



Kartlegging av status for utbygging av strøm til hotelldrift og lading

Publisert av Zero Emission Resource Organisation (ZERO)

Mars 2019

**Dette notatet er utarbeidet av ZERO som har ledet kartleggingsprosjektet.
I arbeidet med å kartlegge har følgende deltatt:**

Einar Wilhelmsen, *Miljøstiftelsen ZERO*

Marius Gjerset, *Miljøstiftelsen ZERO*

Ulf Møller, *Energi Norge*

Audun Kolstad Wiig, *KS Bedrift Energi*

Johanne Solheim, *Norske Havner*

Tor Andersen, *NEK Landstrøm Forum*

Per Osen (Trønderenergi), Gunnar Malm Gamlem (Rederiforbundet) Thor André Berg (Plug AS),
Geir Ove Sumstad (Trondheim Havn) har bidratt til arbeidet.

Kartleggingsarbeidet ble utført i desember 2018 og januar 2019, samt en fase med kommentarer fra havnene i februar 2019, samt tidligere innsamlede data fra ZERO (2018).

Layout: Caroline Dokken Wendelborg / ZERO

Forsidebilde: Shaun Darwood/ Unsplash

©2019 Zero Emission Resource Organisation





Innledning

I januar 2021 kommer nye kystruteskip til å betjene kystruta. Skipene er «plug in hybrider», og kan ta både landstrøm til å dekke «hotelldrift» mens skipene ligger til kai, og lade batterier om bord. Skipene fra Hurtigruten og Havila kan betjenes fra samme plugg og anlegg. Skipene trenger mellom 0,8-1,2 MW til hotelldrift, mens overskytende strøm kan gå til å lade batteriene. Valgt plugg gir at maks effekt er ca 2,3, MW.

ZERO har sammen med Rederiforbundet, Energi Norge, Norske Havner og KS Bedrift Energi, kartlagt status for utrulling av landstrøm og ladestrøm i kystrutehavnene. I tillegg har Norges Rederiforbund og Landstrømforum deltatt. Målet med undersøkelsen er å bidra til at havnene skal kunne være klare til å levere strøm til kystruteskipene når de klapper til kai i 2021.

Kartleggingen er gjennomført som en spørreundersøkelse der nøkkelpersoner hos havner og nettselskap er intervjuet per telefon og via epost. I tillegg har prosjektet fått informasjon fra Norges rederiforbund og Landstrømforum.

Prosjektet er støttet av Enova.

ENOVA





Hovedfunn - oppsummering

Undersøkelsen viser at en rekke havner kan tilby både landstrøm og lading i 2021. Dersom ladeanlegg skal stå klare i tide er det vesentlig at alle relevante havner og nettselskap så raskt som mulig får utredet utbyggingsbehov og kostnader.



Det er behov for kunnskapsspredning og koordinering. Det er avgjørende at informasjon fra rederiene om hva slags strøm og plugg skipene skal ha, er endelig fastslått og at denne informasjonen er tilgjengelig for havner og nettselskap.

Det er også avgjørende med koordinering og deling av erfaringer mellom aktørene, og antagelig å se på hvordan kostnader kan reduseres gjennom standardisering og annen kostnadsreduksjon.

Vi har sortert kystrutehavnene etter hvor egnet de er til på levere strøm 2,3 MW strøm til Kystruta. Vi har i denne undersøkelsen først kartlagt liggetid, og sett etter havner med liggetid med mer enn 15 minutter per anløp.

Deretter har vi funnet fram til havner som har 2,3 MW strøm på eller nær kaia. Vi har delt havnene inn i tre grupper, havner 60 minutter eller mer i liggetid, havner med kortere liggetid 15-60 minutter og havner med liggetid under 15 minutter. Vi har også sett på hvilke nettselskap som tilbyr fleksibel tariff, da dette vil ha mye å si for strømkostnaden.

Som man ser av tabellen er det en god del havner som ligger godt til rette. Merk at kategorien 15-60 min inneholder noen havner som kan ha kortere liggetid enn 30 minutter i den ene retningen.

Kystruteskipene trenger ned mot 800 kW til hotell drift. Overskytende strøm vil kunne brukes til batterilading. En del havner vil kunne tilby nok strøm til å dekke hotell drift og noe lading i tillegg, uten større investeringer i nytt nett. Det er ikke kartlagt hvor mange dette gjelder, men kan ha betydning, særlig i en overgangsfase.

Klimanytten av lading er betydelig, så det vil være vesentlig, eventuelt på kortere sikt, å bruke denne muligheten slik at mange havner kan klare å tilby en god del ladestrøm, uten å utløse store investeringer i ny trafo og nettstasjon.

Undersøkelsen viste stor forskjell i hvor langt de forskjellige havnene var kommet i forberedelsene, men også at mange havner ønsket å levere land- og ladestrøm.



