fungerer som sentrale transportknutepunkter, står overfor betydelige utfordringer knyttet til ladeinfrastruktur og nettkapasitet. Mange havner mangler tilstrekkelig strøm til hurtiglading av elektriske ferjer, noe som hemmer den grønne omstillingen i maritim sektor.

For å møte denne utfordringen kan brukte elbilbatterier brukes til å lagre overskuddsenergi fra sol- og vindressurser, som deretter kan brukes til å lade elektriske fartøy og avlaste nettet. Til tross for dette er bruken av elbilbatterier til energilagring fremdeles lite utviklet i Norge, og det er uklart hvordan disse batteriene passer inn i den nåværende energiverdikjeden.

Problemstilling

I hvilken grad kan brukte elbilbatterier benyttes som energilagringssystemer i norske havner for å forbedre ladeinfrastrukturen til elektriske ferjer og båter?

We hold market share in three continents but capitalize on different strengths per region.

Delspørsmål:

- Hva skjer i dag med brukte elbilbatterier i Norge? Er de en del av verdikjeden for energilagring, og hvis ikke, hvorfor?
- Hvilke regulatoriske, tekniske og økonomiske barrierer hindrer bruken av brukte elbilbatterier i energilagring?
- Hvordan kan brukte elbilbatterier bidra til å avlaste kraftnettet og muliggjøre raskere elektrifisering av maritim transport?
- Hva kan vi lære av eksisterende caser, som **Svalbard og Geiranger**, for å utvikle en skalerbar modell for bruk av batterier i norske havner?

Gjennom en kombinasjon av teknologisk analyse, case-studier, analyser av eksisterende ladeinfrastruktur og innsikt fra eksperter og aktører i havnesektoren, ønsker vi å kartlegge potensialet for brukte elbilbatterier i norske havner. Målet er å identifisere hvilke tiltak som må til for å realisere løsningen i stor skala og bidra til en mer bærekraftig og effektiv energibruk i maritim sektor.

2. Analyse

Statuskartlegging – Hva skjer med brukte batterier i dag?

Håndteringen av brukte elbilbatterier i Norge er preget av utfordringer som manglende standardisering og sporbarhet. Batteriene som ankommer gjenvinning har ofte varierende restenergi, og differensierte batterikvaliteter kompliserer prosessen. Uten standardisering i design er demonteringen både tid- og ressurskrevende, noe som hindrer automatisering, forteller de gjenvinningsaktørene vi har snakket med.

En ledende aktør innen batterigjenvinning i Norge har investert i ny teknologi for å møte utfordringene, blant annet en semiautomatisert linje for utladning og demontering. Denne inkluderer en batterivakt som lagrer restenergi til videre bruk. Til tross for dette er sporbarheten av innkommende batterier begrenset, da det mangler standardisert informasjon om batterienes tilstand og opprinnelse. Dette forventes å bli bedre med EU-regelverket og introduksjonen av et "battery passport". (regjeringen.no, 2023)

Selv om second-life-løsninger er mulig, er det fortsatt lite utbredt i Norge. Gjenvinningsaktøren har valgt å fokusere på resirkulering fremfor gjenbruk, da dette vurderes som en mer lønnsom og effektiv forretningsmodell. Økt volum av brukte batterier vil trolig gjøre second-life mer aktuelt, men i dag er det manglende økonomiske insentiver for biloppsamlere å sende batteriene til resirkulering i stedet for å selge dem på markedsplasser.

En vesentlig barriere er den manglende kostnadsstrukturen i verdikjeden. I dag finnes det ingen økonomisk kompensasjon for biloppsamlere som sender batterier til resirkulering. Dette fører til at

mange batterier heller blir solgt privat enn å gå inn i resirkuleringsløpet, noe som hindrer effektiv ressursutnyttelse.

Med innføringen av nye EU-reguleringer forventes en betydelig forbedring i sporbarhet og håndtering av batterier. "Battery passport" vil gi nødvendig informasjon om batterienes tilstand, levetid og kjemiske sammensetning, noe som vil gjøre resirkuleringsprosessen mer effektiv. Likevel er det fortsatt utfordringer knyttet til transportregler og harmonisering på tvers av landegrensar, noe som forsinkes flyten av brukte batterier til gjenvinning.

Case analyse - Geiranger og Stranda

Geirangerfjorden og Stranda i lys av nullutslippskrav

Geirangerfjorden er en del av Vestnorsk fjordlandskap, ett av åtte norske områder på UNESCOs verdensarvliste. Som følge av et stortingsvedtak har regjeringen vedtatt at det skal innføres krav om nullutslipp for turistskip og ferger i verdensarvfjordene. Fra 1. januar 2026 vil dette kravet gjelde for skip under 10 000 bruttotonn, og fra 1. januar 2032 for større skip. Hensikten med tiltaket er å redusere klimagassutslipp og forurensning, samt å ta vare på de spektakulære fjordområdene og sikre bærekraftig turisme i fremtiden ([Klima- og miljødepartementet](#), 2024).

