



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2018 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning
Thomas Martinsen

Multitjeneste ladestasjon ved el-fergekai og/eller stasjonært energilagere – potensiale og lønnsomhet i et systemperspektiv

Multi service charging station at el-ferry dock and/or
stationary energy storage – potential and
profitability in a system perspective

Helene Solberg og Hilde Elsebutangen

Fornybar energi
Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en avrunding på den to-årige mastergraden i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Oppgaven er utført ved fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA). Omfanget av oppgaven er på 30 studiepoeng og ble skrevet våren 2018 av Helene Solberg og Hilde Elsebutangen.

Prosessen med å skrive oppgaven har vært omfattende og krevende, men en svært lærerik opplevelse som har gitt god innsikt i et spennende og fremtidsrettet tema. Godt samarbeid har vært avgjørende for fremgangen i arbeidet.

Vi vil benytte anledningen til å takke vår veileder Thomas Martinsen for god oppfølging, konstruktive tilbakemeldinger og interessante diskusjoner. Hans kunnskap og innspill har både vært betydningsfullt og motiverende i arbeidet med oppgaven.

Videre vil vi takke Maciej Swierczynski og kontaktpersoner ved nettselskap for imøtekommenhet ved våre henvendelser.

Til slutt vil vi takke familie og venner for støtte og oppmuntring gjennom studietiden.

Vi håper oppgaven vil være spennende lesestoff for både fagfolk og andre interesserte.

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet

Ås, 14.05.18

Helene Solberg

Hilde Elsebutangen

Sammendrag

Norge har ambisiøse og klare målsettinger for transportpolitikken. Lav- og nullutslippsteknologi skal være løsningen for omstilling til målet om lavutslippssamfunnet. Elektrifisering av transportsektoren er allerede godt i gang, både for tungtransport og ferger. Det gir et interessant potensiale for etterspørsel av ladeeffekt til tungtransport på el-fergekai. Samtidig har teknologisk utvikling innen batteriteknologi, muliggjort stasjonær energilagring med hensikt å redusere effekttopper og effektutjevning. Det er muligheten og potensialet oppgaven tar for seg.

Opgaven ser på tre ulike prosjektvalg, basert på to utvalgte caser. Prosjektvalgene er ladestasjon til ferge med stasjonært energilager med og uten ladning for tungtransport, og ladestasjon til ferge uten stasjonært energilager med ladning for tungtransport. Energibehovet og effektbehov til el-ferge er beregnet, etterfulgt av dimensjonering av nødvendig kapasitet på stasjonært energilager. Innføring av stasjonært energilager reduserer nettbelastningen og det oppnås økt grad av effektutjevning. Potensiale for ladning til tungtransport blir beregnet ut fra analyse og bearbeiding av trafikkgrunnlag for utvalgte case. Salg av kraft til tungtransport gir en viktig inntekt for lønnsomhetsvurdering av prosjekter. For stasjonært energilager er det benyttet LiFePO₄-batteri. Levetiden til batteriet er beregnet med tilhørende algoritmer for degradering, for begrensnig av analyseperioden i lønnsomhetsberegninger. Kostnadskomponenter gitt av batteri, ladestasjon, kraftkostnad og anleggsbidrag gir sammen med inntektskomponenter grunnlag for lønnsomhetsvurdering. Nåverdimetoden er benyttet for lønnsomhetsanalyse, og en følsomhetsanalyse ser på betydningen av usikre faktorer. Som et resultat av de enkelte metodene for beregning i oppgaven er det utviklet en modell i Microsoft Excel.

Studien har kommet frem til negativt netto nåverdi for prosjektvalg med stasjonært energilager uten ladning av tungtransport. Netto nåverdi er positiv for prosjektvalg med og uten stasjonært energilager med ladning til tungtransport. Et minstekrav for energi solgt til tungtransport og tillatt reduksjon i salgspris er beregnet, for å belyse grensen for å oppnå et økonomisk attraktivt prosjekt.

Opgaven gir et realistisk bilde på de økonomiske og tekniske effektene av innføring av stasjonært energilager og multitjeneste på el-fergekai. Resultatene vil være opplysende for interessenter og eier av ladestasjon til el-ferge.

Abstract

Norway has ambitious and clear goals for transport politics. Low and zero emission technology shall be the solution for conversion towards the goal for low-emission society. Electrification of transport is already well established, both for heavy goods and ferry services. It provides an interesting potential for demand of charging power for both heavy transport on electric ferry docks. At the same time, technological developments in battery technology enables stationary energy storage with the aim of reducing peak power and power leveling. That is the opportunity and potential analyzed in this task.