Havner der 2,3 MW er tilgjengelig på/ved kai	Nettselskapet har fleksibel tariff	Ikke fleksibel tariff	Informasjon mangler (strømtilstand må kartlegges grundigere)
Liggetid over 60 min som kan tilby 2,3 MW	5	3 (4)	3
Liggetid 15-60 min som kan tilby 2,3 MW	3 (4)	4	2
Sum	8	9	5

Tabell: Havner med strøm tilgjengelig i eller nær havnen .

Undersøkelsen viste mange steder manglede dialog mellom nettselskap og havn. At slik dialog kommer i gang er svært viktig, og kartleggingen har vært svært viktig for å få dialog mellom nettselskap og havn i gang mange steder.

Vi har også sett på kostnadene. Vi ser fortsatt at høye kostnader knyttet til effekt-tariffer noen steder kan gi svært høy strømpris. Tarifferingen kan i nettselskap uten rabattert fleksibel («utkoblbare») tariff bli en barriere som kan stoppe prosjekter, selv om havna har strøm, og utbyggingen av infrastruktur får Enova-støtte.

Landstrøm-prosjekter vil være spesielt godt egnet for fleksibel rabattert tariff da skipene har alternative energikilder ved utkobling, og vil derfor kunne bidra til å redusere behovet for investeringer i nettet.

For investeringskostnader og anleggsbidrag er det også betydelige variasjoner i de kostnadsoverslag og tall vi har fått.

Kartleggingen har også sett på hva slags behov kyststrutskipene har.

Det er svært viktig med god dialog mellom rederi og havn samt nettselskap for å sikre at rett infrastruktur bygges ut. Det vil bli svært viktig for framtiden at rederiet er tidlig ute med å kommunisere sine behov til havnene, og ha dialog omkring dette.

Dette gir følgende konklusjoner:

1. Mange havner kan tilby 2300 kW i 2021.
2. Mange havner kan tilby 1200–1400 kW i 2021. Dette er tilstrekkelig til at skip kan både dekke hotelldriften og lade, skjønt ikke på maks ladefart på alle skip.
3. Hos en del nettselskap er selve nettleien en barriere da den blir svært høy.
4. Det er behov for samordning, kompetanseoverføring og informasjonsspredning mellom havn, rederi og nettselskap.
5. Det vil være behov for betydelig investeringer i lade og landstrømsanlegg i mange kyststrutshavner.





Kartlegging av havn

Havnene ble kartlagt ved telefonmøter desember 2018 og januar 2019. Se spørreskjemaet i vedlegg 2 for en oversikt over spørsmålene havnene ble stilt. Havnene med lengre liggetid ble prioritert i kartleggingen. Det ble brukt telefonintervjuer, og spørreskjema ble utsendt på forhånd.

Mange av havnene tilbyr i dag landstrøm, eller er i ferd med å etablere ny infrastruktur til landstrøm til andre fartøy, blant annet til offshore- og fiskeriflåten.

Bergen Havn er den eneste havnen som har etablert landstrømanlegg til Hurtigruten/Kystruten, mens Trondheim Havn har hatt flere søknader om tilskudd inne hos Enova, som grunnet nye tekniske avklaringer med rederi og nettselskap ikke har resultert i prosjektstart. Havna er nå klar for en ny søknad til Enova, og mener at alle de vesentlige tekniske avklaringene er gjort.

Enkelte havner har fått tilskudd til landstrøm til Hurtigruten/Kystruten, men prosjektene avventer realisering, eller har blitt utsatt av forskjellige grunner; blant annet manglende tekniske avklaringer med rederiet/rederiene, samt usikkerhet om rederiets intensjoner om å bruke anlegget.

Andre havner med lenger liggetid har avventet å søke Enova om tilskudd til det foreliggende avklaringer rundt rederienes tekniske behov, og avklaringer med nettselskap. Noen havner har avventet

landstrøm til Kystruten grunnet koordinering med andre store investeringsprosjekter i havna (havneoppdydding, kaiutbedring).

Enkelte havner har ikke søkt om Enova-tilskudd til landstrøm grunnet prosjektenes antatte konkurransedyktighet sett opp mot andre landstrømsøknader.

Rutetid

Hurtigruten hadde vinteren 2018 en høring med kommuner om rutetid langs store deler av kystruten. Dette resulterte blant annet i at fra 1. juni 2019 vil de ikke anløpe med to skip samtidig i Trondheim, noe som reduserer utfordringene med å tilby landstrøm til Kystruten betraktelig. Forslaget medfører også noen andre justeringer, der noen havner får lenger liggetid, mens andre får kortere liggetid.



Mest egnede havner

I dette kapittelet viser vi hvilke havner som ligger best til rette for å tilby landstrøm og lading i 2021. Vi har valgt å fokusere på liggetid, om det er strøm tilgjengelig, og om nettselskapet tilbyr rabatterte fleksibel tariff.