Tiltaket er også ment å fremme utviklingen av ny teknologi og utslippsfrie løsninger for maritim transport. Ifølge regjeringen skal kravene være teknologidrivende og legge til rette for at hele næringen kan dra nytte av løsningene på sikt. Cruisetrafikken i verdensarvfjordene, inkludert Geirangerfjorden, gir viktige inntekter, men medfører samtidig store miljømessige utfordringer. Regjeringen understreker at kravet om nullutslipp er et viktig steg for å balansere hensyn til klima, lokalsamfunn og reiseliv.

Energilagring og nettkapasitet

Strømtilførselen til den maritime flåten mellom Stranda og Geiranger er i dag utilstrekkelig og skaper store utfordringer. Geiranger har inngått en avtale om tilgang på 1,5 GWh strøm, noe som dekker behovet for et mindre passasjerfartøy. I Stranda investeres det tungt i landstrømanlegg, med planlagt drift fra 1. januar 2026. Investeringene er på totalt 90 millioner kroner, hvorav 60 millioner kommer fra Stranda Havn KF og 30 millioner fra private aktører. I kontrast har Hellesylt ingen strømkapasitet, noe som skaper store utfordringer for regionens helhetlige elektrifisering. Kommunen påpeker at uten slik infrastruktur, risikerer man at cruisetrafikken flyttes til nærliggende havner, noe som reduserer deres evne til å styre miljøbelastningen lokalt.

Behov for fleksible og skalerbare løsninger

Behovet for energilagring i regionen er i stor grad sesongbasert. I høysesongen for cruise- og båttrafikk øker energiforbruket betydelig. Derfor vektlegges det at fremtidige energilagringssystemer må kunne tilpasses svingende behov og være skalerbare. Kommunen peker på at de har lite kunnskap om hvordan brukte elbilbatterier kan integreres i havnens energisystem, men anerkjenner

at dette er et viktig område å kartlegge videre, for å unngå overforbruk av råmaterialer ved å kun ta i bruk nye batterier.

Økonomiske og regulatoriske rammer

Stranda Havn har ikke fått tildelt ENOVA-støtte til sine tiltak, fordi havna ikke oppfyller kravene for fiskerihavn. Tidligere har de mottatt midler til kartlegging av cruisetrafikkens miljøpåvirkning, men må nå i stor grad finansiere investeringer selv. Store investeringer kreves for å tilrettelegge for nullutslippsløsninger. De har spyttet inn mye midler selv. De har brukt havneavgifter som en pisk for de småbåtene som kommer unna kravene om nullutslipp

På det regulatoriske nivået viser kommunen til at miljøkravene i dag kun gjelder for to fjorder. I høringssvar har kommunen vært tydelig på at Tier 3-kravene bør gjelde for hele landet, både av miljøhensyn og for å skape rettferdig konkurranse. Det pågår også diskusjoner om hvordan dispensasjoner for veteranfartøy skal håndteres. Kommunen uttrykker bekymring for at dagens regler rammer mindre aktører og etterlyser en mer helhetlig strategi for maritim turisme.

Infrastruktur og langsiktig planlegging

Mangelen på strøm i området påvirker også privat infrastruktur, som elbillading, som nesten er umulig grunnet prioritering av havnestrøm. Kommunen har brukt åtte år på å få godkjent reguleringsplaner for havneutvikling – en plan som til slutt ble vedtatt uten en kai, noe som svekker den praktiske nytten i dagens situasjon. Kommunen stiller også spørsmål ved hvorfor det ikke stilles krav til elektriske busser som frakter turister i området, og påpeker at helhetlige løsninger er nødvendige for å oppnå reell nullutslippseffekt.

Tidligere prosjekter og erfaringer

Stranda Havn har jobbet med elektrifisering siden 2016. Dette arbeidet har vært utfordrende og preget av omfattende diskusjoner mellom aktører. Nå nærmer det seg en løsning, blant annet gjennom deltakelse i EPMI-ordningen og innføring av utslippsforskrifter for sjøtrafikk.

Case-analyse – Longyearbyen

Isolert energisystem og avhengighet av diesel

Longyearbyen representerer et fundamentalt annerledes energiscenario enn Geiranger og Stranda. I motsetning til fastlands-Norge er Svalbard ikke tilknyttet noe overordnet kraftnett. All strømproduksjon i Longyearbyen skjer lokalt, og dagens energiforsyning er utelukkende basert på dieselaggregat. Tidligere ble elektrisiteten produsert med kull. Byen er derfor fullstendig avhengig av regelmessig import av drivstoff for å opprettholde stabil strømforsyning, og har ingen muligheter for kraftoverføring fra nærliggende nettverk. Dette gjør byen til et av de mest isolerte og sårbare kraftsystemene i Norge.