The assignment considers three different project choices, based on two selected cases. The project options are charging stations for el-ferry with stationary energy storage with and without charging of heavy transport, and charging station for el-ferry without stationary energy storage with charging of heavy transport. Energy and power demand for el-ferry is calculated, followed by dimensioning of required capacity for a stationary energy storage. The introduction of stationary energy storage reduces the load on the power grid and increase power leveling. The charging potential for heavy transport is calculated from analysis and processing of traffic data for selected cases. Power for heavy transport provides an important income for profitability assessment of the projects. For stationary energy storage, LiFePO₄ battery is used. The battery life is calculated with corresponding degradation algorithms, to limit the analysis period in the profitability calculation. Cost components given by battery, charging station, power costs and construction contributions, together with income components, provide a basis for profitability assessment. The method of net present value is used for profitability analysis, and a sensitivity analysis illustrates the effect of uncertain factors. As a result of the individual calculation methods, a model has been developed in Microsoft Excel.

The study has resulted in a negative net present value for projects with stationary energy storage without charging of heavy transport. The net present value is positive for projects with and without stationary energy storage with charging for heavy transport. A minimum requirement for energy sold to heavy transport and allowed reduction in el-price is calculated, to determine the limit for achieving an economically attractive project.

The assignment provides a realistic insight of the economic and technical effects of the introduction of stationary energy storage and multi-service on electric ferry docks. The results will be informative for stakeholders and owner of el-ferry charging station.

Innholdsfortegnelse

FORORD	I
SAMMENDRAG	II
ABSTRACT	III
FORKORTELSER OG SYMBOLER	VII
INDEKSER	VII
FIGURER	X
TABELLER	XII
1. INTRODUKSJON	1
2. BAKGRUNN	3
2.1. FERGER	3
2.1.1. AMPERE - VERDENS FØRSTE BATTERIELEKTRISKE FERGE	3
2.1.2. NORGES FERGESAMBAND	4
2.1.3. UTSLIPP OG GRØNT KYSTFARTSPROGRAM	5
2.1.4. INCENTIVORDNINGER	7
2.2. VEITRANSPORT	8
2.2.1. NORGES FØRSTE BATTERIELEKTRISKE LASTEBIL HOS ASKO	8
2.2.2. ELEKTRISK TUNGTRANSPORT OG BUSS	9
2.2.3. ENERGIBEHOV OG LADEEFFEKT	10
2.3. STASJONÆRT ENERGILAGRINGSYSTEM	11
2.3.1. TIDLIGERE STUDIE	11
2.3.2. SUPERKONDENSATOR	11
2.3.3. SVINGHJUL	12
2.3.4. BRENSSELCELLER	12
2.3.5. BATTERIER	12
2.3.6. BATTERIDGRADERING	15
2.4. KOSTNADSKOMPONENTER	18
2.4.1. TIDLIGERE STUDIE	18
2.4.2. KOSTNADER KNYTTET TIL BLS	18
2.4.3. LADESTASJON FOR TUNGTRANSPORT	19
2.4.4. KRAFTPRIS OG EFFEKTAVGIFT	20
2.4.5. ANLEGGSBIDRAG	20
2.5. LØNSOMHETSANALYSE	20
2.5.1. ANALYSEPERIODE OG KALKULASJONSRENTE	21
2.5.2. NÅVERDIMETODEN	21
2.5.3. FØLSOMHETSANALYSE	22
2.5.4. INTERNRENTE	22
3. METODE	23
3.1. SYSTEMGRENSE OG DESIGN	23
3.2. GRUNNLAG FOR METODE	24
3.3. VALG AV CASE	24
3.4. EL-FERGER	25

3.4.1.	ENERGIBRUK PER OVERFART	25
3.4.2.	EFFEKTBEHOV	27
3.5.	STASJONÆRT ENERGILAGRINGSYSTEM	28
3.5.1.	NETTBELASTNING FOR FERGE OG BLS	28
3.5.2.	DIMENSJONERING AV BLS	29
3.5.3.	SOC-PROFIL	30
3.5.4.	DEGRADERING AV BATTERI	31
3.6.	TUNGTRANSPORT	33
3.6.1.	TRAFIKKGRUNNLAG	33
3.6.2.	LADEEFFEKT OG ETTERSPOERSEL	34
3.7.	KOSTNADSKOMPONENTER	34
3.7.1.	BATTERIKOSTNAD	34
3.7.2.	KOSTNAD FOR LADESTASJON	35
3.7.3.	KRAFTKOSTNADER OG ANLEGGSBIDRAG	35
3.8.	LØNNSOMHETSANALYSE	36
3.8.1.	ANALYSEPERIODE OG KALKULASJONSRENTE	37
3.8.2.	ANNUITET	37
3.8.3.	NÅVERDI	38
3.8.4.	NETTO NÅVERDI	38
3.8.5.	FØLSOMHETSANALYSE	39
4.	MODELL	40
4.2.	MODELLSTEG	41
5.	CASEBESKRIVELSE	42
5.2.	CASE 1: BOGNES	42
5.3.	CASE 2: SOLAVÅGEN	43
6.	RESULTATER	44
6.2.	CASE 1: BOGNES	45
6.2.1.	EL-FERGE	45
6.2.2.	STASJONÆRT ENERGILAGRINGSYSTEM	46
6.2.3.	TUNGTRANSPORT	50
6.2.4.	KOSTNADSKOMPONENTER	52
6.2.5.	LØNNSOMHETSANALYSE	53
6.3.	CASE 2: SOLAVÅGEN	57
6.3.1.	EL-FERGE	57
6.3.2.	STASJONÆRT ENERGILAGER	58
6.3.3.	TUNGTRANSPORT	60
6.3.4.	KOSTNADSKOMPONENTER	62
6.3.5.	LØNNSOMHETSANALYSE	62
7.	DISKUSJON	64
7.2.	EL-FERGER	64
7.3.	STASJONÆRT ENERGILAGER	65
7.4.	TUNGTRANSPORT	67
7.5.	LØNNSOMHETSANALYSE	68
8.	KONKLUSJON	70
8.2.	FORSLAG TIL VIDERE ARBEID	71
9.	REFERANSELISTE	72
VEDLEGG 1: CASE 1 - BOGNES		I