Basert på liggetid har vi valgt å dele kyststrutehavnene i tre grupper:

- Havner som har liggetider i begge retninger over en time.
- Havner som liggetider mellom 15 og 30 minutter eller lang liggetid i en retning,
- Havner som har kort liggetid (15 minutter eller kortere)

Havners egnethet for lading, etter liggetid	
Opptil eller mer enn 45-60 minutter eller mer	12
15-30 minutter, eller lengre i en retning	13
Minst egnet basert på leggetid, mindre enn 15 minutter	9

Tabell: Leggetid og egnethet for lading

I den videre undersøkelsen ser vi bort fra den siste gruppen.

Vi har antatt at kostnaden for å trekke nye strømkabler inn til havna kan være betydelige. Vi har derfor undersøkt hvilke havner som har strøm tilgjengelig i eller like ved havnen, basert på spørreundersøkelsen rettet mot nettselskap og havner. Havner som ikke har dette er tatt ut av den videre undersøkelsen. Dette medførte at antallet middels gode egnet ble redusert til ni. Vi har beholdt alle de egnede havnene. En havn der nettoppgradering trengs er beholdt da flere aktører utløser oppgraderingen. Havner der nettselskapet ikke har ønsket å svare eller der svar krever en større utredning er beholdt.

Det er ikke gjort noen vurdering av hva slags kostnader nettoppgradering vil koste i havnene som i dag ikke har 2,3 MW ved eller i havnene.



LIGGETID OVER 60 MINUTTER

Havn	Liggetid (maks)	Fleksibel tariff?	Kapasitet i havneområdet
Bergen	8:00	Ja	Ja, kapasitet til 1200 og 2300 kW
Ålesund	3:00	Ja	Ja, 2300 kW
Molde	0:30	Ja, vil innføre	Ja, 2300 kW. Foreslått lenger liggetid, 2 timer i en retning
Kristiansund	0:45	Nei	Nei, men flere behov utløser forsterking
Trondheim	6:00	Nei	1200, 2300 kW hvis ruteendring
Svolvær/Vågan havn	1:00	Nei	Ja, 2300 kW
Bodø	2:30	Ja, innfører	Ja, 2300 kW
Tromsø	4:15	Ja	Ja, opp mot 2000 kVA
Harstad	1:00	Kanskje	Vet ikke
Hammerfest	0:45	Ja	Vet ikke, trenge noe kabel
Honningsvåg/ Nordkappregionen havn	3:30	Nei	Ja, 2300 kW
Kirkenes	3:30	Nei	Ja, 2300 kW

Det er tolv havner i denne kategorien med liggetid over 60 minutter. Kartleggingen viser at ni av havnene med lang liggetid har 2300 kW strøm på eller nær kaia. I tillegg kommer Kristiansund der flere behov vil utløse ny kabel (ca, 1 km i asfaltert riksveg).

I fem av disse havnene tilbyr nettselskapet fleksibel tariff. I tre av havnene er ikke nettsituasjonen kartlagt, eller krever mer inngående kartlegging.



LIGGETID MELLOM 15-60 MINUTTER

Havn	Liggetid (maks)	Fleksibel tariff?	Kapasitet i havneområdet
Måløy	0:30	Ja	2300 kW
Sandnessjøen/ Helgeland havn	0:30	Nei	Må antagelig velge mellom å tilby strøm til supply eller kystrute
Stokmarknes/ Hadsel havn	0:15-1:00	Nei	Ja, 4-5 MW ledig
Sortland	0:15-0:30	Nei	Vet ikke (kort liggetid)
Finnsnes/ Lenvik havn KF	0:30	Ja	2300 kW
Skjervøy	0:15-0:30	Ja	2300 kW (kort liggetid)
Båtsfjord	0:45	Nei	Ja, 2300 kW (trolig)
Vadsø	0:30	Nei	Ja, 2300 kW
Havøysund	0:15-0:30	Nei	Vet ikke

Det er til sammen ni havner i denne kategorien. Av disse har syv havner både 2,3 MW i eller nær havnen. Noen av disse havnene har kort liggetid i den ene retningen.

I en havn er det nok strøm til enten Kystruta eller supply-skip og havnen må muligens velge, mens i to havner er det ikke tilstrekkelig kartlagt til å konkludere.

Alle havnene er i litt ulike situasjoner. Felles for alle havnene i oversikten er at det er strøm tilgjengelig i nærheten, det vil si at det maksimalt må bygges ut trafo/nettstasjon (2*1600 kVA eller 2500 kVA) som kobles til eksisterende nett, og at havnen må trekke strøm fra nettstasjonen og fram til kaia, samt sette opp NG3 plugg.