Fravær av elektrifisering i maritim sektor

Longyearbyen Havn tilbyr per i dag ingen tjenester for elektrifisering av maritim trafikk. Det eksisterer verken landstrømsanlegg eller infrastruktur for lading av elektriske fartøy. Havnen er

dermed ikke rigget for en omstilling til utslippsfrie maritime løsninger med dagens struktur. I tillegg ble det trukket frem at Longyearbyen ikke har mottatt ENOVA-støtte til investering i elektrisk båt, ettersom båten ville være avhengig av strøm produsert fra diesel. Dette illustrerer hvordan mangelen på fornybar infrastruktur også kan ekskludere lokalsamfunn fra støtteordninger rettet mot elektrifisering, og viser hvordan tiltak som i utgangspunktet er utslippsfrie, ikke nødvendigvis kvalifiserer som miljøtiltak uten underliggende grønn energiforsyning.

Begrensninger for fornybar energiutvikling

Utviklingen av fornybare energikilder på Svalbard preges av flere strukturelle og naturgitte utfordringer. Det arktiske klimaet er teknisk krevende, blant annet som følge av ising, sterke vinder, mørketid og generelt ustabile værforhold. Dette gjør både sol- og vindkraft vanskelig å realisere i praksis. I tillegg er det store begrensninger knyttet til arealbruk, særlig på grunn av strenge miljøhensyn. Svalbard har et rikt fugleliv og sårbare økosystemer som omfattes av omfattende vern, og etablering av energiproduksjonsanlegg er søknadspliktig. Det er tidligere blitt stanset prosjekter med henvisning til miljøhensyn, og det foreligger ikke tilstrekkelig tilgjengelig areal for større installasjoner som solcelleparker. Bølgekraft er vurdert som lite hensiktsmessig, grunnet tekniske barrierer og utfordrende drift på fastlandet, forhold som forsterkes i arktiske strøk.

Statlig styring og manglende lokal handlefrihet

Utviklingen på Svalbard styres i stor grad av staten. Flere departementer har ansvar på området, men manglende koordinering og fravær av en helhetlig strategi svekker forutsigbarheten. Private aktører og lokale institusjoner har begrenset innflytelse. Longyearbyen Havn har ikke mandat til å initiere større endringer i energisystemet på egen hånd, og er avhengig av tydelige føringer fra nasjonale myndigheter for å kunne gjennomføre strukturelle tiltak. (regjeringen.no, 2024).

Eksisterende batteriløsning og energilagring

Det eksisterer i dag én løsning for batteribasert energilagring i Longyearbyen. Et UPS-system basert på litiumbatterier, installert av Svalbard Energi, består av fire til fem containere. Dette systemet har kapasitet til å forsyne hele byen med strøm i én til halvannen time ved strømbrudd. Løsningen fungerer som et beredskapstiltak, men er forbundet med høye investeringskostnader, og ble omtalt som en investering på mange titalls millioner kroner. ([Svalbardposten](https://svalbardposten.no), 2022).

Klimatiske driftsutfordringer for batterier

Drift av batteribaserte energilagringssystemer i Longyearbyen forutsetter spesielle teknologiske hensyn. Kulde og ekstreme værforhold reduserer batterienes ytelse, og det må tas høyde for dette ved vurdering og dimensjonering av nye løsninger. Arktiske forhold stiller med dette høyere krav til robusthet og driftssikkerhet for energiteknologi.

Regulatoriske og økonomiske barrierer i havnprosjekter

Utviklingen og implementeringen av ny energiinfrastruktur i havner møter flere regulatoriske og økonomiske utfordringer. Disse barrierene hemmer innovasjon, forlenger utviklingstiden og skaper usikkerhet for aktører som ønsker å investere i fremtidsrettede løsninger.

Statlige reguleringer og aktørbegrensninger

En sentral utfordring er at distribusjonssystemoperatører (DSO-er) i dag ikke har lov til å anskaffe eller drive batterienergilagringssystemer (BESS). Dette skaper en paradoksal situasjon hvor aktørene med størst økonomisk gjennomføringskraft og klare insentiver til å ta i bruk mobile batteriløsninger, er lovmessig avskåret fra å gjøre det. På den andre siden står havnene med interesse og motivasjon for slike løsninger, men mangler ofte både teknisk kompetanse og veiledning i implementeringen, slik det kom frem i samtaler med Morrow Batteries.

Kommunale reguleringsprosesser

I tillegg til statlige føringer, kan også kommunale reguleringsplaner være betydelige hindringer. Prosessene er ofte langdryge og byråkratiske, noe som forsinker initiativer fra aktører med klare utviklingsplaner. Et illustrerende eksempel er Stranda Havn, hvor det tok hele åtte år før reguleringsplanen ble godkjent. Da vedtaket endelig kom, manglet planen en kai som i mellomtiden kunne ha vært til stor nytte for havneutviklingen (ref. intervju med Stranda Havn).