<u>VEDLEGG 2: CASE 2 - SOLAVÅGEN</u>	<u>VI</u>
<u>VEDLEGG 3: MODELL (EXCEL)</u>	<u>XI</u>
<u>VEDLEGG 4: TRAFIKKGRUNNLAG</u>	<u>XIV</u>

Forkortelser og symboler

Forkortelser	Forklaring		
BLS	Batterilagringsystem	MWh	Mega Watt time
CF	Degradering	RMB	Kinesiske yuan
DoD	Depth of discharge	V	Volt
FCS	Hurtigladestasjon	Wh	Watt time
Li-ion	Litium-ion batteri	°C	Grader celsius
NNV	Netto Nåverdi	\$	Amerikanske dollar
NV	Nåverdi	Symbol	Forklaring
PBE	Personbilenhet	A	Annuitet
SoC	State of charge	b	Antall terminer per år
Enhet		cd	Cycle depth [%]
A	Ampere	cos φ	Effektfaktor
kg	kilogram	i	Måneder
km	Kilometer	n	Antall
kr	Kroner	η	Virkningsgrad
kVA	Kilo Volt Ampere	nc	Number of cycle
kW	Kilo Watt	r	Årsrenten
kWh	Kilo Watt Time	r _b	Korttidsrentesats
min	Minutt	t	Tid [mnd.]
MW	Mega Watt	u	Temperatur [Kelvin]
		v	Temperatur [°C]

Indekser

Indeks	Forklaring
<i>Ferge</i>	
T _{overfart}	Tid i overfartsmodus [min]
T _{total}	Total tid for overfart [min]
T _{man, fra}	Tid i manøvrering fra kai [min]
T _{akselerasjon}	Tid i akselerasjon [min]
T _{retardasjon}	Tid i retardasjon [min]
T _{man, til}	Tid i manøvrering til kai [min]
E _{operasjonsmodus}	Energi bruk i operasjonsmodus [kWh]
P _{operasjonsmodus}	Effekt brukt i operasjonsmodus [kW]
T _{operasjonsmodus}	Tid i operasjonsmodus [min]

$E_{ferge,total}$	Energibruk for ferger pr. overfart [kWh]
$E_{man, fra}$	Energi manøvrering fra kai [kWh]
$E_{akselerasjon}$	Energi akselerasjon [kWh]
$E_{overfart}$	Energi overfart [kWh]
$E_{retardasjon}$	Energi retardasjon [kWh]
$E_{man, til}$	Energi manøvrering til kai [kWh]
$E_{kailigge}$	Energi kailigge [kWh]
T_{ferge}	Ladetid ferger [min]
L_{ferge}	Ladeeffekt ferger [kW]

BLS

$T_{ferge, min}$	Minste ladetid ferger [min]
$T_{BLS, min}$	Minste ladetid BLS [min]
L_{felles}	Kombinert ladeeffekt ferger og BLS [kW]
$L_{nett, min}$	Midlere nettbelastning for ferger og BLS [kW]
E_{BLS}	Energikapasitet BLS [kWh]
$E_{ferge, min}$	Minste Energioverføring fra nett til ferger [kWh]
$E_{BLS, ut}$	Energioverføring fra BLS til ferger [kWh]
$E_{nett, ferger}$	Energioverføring fra nett til ferger [kW]
L_{BLS}	Ladeeffekt BLS [kW]
T_{BLS}	Ladetid BLS [min]
$EI_{BLS, etter}$	Energiinnhold etter oppladning/utladning [kWh]
$EI_{BLS, før}$	Energiinnhold før oppladning/utladning [kWh]
$E_{BLS, inn/ut}$	Energioverføring inn/ut av BLS [kWh]
SoC_{BLS}	State of charge BLS [%]
CF_{total}	Total batteridegradering
CF_{syklus}	Batteridegradering gitt av syklus
$CF_{kalender}$	Batteridegradering gitt av lagring

Trafikkgrunnlag

d	Spesifikk dag [mandag (m) til søndag (s)]
U	Uke [1 til 52]
$G_{kategori}$	Trafikkgrunnlag for spesifikk kategori
$\overline{n_{klokketime}^d}$	Gjennomsnitt av antall kjøretøy per klokke for spesifikk dag
$G_{>10}$	Trafikkgrunnlag for kjøretøy over 10 meter
$\overline{G_{>10m-s}}$	Gjennomsnitt av trafikkgrunnlaget mandag til søndag
$\overline{G_{el-biler}}$	Gjennomsnitt av trafikkgrunnlaget for el-biler mandag til søndag