Noen havner (som Bergen/Trondheim) har allerede dette helt eller delvis på plass. I Bergen ligger kystruteskipene så lenge at de vanligvis vil rekke å fullade aktuelle batterier selv med dagens installerte kapasitet på 1600 kVA.



Havner der 2,3 MW er tilgjengelig på/ ved kai	Nettselskapet har fleksibel tariff	Ikke fleksibel tariff	Informasjon mangler (strømtilstand må kartlegges grundigere)
Havner med lengre liggetid som tilbyr 2,3 MW	5	3 (4)	3
Havner med liggetid 15-30 minutter som kan tilby 2,3 MW	3 (4)	3	2
Sum	9	7	5

Mange havner kan antagelig tilby strøm både til noe landstrøm og noe lading, men ikke fullt 2,3 MW. For havner med kort liggetid kan det derfor være et vesentlig poeng å utrede grundig hvor mye strøm man kan skaffe uten større investeringer. En trafo på 1600 kVa kan levere opptil 1400 kW. Dette er tilstrekkelig til både å dekke hotelldrift og noe batterilading på alle kyststruteskip.



Kommunikasjon mellom havn, nettselskap og rederi

Undersøkelsen viser at kommunikasjon og dialog og informasjonsflyt mellom nettselskap, rederi og havn er viktig, og helt avgjørende både for å rekke å få anlegg klare til 2021, og for å unngå feilinvesteringer. Et viktig utkomme av undersøkelsen er at vi har fått satt i gang prosesser og/eller gjort aktørene klare til å sette i gang prosess for utbygging i en rekke havner.

Undersøkelsen avdekket flere problemer

Manglende informasjonsflyt har ført til at havner som ønsker å være tidlig ute kan ha feilinvestert i utstyr med for lav effekt for kysttruteskipene (Bergen). Når det gjelder Trondheim Havn er kostnadene først og fremst knyttet til forberedende tekniske utredninger og endringer i forbindelse med endrede forutsetninger fra Hurtigrutens side samt endringer knyttet til Havilas forutsetninger om økt effekt i forbindelse med lading i tillegg til den konvensjonelle landstrømmen. Ingen investeringer er foretatt foreløpig. Som en del av prosjektet er det opprettet bedre dialog med rederiforbundet og rederiene, og det er hentet fram bedre tekniske spesifikasjoner. Å få dette på plass er helt avgjørende.

Manglende kunnskap om hva som skal bygges gjør at endel havner har ventet med å sette i gang planlegging eller utbygging, i påvente av informasjon. Dette er i og for seg

naturlig, men uheldig. Gjennom prosjektet har vi både fått fram tilgjengelige tekniske spesifikasjoner, og sørget for bedre informasjonsflyt mellom rederier og havn/nettselskap.

Manglende dialog mellom havn og nettselskap er også en utfordring. Nettselskapet vil i mange tilfeller avvente tiltak frem til det kommer en bestilling/forespørsel. Når dette kommer må nettselskapet undersøke hva som er tilgjengelig, og hva slags kostnader og anleggsbidrag som må påregnes. En slik prosess kan ta noe tid. Det er verdt å merke seg at nye regler for anleggsbidrag gjør at kunden kun skal betale for en mindre andel av overskridelsene dersom nettselskapets anslag overskrides ved utbygging. Dette gjør at nettselskapet vil være forsiktige med å gi anslag som ikke er godt gjennomarbeidet.

Til slutt viser kartleggingen at det er stort behov for dialog og samarbeid samt standardisering og kompetansespredning på slike anlegg, både hos nettselskap og havner. Undersøkelsen har avdekket at det også er stor spredning i hvor langt man har kommet blant nettselskapene. Bedre samarbeid og informasjonsflyt er tatt fatt i som resultat av kartleggingen.



Tekniske spesifikasjoner

Kystruteskipene vil kunne nyttiggjøre seg effekt på opp til 2,3 MW. Skipene trenger strøm både til hotell-drift (landstrøm) og lading. Skipene bruker strøm som ikke går til hotell-drift til lading, slik at de kan ta det som er tilgjengelig.

Det betyr at havna må hente strøm fra en nettstasjon med effekt som tåler dette. Det kan variere hva slags løsninger ulike nettselskap bruker. En nettstasjonstransformator på 2500 kVA er kan benyttes og er tilstrekkelig. Eventuelt kan to 1600 kVA stasjoner benyttes.

Havila skal ha 690 volt, Hurtigruten både 690 eller 660. Begge deler er enkelt å levere, men ikke fra samme enhet uten videre. Dette er en utfordring, og det er et fordyrende ledd for havn å tilby begge deler.

Nye og ombygde skip vil komme i drift på Kystruta fra januar 2021 og utover. Det er derfor viktig at havner og nettselskap raskt går i dialog. Erfaringsvis kan det ta tid å få kostnadsoverslag fra nettselskap.