Miljøreglementer og arealproblematikk – Svalbard som case

Samtaler med Svalbard Havn avdekket en annen type utfordring: strenge miljøregler og knapphet på tilgjengelige arealer. Svalbard er underlagt særlige vernebestemmelser som begrenser inngrep i naturen, noe som står i kontrast til behovet for klimatiltak. For eksempel vurderte havna om batteripakker i det hele tatt vil være lønnsomme sammenlignet med dagens drift basert på diesellaggregat. Dette eksempelet illustrerer det grunnleggende dilemmaet mellom miljøvern og klimatiltak i energisektoren – hvor det ikke nødvendigvis er samsvar mellom klimaambisjoner og miljøregelverk. Regelverket på Svalbard prioriterer vern av natur fremfor energiomstilling, noe som kan være en barriere for videreutvikling (ref. intervju med Svalbard Havn).

Manglende standarder og uforutsigbarhet

Mangelen på nasjonale standarder og sertifiseringsordninger for batteriteknologi skaper ytterligere utfordringer. Som Morrow Batteries peker på, gjør dette det vanskelig å gjenbruke battericeller i nye BESS-løsninger. Det finnes i dag ingen lett tilgjengelige og pålitelige ytelsesdata på celle-nivå, noe som er nødvendig for å sikre optimal ytelse. Innhenting av slik data krever egne tester som er både tidkrevende og kostbare. I tillegg er testkapasiteten i Norge begrenset på grunn av høy etterspørsel.

Økonomiske insentiver og verdikjeder for gjenbruk

Et annet hinder er manglende økonomiske insentiver for å sikre at brukte elbilbatterier blir gjenbrukt eller resirkulert. Hydrovolt og andre gjenvinningsaktører påpeker at når elbiler vrakes, har biloppsamlere ingen økonomisk motivasjon til å videreformidle batteriene til second-life bruk eller gjenvinning. Dette står i kontrast til dagens vrakpantordninger for bileiere, og fremhever behovet for å utvikle en helhetlig verdikjede for batterigjenvinning og -gjenbruk i Norge (ref. intervju med gjenvinningsaktører).

Teknologisk mulighetsrom – Second-life i havner

Restkapasiteten ([mdpi](#), 2024) i brukte elbilbatterier er en viktig faktor når man vurderer deres egnethet for videre bruk i energilagringssystemer. Flere studier peker på at batterier som tas ut av drift i kjøretøy ofte beholder mellom 70–80 % av sin opprinnelige kapasitet (Koochi-Fayegh & Rosen, 2023). Selv om dette nivået kan føre til merkbart redusert ytelse og rekkevidde i bilapplikasjoner, vil kapasiteten i de fleste tilfeller være tilstrekkelig for stasjonære energilagringsformål, hvor belastningskravene er lavere og mer stabile. For stasjonære applikasjoner er heller ikke en C-rate over 1 spesielt ettertraktet. Ved å kjøre systemet på redusert C-rate, vil man dermed kunne begrense ytterligere kapasitetstap gjennom optimalisert drift av pakken.

Elbilbatterier er designet for krevende operasjonelle forhold med behov for høy effekt ved akselerasjon, hurtiglading, store temperatursvingninger og konstant syklisk belastning. Når batterienes state of health (SOH) faller til rundt 70–80 %, vil dette påvirke bilens ytelse såpass mye at det ofte ikke lenger er lønnsomt å bruke batteriet videre i bilen. Dermed defineres ofte 70% av original kapasitet, som End Of Life (EOL) i EV applikasjoner. For stasjonær bruk er derimot kravene til både effekt og energitetthet betydelig lavere. I slike applikasjoner er langsommere ladesykluser (0.5 til 1C), jevn utlading (0.5 til 1C) og stabile driftstemperaturer normen, noe som gjør at batterier med redusert kapasitet kan fungere godt i flere år etter at de er tatt ut av kjøretøy.

Second-life-bruk av batterier kan ifølge Koochi-Fayegh og Rosen (2023) forlenge batterienes levetid med ytterligere 5–10 år i stasjonære applikasjoner, avhengig av hvordan de driftes og hvilken type energilagringsbehov de dekker. Dette gir betydelig miljømessig og økonomisk gevinst, ettersom batterienes samlede livsløp utnyttes bedre før de til slutt går til resirkulering.

Intervjuene med aktørene vi har snakket med understøtter denne vurderingen. Deres erfaring tilsier at batterier som kommer inn til resirkulering ofte har en gjenværende kapasitet på rundt 50 % i snitt, med stor variasjon.