Kostnadskomponenter

P_{avgift}	Effektavgift [kr]
\bar{P}	Midlereffekt [kW]
P_{effekt}	Effektpris [kr/kW]

Lønnsomhet

$NV_{\text{kostnader}}$	Nåverdi kostnader [kr]
$NV_{\text{inntekter}}$	Nåverdi inntekter [kr]
NV_{prosjekt}	Nåverdi prosjekt [kr]
$NV_{\text{investering}}$	Nåverdi investering [kr]
I_{ferge}	Inntekt fra ferge [kr/mnd]
$I_{\text{kjøretøy}}$	Inntekt fra kjøretøy [kr/mnd]
INV_{batteri}	Investering batteri [kr]
INV_{nett}	Investering nett (anleggsbidrag) [kr]
$INV_{\text{ladestasjon}}$	Investering ladestasjon [kr]
K_{kraft}	Kraftkostander [kr/mnd]
$P_{\text{el,ferge}}$	Salgspris el til ferge [kr/kWh]
$P_{\text{el,kjøretøy}}$	Salgspris el kjøretøy [kr/kWh]
P_{fast}	Fastledd [kr/år]
p_{el}	Elpris [kr]
P_{batteri}	Batteripris [kr/kWh]
$P_{\text{ladestasjon}}$	Ladestasjonpris [kr/enhet]
$E_{\text{ferge,mnd}}$	Energibruk ferge per måned [kWh/mnd]
$E_{\text{kjøretøy,mnd}}$	Energibruk kjøretøy per måned [kr/mnd]

Figurer

<i>Figur 1: Verdens første fullelektriske passasjerferge, Ampere (Fjellstrand, 2014)</i>	4
<i>Figur 2: Aldersfordeling i den norske fergeflåten (Mjelde et al., 2015). Grafen viser at størstedelen av fergene har passert forventet levetid på 30 år.</i>	5
<i>Figur 3: Drivstofforbruk i norske havneområder viser at passasjerskip er den transportformen som står for det største utslippet (Martinsen, 2014)</i>	6
<i>Figur 4: Norges fullelektriske distribusjonsbil. Levert til Asko i 2016 (Dalløkken, 2016).</i>	9
<i>Figur 5: Radardiagrammer illustrerer de forskjellige egenskapene til utvalgte Li-ion-batterier, og sammenligner spesifikk effekt og energi, sikkerhet, levetid og kostnad per syklus (Swierczynski et al., 2015).</i>	14
<i>Figur 6: Batteridegradering gitt av syklus. Degraderingen er mer følsom for DoD enn temperatur (Swierczynski et al., 2015).</i>	16
<i>Figur 7: Batteridegradering gitt av lagring. Degraderingen er mer følsom for temperatur enn SoC (Swierczynski et al., 2015).</i>	17
<i>Figur 8: Systemdesign med komponenter, som viser systemgrensen i oppgaven.</i>	23
<i>Figur 9: Effekt/fart-kurve for en representativ 120 PBE –ferge. Grafen viser at effektbruken øker eksponentielt med farten (Mjelde et al., 2015).</i>	25
<i>Figur 10: Illustrasjon av driftsprofil for en representativ 120PBE-ferge. Grafen viser hvordan effekten og hastigheten varierer for akselerasjon, overfart, retardasjon, manøvrering og kailigge (Mjelde et al., 2015).</i>	26
<i>Figur 11: Skisse av batteridimensjoneringen. Det skraverte området viser hvor mye batteriet må supplere fergen med. For at energiinnholdet i batteriet skal være mellom 80% og 20% ved oppladning/utladning, er det skraverte området 60% av batterikapasiteten.</i>	30
<i>Figur 12: Kartutsnitt av fergestrekningen Bognes – Skarberget (GoogleKartdata, 2018a). Sirkelen markerer den valgte fergekaien.</i>	42
<i>Figur 13: Kartutsnitt av fergestrekningen Festøya – Solavågen (GoogleKartdata, 2018b). Sirkelen markerer den valgte fergekaien.</i>	43
<i>Figur 14: Oppgaven er bygget på tre prosjektvalg. Ladestasjon for ferge med BLS uten kjøretøy (1.1), ladestasjon for ferge med BLS og kjøretøy (1.2) og ladestasjon for ferge uten BLS med kjøretøy (2.1).</i>	44
<i>Figur 15: Nettbelastning uten BLS for fergekaien Bognes. Effekten varierer mellom 80 og 1295 kW i løpet av døgnet. Hver søyle tilsvarer 205 kWh.</i>	46
<i>Figur 16: Nettbelastning med BLS på fergekaien Bognes. Implementering av BLS utjevner nettbelastningen med høyeste effekt på 177 kW.</i>	47
<i>Figur 17: Nettbelastningsprofil med og uten BLS for fergekaien Bognes. Effekten er redusert fra 1295 kW til 177 kW ved innføring av BLS. Den stiplede linjen representerer den dimensjonerte effekten for ferge og BLS.</i>	48