	Havila	Hurtigruten
Spennning	690 V	660 V - 690 V
Totalt effektbehov	2300 -2300 kW	1500 kW
Maks strømstyrke	200 A	
Frekvens	50 Hz	50 Hz
Plugg	NG3	NG3
Hotell-last	800 kW - 1000 kW	800 kW - 1100 kW
Batterikapasitet	6000 kWh	2*1100 kWh
Lade-effekt batteri	1500 -1300 kW	700-400 kW

Informasjon om NG3 plugg her: <http://www.ng3.eu/#>



Kostnader

Kostnadene kan fordeles over faste (investerings) kostnader i form av anleggsbidrag og investeringer havnen må gjøre selv. Dersom det ikke er nok strøm tilgjengelig i havnen kan det i tillegg utløses behov for nettoppgraderinger. Det vil være ulikt fra havn til havn hvor stort dette beløpet blir. Kostnader for ny trafo, nettstasjon, NG3 plugg og diverse kabling i selve havnen er løst anslått til fra noen millioner opp til 15 millioner kroner.

Oppgraderingene skal gjennomføres i en rekke havner, og det bør ses på muligheter for kostnadsreduksjon og samarbeid mellom havnene for å få jobben gjort på en kostnadseffektiv måte. Det bør jobbes med å fjerne fordyrende elementer- som at kystruteskipene trenger til ulike voltstyrker (hhv 660 og 690). Det bør også jobbes videre med kostnadsreduksjon på komponenter og montering. Både havner og nettselskap bør utveksle erfaring og kunnskap om dette.

Investeringskostnader

Kostnadene for utbygging i havnen avhenger først og fremst av hvor mye strøm som er tilgjengelig i havnen eller i nærheten av den, og om havnen skal dekke maks ladebehov eller bare delvis.

Vi har fått tilgang til kostnadsdata fra to aktører og basert på dette forsøkt å antyde kostnader for en havn som har tilstrekkelig strøm i eller rett ved havnen, men der det må bygges ny nettstasjon/trafo, føre strøm helt frem til denne, føre strøm frem til kai og bygge NG3 plugg på kaia. Kostnadene ligger da et opp mellom 8 og 16 millioner. Ved god planlegging, erfaringsoverføring og eventuelt samkjøp m.v bør dette kunne reduseres.

Kostnadsanslag	
Pris på NG3 plugg	3, 5 mill.
Pris for en nettstasjon/trafo 1600 kVA inkl. reservetrafo	1 mill.
Pris for en nettstasjon/trafo 1500 kVA inkl. reservetrafo	-
Pris for trafokiosk	1-2,5 mill.
Kabelopplegg	1-3 mill.
Entreprenør, graving	0-3 mill.
Diverse konsulent/uforutsett	0-3 mill.
Grovt regnet	8-16 millioner



Nettleie og strømpris

Strøm er ikke gratis, men hvor mye den koster avhenger av dagens kraftpris, avgifter og nettleie.

Nettleien består av tre ledd. Et fast årlig kontantbeløp, et energiledd per kWh og et effektledd der man betaler pr kW. Effektleddet utgjør mesteparten av nettleien. Effektleddet beregnes utfra høyeste uttak av effekt i en time i en måned. Vi har lagt til grunn at det er snitt forbruk pr hele time som ligger til grunn, slik at 100 kW i en halv time regnes som 50 kW.

Nettleia er ulikt satt sammen hos de forskjellige nettselskapene og kan variere betydelig. Hva nettleia per kWh kjøpt strøm til syvende og sist blir avhenger av mange forhold:

- måten nettselskapet tarifferer nettleie på
- om nettselskapet har rabattert fleksibel tariff
- lengden på liggetiden.
- om alle skipene skal ha like mye strøm, eller om noen skip skal ha høyere effekt enn andre

Kort liggetid og høy effekt medfører fort at kWh prisen for strøm blir svært høy- høyere enn for fossilt drivstoff.

Nettleien, målt i øre per kjøpt kWh, varierer avhengig av hvor mye strøm skipene tar om bord. Den største komponenten i nettleien er effektleddet- som settes av høyeste for bruk i måneden. Dersom skipene har ulikt effekt uttak blir nettleien høyere enn om alle lader med samme effekt. Dette skyldes at de skipene som lader med høyest effekt avgjør hvor høyt effektleddet blir. Dette gjør det litt utfordrende å regne ut nettleien pr kWh siden man må kjenne til hvor mye strøm/effekt alle skipene som kobler til skal ha.

I tabellen er case 2 et urealistisk case der alle skip lader på maksimal effekt, mens case 3 er et mer realistisk case der bare noen av skipene bruker all tilgjengelig effekt.