De vi har intervjuet påpeker også at manglende standardisering og begrenset tilgang til informasjon om batterienes helsetilstand (SOH og state of charge, SOC) gjør sortering og vurdering av batterienes egnethet utfordrende. Innføringen av regulatoriske tiltak som EU sitt "battery passport" forventes å forbedre sporbarhet og informasjonstilgang, noe som kan lette identifiseringen av batterier som egner seg for second-life-bruk før resirkulering. Ifølge en artikkel fra Reuters ([Reuters](#), 2024), vil batteripassene inkludere informasjon om batterienes sammensetning, opprinnelse av nøkkelmateriale, karbonavtrykk og resirkulert innhold. Disse passene vil også inneholde oppdatert informasjon om batteriets helsetilstand, noe som er avgjørende for vurdering av brukte batteriers verdi og egnethet for videre bruk. Dette vil bidra til å gjøre sirkulær økonomi til en realitet for batterier. ([EU](#), 2023).

Batteripasset løser derimot ikke utfordringer knyttet til operating voltage og format. Ulike produsenter av batterier benytter ulike formater, kjemier og spenningsvindu. Dette er elementer som må tas til følge når man programmerer et Battery Management System (BMS). Bruk av second life celler vil dermed kreve at pakken/BMS som benyttes, er kompatibelt med det aktuelle formatet (som BEV2 eller SCiB), kjemien (LFP, NMC, LTO etc.) og spenning (3-4V). Dette er derimot et begrenset problem, dersom man standardiserer løsningen basert på et enkelt format eller kjemi. Eksempelvis kan forsyningskjede baseres på pakker fra en enkelt bildmodell, som benytter

prismatiske LFP celler. Eksempelvis slik EcoStor har gjort med sine systemer, som baseres på celler fra Nissan Leaf.

Basert på disse funnene fremstår brukte elbilbatterier som teknisk egnet for energilagring i norske havner, spesielt i en kontekst der nettkapasiteten er begrenset og hvor fleksibel lokal lagring kan bidra til å balansere energibehovet for elektriske ferjer og passasjerbåter.

Hurtiglading av store batteriferger krever høy effekt i korte perioder. Et landbasert batteri kan forsyne en del av denne effekten, slik at nettet ikke overbelastes.

Behovet for slike løsninger er allerede tydelig. For eksempel krever noen av de nye helelektriske ferjene flere megawatt lading ved hvert anløp. På sambandet Hareid–Sulesund i Møre og Romsdal ble det installert et batteribuffer på land: Fergen trengte opptil 5 MW ladeeffekt for å lades på få minutter, hvorav rundt 3 MW ble tatt fra strømnettet og ca. 2 MW fra batteriene på land ([danfoss](#), 2022). Dette gjorde det unødvendig å oppgradere den lokale nettinfrastrukturen – i stedet utnyttet batteriet til å levere toppene (peak shaving) ved hver lading ([danfoss](#), 2022). Batteriet lades så opp igjen enten fra nettet mellom anløpene eller av lokal sol-/vindkraft hvis tilgjengelig. Slik oppnås både kostnadsbesparelser (unngår effekttopper og mulige straffetariffer) og økt forsyningssikkerhet ved lading. Integrert fornybarproduksjon kan lagres i batteriet når produksjonen er høy og forbruket lavt, for deretter å brukes under ferjelading eller andre peak-perioder – dette øker utnyttelsesgraden av lokal sol- og vindenergi betraktelig ([pv-magazine](#), 2024).

Hvordan kan batterilagring avlaste kostnader?

Scenario:

En norsk havn ønsker å etablere et energilagringssystem basert på brukte elbilbatterier for å støtte ladeinfrastruktur for elektriske ferjer og båter, spesielt i områder med begrenset nettilgang.

Forutsetninger:

Antall batteripakker: 100 brukt elbilbatterier fra modeller som Nissan Leaf (40 kWh hver) eller Tesla Model 3 (55 kWh hver).

Total kapasitet: 4 000 kWh (4 MWh).

Investering: Kr 5 millioner (inkl. innkjøp, installasjon, BMS, kjølesystemer for å håndtere kuldeforhold, sikkerhet).

Bruksperiode: 8 år for peak-shaving, stabilisering, og energilager.

Årlig energibehov: Reduksjon av innkjøp av dyr kraft (peak shaving), ca. 2 000 000 kWh i høysesong (tall basert på erfaringer fra lignende prosjekter, eksempelvis EcoStor).

Til sammen utgjør disse regulatoriske og økonomiske barrierene en reell problemstilling for produsenter, kunder og teknologiutviklere på feltet.

Kostnadsbesparelse - detaljert:

1. Reduksjon av kraftkostnader

Høysesong:

Strømpris: Kr 1,50 per kWh (norsk markedspris kan variere, men 1,5 kr er et gjennomsnitt).

Batterisystemet vil kunne lagre strøm i lavbelastningsperioder (om natten, i helgene) og levere den i høysesongen.

Akkumulert besparelse:

Anslått at systemet reduserer behovet for å kjøpe ca. 1 000 000 kWh i høysesongen.

$1\,000\,000 \text{ kWh} \times \text{Kr } 1,50 = \text{Kr } 1\,500\,000$ i besparelse over 8 år = ca. Kr 188 000 per år.