<i>Figur 18: SoC- profil for BLS på fergekaien Bognes. BLS lagrer energi ved SoC på 80%, og syklusene har dybde på 60%. Lagringsperioden er markert med stiplet linje.</i>	49
<i>Figur 19: Batteridegradering for BLS på Bognes. Degraderingen er illustrert for tre ulike temperaturer, 25°C, 35°C og 45°C, og viser at levetiden til BLS reduseres med økt temperatur.</i>	50
<i>Figur 20: Trafikkgrunnlag for Bognes. Trafikkmengden for el-biler er lavt, mens det varierer mellom null og to tungtransportkjøretøy i løpet av døgnet.</i>	51
<i>Figur 21: Nettbelastning med og uten BLS med kjøretøy er vist i figuren. Stiplede linjer representerer tilgjengelig effekt med og uten BLS, og viser hhv utnyttelse på 51% (1.2) og 33% (2.1).</i>	52
<i>Figur 22: Følsomhetsanalyse for prosjektvalg 1.2. Parametere testet for følsomhet er batteripris, nettinvestering og salgpris på el til kjøretøy. Prosjektet er mest følsomt for salgpris på el til kjøretøy.</i>	55
<i>Figur 23: Følsomhetsanalyse for prosjektvalg 2.1. Parametere testet for følsomhet er kraftkostnader, nettinvestering og salgpris på el til kjøretøy. Prosjektet er mest følsomt for salgpris på el til kjøretøy.</i>	56
<i>Figur 24: Ladeeffekt for ferge uten BLS på Solavågen. Effekt på 1895 kW trekkes i perioder på 9,5 minutter, 16 ganger i døgnet. Hver søyle representerer energibehovet på 300 kWh.</i>	57
<i>Figur 25: Nettbelastning med BLS på Solavågen. BLS og ferge trekker en jevn effekt på 302 kW i driftsperioden til fergen.</i>	58
<i>Figur 26: Nettbelastningsprofil med og uten BLS på Solavågen. Effekttuttaket er redusert fra 1895 kW uten BLS til 302 kW med BLS, der den stiplede linjen representerer den dimensjonerte effekten med BLS.</i>	59
<i>Figur 27: SoC-profil for BLS på Solavågen. BLS lagrer med en SoC på 80%, og har sykluser med dybde på 60%.</i>	59
<i>Figur 28: Trafikkgrunnlag på Solavågen. Trafikkmengden for el-biler er lav, mens det for tungtransport stiger opp til syv stykk før den synker mot midnatt.</i>	61
<i>Figur 29: Effektteterspørsel fra tungtransport på Solavågen. Grafen viser hvilken effektteterspørsel trafikkgrunnlaget gir. Den stiplede linjen representerer den tilgjengelige effekter for ladning av tungtransport.</i>	61

Tabeller

<i>Tabell 1: Kostnad for hurtiglادestasjoner (Alhazmi og Salama (2017))</i>	19
<i>Tabell 2: Verdier for operasjonsmoduser</i>	26
<i>Tabell 3: Kraftkostnader (Mørenett, 2018; Nord-SaltenKraft, 2018)</i>	35
<i>Tabell 4: Oppsummerte resultater for Bognes og Solavågen.</i>	45
<i>Tabell 5: Ulike ladetider med tilhørende effekt gjennom døgnet for ferge, der høyeste ladeeffekt er 1295 kW.</i>	45
<i>Tabell 6: Varierende oppladningstider for Bognes</i>	47
<i>Tabell 7: Kostnadselementer for prosjektvalg 1.1</i>	53
<i>Tabell 8: Kostnadselementer for prosjektvalg 1.2</i>	54
<i>Tabell 9: Kostnadselementer for prosjektvalg 2.1</i>	54
<i>Tabell 10: NNV for ulike prosjektvalg</i>	54
<i>Tabell 11: Resultater av lønnsomhetsanalyse for Solavågen</i>	62

1. Introduksjon

Transportsektoren er den største kilden til klimagassutslipp i Norge, og utgjør 31 prosent av det totale utslippet (Eide, 2016). I Nasjonal transportplan setter Stortinget ambisiøse mål for nullutslippskjøretøy. Stortingets transportpolitikk har det langsiktige målet, "*Et transportsystem som er sikkert, fremmer verdiskaping og bidrar til omstilling til lavutslippssamfunnet*", og setter rammene for videre arbeid (Regjeringen, 2017b).

Elektrifiseringen av transportsektoren er allerede godt i gang i Norge. Verdens første fullelektriske ferge, Ampere, ble driftsatt mellom Lavik og Oppedal i 2015. Den første elektriske distribusjonsbilen i Norge ble levert til Asko i 2016. Det er viktige milepæler, som indikerer starten på en ny fremtid. Helhetlig utvikling av samferdselsnettet i Norge vil kreve nytenkning. Flere transportformer omlegges til elektrisk drift, og muliggjør et felles system for energilevering. Det vil på lang sikt være betydningsfullt, og knytte sammen arbeidet mot å nå målet.