Nettleie i ti havner	Case 1	Case 2	Case 3	Tilkoblet tid per døgn til sammen (to anløp)	Fleksibel rabatt	Kommentar
	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Timer		
Bergen	20	17	17,3	7	Ja	
Hammerfest	23	20	27,3	2,2	Ja	
Tromsø	23	20	29,5	6	Ja	
Bodø	34	29	41,9	4,5	Nei (vil innføre)	
Trondheim	35	30	44,6	5,8*	Nei	
Brønnøysund	41	34	54,3	1	Ja	"Næring med kort brukstid"
Molde	48	41	58,4	1	Nei (vil innføre)	Sett bort fra tidspunkt
Kirkenes	51	42	64,1	3,5	Nei	
Harstad	94	79	144,4	1,7	Nei	Stor næring
Svolvær	115,1	97	145,6	3	Nei	

*Ny rute fra 01.06.2019 – liggetid 6t 50 min

Tabellen over nettkostnader i øre/kWh viser store forskjeller mellom nettselskapene i tre forskjellige caser. Tabellen viser at hvordan nettselskapet tarifferer har mer å si for kostnadene enn både liggetid og om man tar ut 1200 kW eller 2300 kW. Den viser også at rabattert fleksibel tariff er et viktig virkemiddel for å få ned nettleien.

I løpet av arbeidet ble nettselskapenes tariff oppdatert med 2019 tariff, dette gav til dels substansielle endringer i hva nettleien ble. Dette viser at nettkostnadene ikke er statiske i vårt tilfelle, og at tabellen kun gir et øyeblikksbilde.



Prisen på strøm levert til kystruteskipene vil variere betydelig avhengig av liggetid og nettselskap. I området til nettselskap som ikke har fleksibel tariff og/eller har høye effektledd kan strøm bli vesentlig dyrere enn diesel, per kWh energi.

- **Case 1** viser hva nettleia blir i 10 forskjellige havner dersom alle kystruteskipene trekker 1200 kW når de ligger til kai. Dette er et temmelig realistisk anslag, de fleste skipene kan ta 1200 kW.

- **Case 2** viser hva nettleia blir pr kWh i 10 forskjellige havner dersom alle kystruteskipene trekker 2300 kW. Som vi ser er dette det billigste caset. Selv om mye effekt gir høy nettleie, trekker skipene mye strøm, slik at nettleien pr kWh blir lav likevel. Dette er i skrivende stund ikke et realistisk anslag, da bare noen av skipene kan ta så mye som 2300 kW.

- **Case 3** viser hva nettleia blir i 10 havner dersom havna kan levere opptil 2300 kW, men bare noen av skipene kan ta 2300 MW. Som vi ser blir nettleia her høyere, fordi man må betale like mye i effektledd som i Case 2, men ikke får tatt om bord like mye strøm, slik at utgiften pr kWh blir høyere. Dette er en ganske realistisk tilnærming, men en sårbar beregning som må sees på som et anslag. Den faktiske kWh-kostnaden vil avhenge veldig av hvor mange skip som kan lade på 2300 kW, og hvor mange skip som eventuelt kan lade på lavere spenning enn 2300, men likevel ta noe strøm om bord til lading.

Liggetid

Økonomien i et land- og landstrømanlegg avhenger av mange faktorer, der skipenes behov er helt sentralt. Usikkerhet rundt framtidige liggetider og hva rederiene vil ha er dermed elementer som bremser utbygging av infrastruktur for havnen.

For enkelte havner kan økning av liggetid gjøre utbygging av land og ladestrøm mer attraktivt, mens kortere liggetid kan gjøre anlegg mindre lønnsomme.

Oppsummering og forslag

Nettleien variere betydelig mellom ulike nettselskap og gjør i en del tilfeller strøm lite attraktivt. Når havene skal levere strøm til skip kommer kraftpris og eventuelt avgifter i tillegg, samt at havnene må ha en fortjeneste for å kunne tilbakebetale investeringen i kabler, ladeplugg og anleggsbidrag. Dette gjør at pris pr levert kWh kan bli for høy.

Rabatt på fleksibelt forbruk er avgjørende for å få ned kostnadene. Dersom nettselskapet har slik rabatt kan nettselskapet spare investeringer (ikke N-1) og andre kostnader man normalt har for å tilby ordinær høy forsyningssikkerhet. Det kan redusere nettselskapets kostnader kraftig, og er ikke noe problem for skipene (som uansett har generator om bord).

Variasjonen i hva slags nett-tariffer som tilbys og hvordan de regnes ut viser at nettselskapene har betydelig handlingsrom til å tilby forskjellige tariffer og ulike nivå. Nettleien skal dekke de faktiske kostnadene i nettet. I mange tilfeller vil det allerede være betalt anleggsbidrag. Dersom ladetidspunkt skjer når det ellers er lite trafikk i nettet er nettselskapets kostnader små, og nettleien slik vist i tabellen for høy. Det betyr i realiteten at skipet subsidierer andre kunder i nettet.