Tallene er justert for å gi et realistisk bilde av priser i høy-sesong. Det er estimert besparelse for peak-shaving i høysesongen. Dette utgjør en delmengde av totalpotensialet og speiler kun besparelse oppnådd i de periodene det er mest kostnadskrevende å kjøpe strøm. Oppsummert gir dette Total årlig sparepotensial: ca. Kr 188 000 (basert på ca. Kr 1,5 mill høysesongbesparelse), som er omtrent 12,5 % av den totale årlige høysesongsgrunnstrømmen (2 mill kWh).

2. Kuldens innvirkning på ytelse og kostnad

Kuldeeffekt på batterier:

Kulde kan redusere batterienes effekt og kapasitet, men også øke levetiden og stabiliteten i energilagringssystemet dersom det er riktig prosjektert. Her vil sporbarhet og datatilgang for de aktuelle cellene være essensielt.

Under norske forhold, vil effekttap kunne være ca. 10-15%, noe som betyr at den effektive kapasiteten reduseres fra 4 til 3,4 MWh.

Dette fordyrer ikke nødvendigvis systemet, men reduserer lagringskapasitet og kostnadseffektivitet. Man vil derimot kunne se økt levetid på pakken gjennom livsløpet.

Eksempel: Ved 15% kapasitetsreduksjon, vil de 100 pakkene realisere ca. 34 kWh per pakke effektivt, og total kapasitet blir 3,4 MWh.

3. Driftskostnader og investering

Investering: Kr 5 millioner for pakke med BMS (dekker ikke installasjon, frakt og andre kostnader).

Kostnad per kWh:

$\text{Kr } 5\,000\,000 / 40\,000 \text{ kWh} = \text{Kr } 125$ per kWh (for hele systemet).

Levetid og avskrivning:

Når systemet er i drift i 8 år, tilsvarer dette ca. Kr 625 per kWh per år.

Dette inkluderer kostnader for vedlikehold, kjøling, BMS, og eventuelle reservedeler.

Miljømessige gevinster:

Redusert CO₂-utslipp:

Norge har en karbonintensitet på ca. 0,006 kg CO₂ per kWh, avhengig av kraftmiks (Kilde: Statistisk Sentralbyrå).

Årlig besparelse: 1 000 000 kWh × 0,006 kg = 6 000 kg CO₂ (6 tonn) spart i høysesong.

Over 8 år: ca. 48 tonn CO₂ redusert.

Tabell:

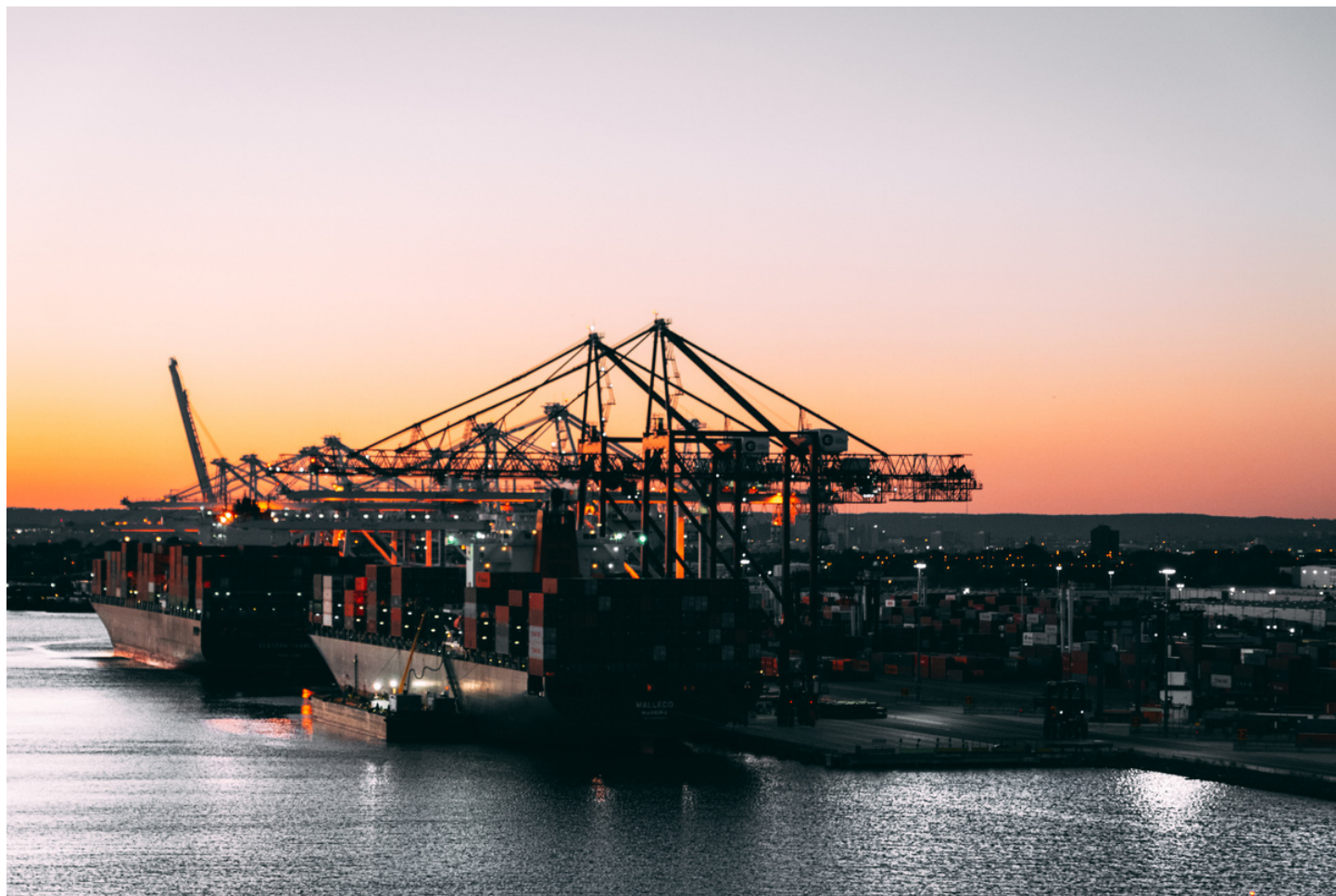
Utgiftspost	Uten energilagring (NOK)	Med energilagring (NOK)
Totale strømkostnader (Høysesong)	24 000 000	17 600 000
Investeringskost for lagringssystem	0	5 000 000
Årlig besparelse	0	188 000
Total kostnad	24 000 000	17 600 000 - 15 000 000 = 12 600 000
Netto besparelse	-	6 200 000 (etter investeringskost)