Nye ferger skal benytte lav- eller nullutslippsteknologi, lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy i 2025 og varedistribusjonen tilnærmet nullutslipp innen 2030 i følge Nasjonal transportplan 2018-2029 (Skotland & Høivik, 2017). Fullelektrisk drift av ferger vil kreve høyt effektuttak fra nettet og vil utløse investeringer for økt tilført effekt på flere kaier. Elektrifisering av tungtransport gir et interessant potensiale for etterspørsel av ladeeffekt på kai. Det gjør fergekaien til et naturlig knutepunkt for ladning av både elektrisk ferge og tungtransport. Samtidig har teknologisk utvikling innen batteriteknologi muliggjort energilagring, med hensikt å redusere og jevne ut effekttopper, og leder opp til problemstillingen denne oppgaven tar for seg:

Er det økonomisk attraktivt for eier av ladestasjon å tilby multiteneste og/eller stasjonær energilagring på el-fergekai?

I oppgaven er utvalgte fergestrekninger, og potensialet og lønnsomheten av å benytte stasjonært energilager og tilby multiteneste er analysert. Stasjonær energilagring benyttes for reduksjon og utjevning av effekt, som oppstår ved store energioverføringer over kort tid. Kapasiteten på energilageret må, i kombinasjon med opplading rett fra nett, dekke

energieterspørselen til ferger over den korteste tiden den ligger til kai. Ladning til kjøretøy skal dekke en fremtidig etterspørsel og gi inntekt til eier av ladestasjon. Problemstillingen diskuteres ut fra analyse av tre ulike prosjektvalg:

- Ladestasjon til ferge *med* stasjonært energilager *uten* tungtransportladning (1.1)
- Ladestasjon til ferge *med* stasjonært energilager *med* tungtransportladning (1.2)
- Ladestasjon til ferge *uten* stasjonært energilager *med* tungtransportlading (2.1)

For besvarelse av den overordnede problemstillingen må flere ulike faktorer inkluderes i oppgaven. For å beregne ladeeffekt, nettbelastning og dimensjonering av stasjonært energilager, må først energibehovet til ferger beregnes og rutetabell analyseres. For lønnsomhetsvurdering må levetiden til energilageret beregnes og kostnadskomponenter innhentes. For å kartlegge potensialet for multiteneste, bearbeides spesifikk trafikkdata.

2. Bakgrunn

I kapittelet er teoretisk rammeverk og relevant bakgrunn presentert, som er nødvendig for besvarelse og diskusjon av oppgavens problemstilling. Dagens situasjon og potensialet for ferger og tungtransport, ulike valg av lagringssystemer, batteridegradering for batterilagringssystem (BLS), kostnadskomponenter og lønnsomhetsanalyse av ulike prosjektvalg er beskrevet.

2.1. Ferger

2.1.1. Ampere - Verdens første batterielektriske ferge

Verdens første null-utslipps bil- og passasjerferge ble levert i oktober 2014 og driftsatt i mai 2015. *Figur 1* viser den banebrytende fergen som har fått navnet Ampere. Fergen er et resultat av en utviklingskontrakt, utlyst av Statens vegvesen i 2011. Den batteridrevne fergen er bygget hos Fjellstrand AS og driftes i dag av Norled. Den krysser Norges lengste fjord, Sognefjorden, og binder E39 sammen. Strekningen mellom Lavik og Oppedal er 5,7 km, og overfartstid er 20 minutter. Fergen kan frakte 120 biler og 350 passasjerer (Astrup, 2014). Overfarten krever 150 kWh, som tilsvarer strømbruket for tre dager i en vanlig norsk husholdning (Stensvold, 2015).

Fergens Litium-ion-batteri (Li-ion) fullades hver natt og mellom hver overfart, tilsvarende energibehovet per tur eller mer. Det innebærer at fergen lades opp med 150 kWh mellom hver overfart, men er dimensjonert for en opplading på 200 kWh (Stensvold, 2015). Batteriene om bord i fergen har kapasitet på 1000 kWh og veier 10 tonn (Astrup, 2014). Fergen ligger til kai i ti minutter mellom hver overfart og effektiv ladning skjer i løpet av ca. ni minutter, med effekt mellom 800 og 1200 kW (Fjellstrand, 2014). Den er i drift 365 dager i året med totalt 34 overfarter i døgnet. Strømnettet på hver side av Sognefjorden har ikke kapasitet til å levere tilstrekkelig effekt for hurtiglading av fergen, og det er etablert batteribank på hver kai. Batteribankene lades av høyspentnettet når fergen ikke ligger til kai, og tømmes under ladning av fergen.

Resultatet av elektrifiseringen er millioner spart i dieselomkostninger for Norled. Miljøet spares for forurensning fra om lag 1 million liter diesel i året, 2680 tonn CO₂ og 37 tonn NO_x utslipp (Corvusenergy, 2017).