Ett nettselskap har innført lavere nettleie for forbruk utenom dagtid, og ett nettselskap har egen tariff for næring med kort brukstid med lavere nettleie. Det bør utredes modeller der det gis lavere effektledd for forbruk som skjer ved lav belastning i nettet. Liggetidspunkt framgår av hovedtabellen (vedlegg).



Flerbruk

Det eksisterer en mulighet for flerbruk både fra andre skip og på land. Havnene har i begrenset grad gitt informasjon/ hatt nødvendig kunnskap til at kartleggingen har avdekket mulig potensial.

Noen funn:

- Flerbrukspotensial må med i planleggingen selv om det ikke nødvendigvis fordrer støtte fra Enova
- Det eksisterer en del muligheter på kort sikt, både andre skip og bruk av deler av infrastrukturen (ny trafo kan utløse hurtiglader for elbiler etc.)
- Flerbruk vil kunne øke investeringskostnader utover det som er støtteberettiget (plugger osv.)
- Bakland er viktig – og flerbrukspotensiale må vurderes i havnas og byens arealplanlegging (parkeringsplasser, nærliggende næringsaktivitet, osv.). Dette er langsiktig.
- Flerbrukspotensialet påvirkes bl.a. av:
 - Plassering av hurtigrutekaaien i forhold til andre kaier
 - Hurtigrutekaaien er i bruk 2 (1) gang til dagen
 - færre alternative brukere vil være interessert i å bruke kaaien i kortere intervaller.
 - Teknologivalg – NG3-plugger er ikke standard – så flerbruk vil fordre større investeringer, men avgjørende at alle kystruteskip bruker samme plugg.

Kystrute-prosjektene er en interessant landstrøm-case, og det har avdekket mange problemstillinger som helt sikkert lar seg overføre til landstrømsprosjekter utenom kystruten. Kommunikasjon og samhandling mellom havn, rederi, nettselskap med fler er svært viktig. Havnene kan og bør på sikt helhetlig, i samarbeid med naboer (by, næringsliv, industri) arbeide for å avdekke flerbruksmuligheter for kapasiteten, eller strømmen.

Når det gjelder hydrogen har det ikke blitt gjort mange vurderinger i havnene. Hydrogen oppfattes som «langt der fremme». Pågående prosjekter på dette området i fergesektoren mm. vil nok fremskynde teknologiutviklingen her. Her er det behov for mer kunnskap.

Flere brukere av den nye infrastrukturen kan spre kostnadene på flere aktører og gjøre bruken mer attraktiv. På den annen side gjør flerbruk det mer komplisert opp mot Enovas søknadssystem.



Vedlegg 1: Liste over havner

Rutetabeller varierer med både nord og sørgående rute og sommer med ekstra anløp i Geiranger. Dermed vil liggetiden i en del havner variere. Det er også slik at en del havner har ulik liggetid i nord og sørgående retning, noen ganger med veldig kort liggetid i en retning.

Det er søkt om ruteendring på en del anløp. Dette vil gjøre noen havner enda mer egnet, særlig Trondheim havn, som da kun får ett skip om gangen. Liggetid er et viktig parameter for hvor egnet havna er. I enkelte havner bør det vurderes å øke /endre liggetiden for å få tatt strøm om bord.

HAVNER MED LIGGETID OVER 60 MINUTTER

Havn	Liggetid (maks) (rute-tabell)	Kommentar	Nett	Tid	Fleksibel tariff?	Kapasitet i havneområdet
Bergen	8:00	Avh av sesong. Vek-tet snitt = 7 t 5:30-8:00	BKK nett	Etter-middag/ kveld	Ja	Ja (kapasitet til 1200 og 2300)
Ålesund	3:00	Foreslått nye tider. Kort liggetid sommer og sørgående 3:40 ny tid norgående-vinter	Møre-nett	Natt/ morgen	Ja	Ja, 2300
Molde	0:30	Foreslått lenger lig-getid, 2 t i en retning	Istad nett	Kveld/ natt	Nei (vil innføre)	Har 2300 kW
Kristiansund	0:45	Foreslått ny rute, fra 15 min til 3 timer	Nordmøre everk (NEAS)		Nei	Flere behov utløser forsterking
Trondheim	6:00	Foreslått ny tid 3:30, kun ett skip om gangen	Trønderenergi nett	Dag/ natt	Nei	1200, 2300 hvis ruteendring
Svolvær/Vågan havn	1:00	1:30 sør, 1 t nord	Lofotkraft	Etter-middag/ kveld	Nei	Ja, 2300
Bodø	2:30		Nordlandsnett	Natt/ dag	Ja (inn-fører)	Ja, 2300
Harstad	1:00	40 min sør, 1 t nord	Hålogaland nett (HLK NETT)	Morgen	Kanskje	Vet ikke
Tromsø	4:15	2:15 sør, 4:15 nord	Troms kraftnett	Natt/ etter-middag	Ja	Ja, opp mot 200 KVa
Hammerfest	1:40	1-2 t sør, 45 nord	Hammerfest en-erginett	Dag/ natt	Ja	Vet ikke. Havnen oppgir at det er tilstrekkelig
Honningsvåg/ Nor-dkappregionen havn IKS	3:30	15 min. sør, 3:30 nord	Repvåg Kraftlag SA	Natt/ dag	Nei	Ja, 2,3 MW
Kirkenes	3:30		Varanger kraftnett	Dag	Nei	Ja