Det er antatt følgende kostnader: Driftskostnad - 100K NOK/År

Oppsummering

Ved å bruke dette energilagringssystemet, vil havnen potensielt spare ca. Kr 6,2 millioner over 8 år sammenlignet med å kjøpe all strøm direkte fra nettet uten lagring. Dette tallet er basert på antatt effekt av peak shaving, kostnadene for systemet, og vedlikehold. Det viser at det kan være

økonomisk lønnsomt og miljømessig gunstig å implementere slike second-life batteriløsninger, spesielt i områder med høye strømpriser og begrenset nettkapasitet



Konklusjon

Modell og anbefalinger

Når det gjelder hvordan en slik batteriløsning kan eies og driftes ved å ta hensyn også til Stranda og Svalbard casene, finnes det flere modeller:

● **Eid og driftet av havna (selv):** Havnemyndighetene kan velge å investere i batterisystemet som en del av sin infrastruktur. Dette gir full kontroll over bruk og prioriteringer – batteriet kan f.eks. dedikeres til ferjelading i noen perioder og til andre oppgaver i andre perioder uten å måtte ta hensyn til ekstern part. Økonomisk vil havna da ta hele investeringskostnaden, men til gjengjeld høste gevinsten i form av sparte nettleie-kostnader (peak charge) og eventuelle inntekter (salgs av strøm tilbake til nettet, betaling fra ferjeselskap for lading osv.). Havna må da også stå for vedlikehold og håndtering av batteriene gjennom levetiden. Ofte vil havna tegne en serviceavtale med leverandøren for periodisk vedlikehold og eventuelle batteribytter. Fordelen med denne modellen er suverenitet – havna kan optimere systemet for sine behov, og verdien av økt forsyningssikkerhet og fleksibilitet tilfaller direkte havna. Ulempen er at det krever kapital og at havna må håndtere teknologisk risiko. I Norge finnes støtteordninger (f.eks. Enova) som kan dekke noe av investeringen for innovative grønne havneprosjekter, hvilket gjør egen-eie mer attraktivt. Denne modellen hadde ikke vært relevant for Svalbard-caset da de har et isolert nettsystem.

● **Tredjeparts energipartner:** Alternativt kan havna inngå avtale med en energitjenesteleverandør som eier og driver batterisystemet. Det kan være et kraftselskap, en batterioperatør eller til og med ferjeselskapet selv i noen tilfeller. I en slik modell vil tredjeparten stå for investeringen og teknisk drift, mens havna betaler en avtalt sum – det kan være en leie (leasing) pr måned eller en betalingsmodell basert på effekt/energi levert. For eksempel kunne man ha en avtale der havna betaler en fast tilgjengelighetsavgift for at X MW peak shaving alltid er tilgjengelig, og eventuelt en pris per kWh levert fra batteriet. Fordelen her er at havna slipper stor kapitalutgift og får garantert ytelse (SLA – Service Level Agreement) fra en spesialist som overvåker systemet døgnet rundt. Tredjeparten kan ofte også optimalisere inntjeningen ved å bruke batteriet til

flere formål: I tider der ferga ikke lades, kan de tilby nettet frekvensregulering eller spenningsstøtte og tjene penger på det, noe som gjør forretningsmodellen mer lønnsom. Dette krever at lokalnett og regelverk tillater slik bruk. Et eksempel scenario: Et energiselskap eier batteriet i havn, bruker det primært til ferjelading peak shaving, men sekundært deltar de i FCR (frekvensmarkedet) for Statnett og deler gevinsten, alt mens havna betaler mindre enn de ville gjort ved egen investering. Slik *Battery-as-a-Service* er en voksende trend. For havna innebærer det mindre teknisk ansvar – Man overlater driften til eksperter og får rapporter på energibruk etc. En potensiell ulempe er mindre fleksibilitet til å endre bruken spontant (det vil avhenge av kontrakten man har).