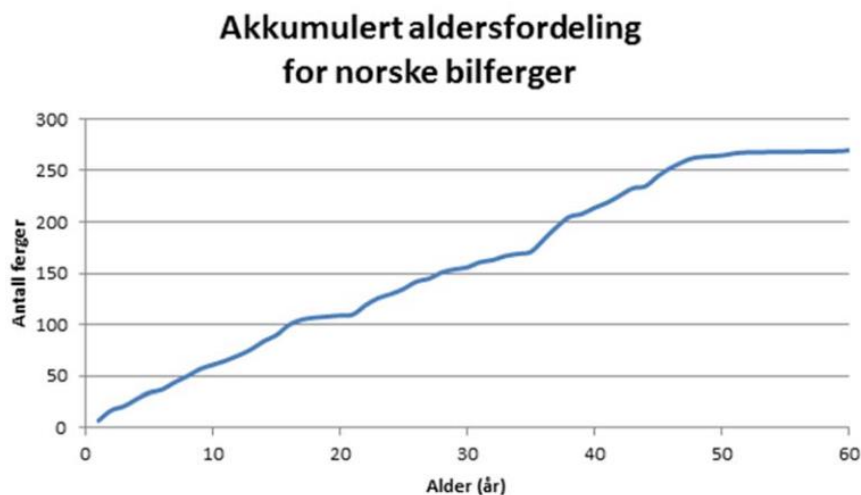


Figur 1: Verdens første fullelektriske passasjerferge, Ampere (Fjellstrand, 2014)

2.1.2. Norges fergesamband

Norges fergesamband består i overkant av 160 individuelle samband, som til sammen utgjør ca. 440 strekninger og 270 ferger (Mjelde et al., 2015). Åtti prosent av fergetransporten er lokalisert mellom Stavanger og Trondheim (Nøland, 2010). Bilfergesambandet er en nødvendig del av samferdselsnett, og vil være det i overskuelig framtid. Variasjonen av ferger er stor, både i drivstofforbruk og overfartstid. Den strekker seg fra små ferger med installert motoreffekt på 200 kW, til store ferger med kapasitet på 200 biler og motoreffekt på 10 000 kW (Opdal, 2010). Vanlig driftstid for fergene er mellom kl. 06.00 og 01.00, og antall overfarer om dagen og hyppighet i avganger varierer mellom fergesambandene. Mange ferger kjører nesten uavbrutt i løpet av dagen med kun et par halvtimes pauser.

Aldersfordelingen er spredt for den norske fergeflåten. Forventet levetid for en ferge er 30 år, og mange av fartøyene er modne for utskiftning (Siemens, 2015). *Figur 2* viser at størstedelen av flåten har passert forventet levetid. Fornyelse av fergeflåten til elektrisk drift er derfor aktuelt i de kommende årene. I januar 2018 ble Norges første nullutslippssamband mellom Lote og Anda satt i drift. Sambandet driftes av Fjord1, som i tillegg har rundt 20 elektriske ferger under produksjon. Administrerende direktør i Fjord1 predikerer at halvparten av Norges ferger elektrifiseres innen få år (Johnsen, 2018). I nærmeste fremtid skal totalt 60 fergesamband med til sammen 75 ferger bli lagt ut på anbud i regi av fylkeskommunen. Innen 2020 skal inntil 70 fergesamband bli lyst ut på anbud og satt i drift (Wold et al., 2016).



Figur 2: Aldersfordeling i den norske fergeflåten (Mjelde et al., 2015). Grafen viser at størstedelen av fergene har passert forventet levetid på 30 år.

Energi Norge har sammen med DNV-GL engasjert seg for å kartlegge betydningen av overgangen til elektriske ferger og nødvendig investering i strømmettet. Samarbeidet har resultert i rapporten ”Elektrifisering av bilferger i Norge – kartlegging av investeringsbehov i strømmettet” (Mjelde et al., 2015). Basert på overfartstid, hastighet og hvor værutsatt fergestrekningene i landet er, har de sett på hvilke strekninger som er aktuelle for elektrifisering. I gjennomgangen av Norges fergesamband er 52 strekninger valgt ut som potensielle el-fergestrekninger (Mjelde et al., 2015). Det primære kriteriet som er satt for begrensning er overfartstid på mindre enn 30 minutter. Det er for å redusere energibehovet som kreves per overfart med hensyn til batterikapasitet. Fergestrekninger med spesielt utfordrende værforhold er utelatt, ettersom energibehovet per overfart vil kunne variere i stor grad og vanskeliggjøre dimensjonering. I tillegg er samband som opererer mellom flere kaier og som har komplisert operasjonsstruktur utelatt.