HAVNER MED LIGGETID MELLOM 15-60 MINUTTER

Havn	Liggetid (maks) (rute-tabell)	Kommentar	Nett	Tid	Fleksibel tariff?	Kapasitet i havneområdet
Måløy	0:15	30 min sør, 25 min nord	SFE nett	Natt/morgen	Ja	2300 kW
Rørvik/Nord-Trøndelag Havn Rørvik IKS	0:30	30 min, med ny liggetid ligger de ikke samtidig	NTE Nett AS	Kveld/Natt	nei	Må utredes
Brønnøysund	0:15	Foreslått ny tid Fra 15 min til 2:30 (sørgående)	Helgeland Kraft*	Ettermiddag/natt	Innfører	Må utredes
Sandnessjøen/Helgeland Havn IKS	0:30	Foreslått ny tid, mindre endring	Helgeland Kraft	Dag/natt	Innfører	Må muligens velge supply eller kystrute
Stamsund/ Lofoten Havn	0:30		Lofotkraft	Kveld	nei	Nei, dårlig kapasitet
Stokmarknes/Hadsel Havn	0:15	1 t sør, 15 min nord	Trollfjord Kraft AS	Ettermiddag/Natt	nei	4-5 MW ledig
Sortland	0:15	30 min sør, 15 min nord	Vesterålkraft Nett AS	Dag/natt	nei	Vet ikke
Finnsnes /Lenvik Havn	0:30		Troms kraftnett	Natt/Dag	Ja	2300 kW
Skjervøy	0:15	30 min sør, 15 min nord	Ymber AS	Ettermiddag/kveld	ja	2300 kW
Havøysund	0:30	15 min sør, 30 min nord	Repvåg Kraftlag SA	Morgen/morgen	nei	Vet ikke
Båtsfjord	0:45	45 min sør, 15 min nord	Varanger kraftnett	Ettermiddag/natt	nei	Ja, 2300 kW («trolig»)
Vadsø	0:30		Varanger kraftnett	Morgen	nei	Ja, 2300 kW
Vardø	0:15	60 min sør, 15 min nord	Varanger kraftnett	Ettermiddag/natt	nei	Må uredes

IKKE VURDERTE HAVNER / HAVNER MED VELDIG KORT LIGGETID

Havn	Liggetid (maks) (rute-tabell)	Kommentar	Nett	Tid	Fleksibel tariff?	Kapasitet i havneområdet
Torvik	0:15		Mørenett	Natt/morgen	ja	
Florø	0:15		SFE nett	Natt/morgen	ja	
Nesna	0:05		Helgeland Kraft	Dag/tidl mrg	ja	
Ørnes	0:15		Meløy Energi AS	Morgen	nei	
Risøyhamn/Andøy Havn	0:15		Andøy Energi Nett	Dag/natt	ja	
Øksfjord	0:15		Alta Kraftlag SA	Etter-middag/natt	ja	
Kjøllefjord/Lebesby Kjøllefjord Havn KF	0:15		Nordkyn Kraftlag SA	Natt/ettermiddag	nei	
Mehamn/Gamvik-Nordkyn Havn KF	0:15		Nordkyn Kraftlag SA	Natt/ettermiddag	nei	
Berlevåg	0:15		Varanger kraftnett	Kveld	nei	

FINANSIERING OG INNHOLD:

ZERO står alene ansvarlig for alt innhold og konklusjoner, men takker for finansiering fra:

ENOVA

OM ZERO

ZERO er en uavhengig, ideell miljøstiftelse som mener at klima er den viktigste miljøsak, og arbeider med å drive frem null-utslippsløsninger og forhindre investeringer i løsninger som gir utslipp. Vår oppgave er å sikre en praktisk og raskest mulig overgang fra klimaskadelig aktivitet til utslippsfrie løsninger – det grønne skiftet.

KONTAKT

Zero Emission Resource Organisation
Youngstorget 1
0181 Oslo

Telefon: 922 96 200
E-post: zero@zero.no
Org.nr.: 984 143 028
www.zero.no





www.zero.no