● **Offentlig-privat samarbeid:** En mellomting er at havna og en partner danner et slags spleiselag eller joint venture for å dele kostnad og nytte. F.eks. kunne et ferjerederi gå inn med midler siden de er avhengige av ladingen, eller nettselskapet kunne bidra fordi batteriet avlaster nettet deres. Da kan man avtale eieandel og fordeling av driftskostnader etter nytte. Et praktisk grep er at havna eier containeren og infrastrukturen, mens batteriene eies av en operatør som bytter dem ut når de er utslitt (en slags leasing av selve batteripakken). Slik kan havna eie de fysiske eiendommene mens teknologien fornyes over tid av partneren.

● I havner uten tilstrekkelig nettilkobling kan et off-grid energisystem basert på gjenbrukte elbilbatterier kombineres med sol- og vindkraft for å sikre lokal, utslippsfri energiforsyning. Batteriene lagrer energi når produksjonen er høy og leverer strøm til elektriske fartøy og havnedrift ved behov. Et energistyringssystem balanserer produksjon, lagring og forbruk automatisk. Ved behov kan et støttesystem, som en biodrivstoffgenerator, sikre kontinuerlig drift. Denne modellen gir en fleksibel løsning der det ikke er mulig å koble seg på strømmettet, og bidrar samtidig til sirkulær økonomi ved å forlenge levetiden til brukte batterier. Modellen passer i områder som caset i Svalbard beskrevet tidligere i dokumentet.

● **Livssyklus og produsentansvar:** Uansett modell må man planlegge for hva som skjer når batteriene når endt levetid. Ofte vil leverandøren ta tilbake batterimodulene for resirkulering (f.eks. gjennom *Batteriretur* i Norge eller bilprodusentenes retursystem). I second-life prosjekter er dette gjerne innbakt – bilprodusenten kan ha eierskap eller pant på batteriene. For

havna som eier selv, bør det settes av midler til utskifting etter kanskje 10–15 år. I leasingmodeller vil leverandøren typisk inkludere oppgraderinger – som Porsche påpeker kan slike batterianlegg gi omtrent 10 ekstra år bruk før endelig gjenvinning pv-magazine.com. Dette gjør at batteriets verdi utnyttes maksimalt i et sirkulærøkonomisk perspektiv. En nasjonal strategi bør utvikles for å fremme bruk av second-life-batterier i blant annet ladeinfrastruktur i norske havner.

Tiltak

For å realisere potensialet som ligger i bruk av brukte elbilbatterier til energilagring i norske havner, må det iverksettes konkrete tiltak på både nasjonalt og lokalt nivå. Et sentralt grep er å etablere en nasjonal strategi for second-life-batterier, med klare standarder for testing, sporbarhet og gjenbruk. Innføringen av EUs «battery passport» er et viktig skritt, men må følges opp med tydelig regulering i Norge.

Det bør innføres økonomiske insentiver for biloppsamlere slik at batterier i større grad går til gjenbruk fremfor privat videresalg. Økt sporbarhet og forutsigbarhet i verdikjeden vil gjøre det enklere for aktører å identifisere batterier som egner seg for videre bruk. Samtidig må regelverket oppdateres slik at aktører med kompetanse og ressurser, som nettselskaper, kan delta i drift av lagringsløsninger.

Havnemyndigheter må få bedre støtte til kompetanseheving og tilgang til veiledning for implementering av batteribaserte systemer. Offentlig–private samarbeid, der for eksempel en energileverandør eier og drifter systemet, kan redusere risiko og gjøre løsningene mer gjennomførbare i praksis.

Til slutt er det viktig at myndighetene ser helheten: uten fleksible løsninger for lagring vil elektrifisering i havner og utslippskrav i verdensarvfjordene være vanskelig å realisere. Tiltakene må derfor sees i sammenheng med klimamål, lokal energiberedskap og sirkulær økonomi.

Kontakt

Denne rapporten er laget av prosjektgruppen “Revolt”:

Ane Tveit Odegaard, Marcus Eriksen, Marcus Vale, Mariona Zhuri, Sandra Butoyi

I regi av [Miljøstiftelsen ZERO](#) sitt klimaledelsesprogram, Zeroakademiet.

Website: [zeroakademiet](https://zeroakademiet.no)