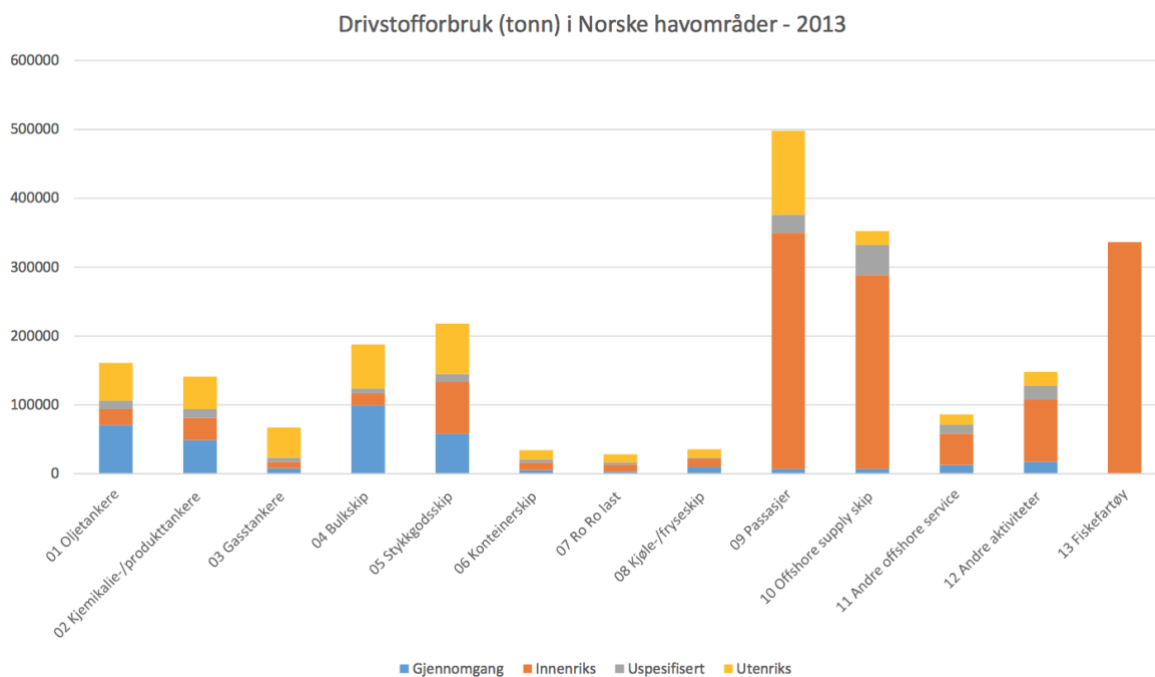
2.1.3. Utslipp og Grønt kystfartsprogram

Reduksjon av utslipp fra skipsfart er et prioritert satsningsområde for den norske regjeringen. Lov 16. juni 2017 nr. 790 om klimamål (Klimaloven), innebærer at utslippet skal reduseres med 40% innen 2030 i forhold til referanseåret 1990 (Regjeringen, 2017a). Innen 2050 skal Norge bli et lavutslippssamfunn, og utslippet skal være redusert med 80% til 95% i forhold til referanseåret (Lovdata, 2017). Innenriks skipsfart og fiske står for hele 17% av klimagassutslipp i transportsektoren (Eide, 2016). Det utgjør ca. 4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter årlig, og ferger står for 418 000 tonn (Opdal, 2010). I tillegg til CO₂, består

utslippet av helse og miljøskadelige stoffer som SO_x, NO_x og partikler. Elektrifisering av skipsfart vil gi et stort potensiale for utslippsreduksjon. Forbruk av drivstoff er direkte proporsjonalt med CO₂-utslipp, uavhengig av fartøyets størrelse og kategori.

Drivstofforbruket (implisitt CO₂-utslippet) i norske havner varierer mellom fartøytypene.

Figur 3 viser at passasjerskip er den kategorien av fartøy i norske havneområder med høyest drivstofforbruk. Passasjerskip er kombinert bil- og passasjerskip slik som ferger, Hurtigruta eller cruiseskip.



Figur 3: Drivstofforbruk i norske havneområder viser at passasjerskip er den transportformen som står for det største utslippet (Martinsen, 2014)

På bakgrunn av regjeringens maritime- og havnestrategi ble Grønt Kystfartsprogram etablert mellom det private og offentlige (DNV-GL, 2017). Visjonen til programmet er at Norge skal gå foran med å etablere den mest effektive og miljøvennlige kystfarten i verden.

Batterielektrisk drift skal, sammen med flytende naturgass og annet miljøvennlig drivstoff, være løsningen for reduksjon av klimagassutslipp fra sektoren. Grønt kystfartprogram utfører studier, starter piloter og knytter interessenter, myndigheter og politikere sammen ved viderefremidling av teori og praksis.

2.1.4. Incentivordninger

Støtteordninger kan være avgjørende for prosjektgjennomføring og oppnåelse av politiske fastsatte mål for omlegging til null- og lavutslippsteknologi. Tiltakskostnader kan bli dekket av Enovas støtteordning for landstrømanlegg eller NO_x-fondet. Enova støtter investeringer som blir gjort på land som ladesystem og infrastruktur, og NO_x-fondet gir støtte til investering på fergen (Wold et al., 2016).

2.1.4.1. Enovas støtteordning

Utbygging av nett og etablering av landstrømanlegg er kostbart. Enova støtter etablering av landstrømanlegg med opp til 75% av investeringskostnadene (Enova, 2018). Det er støtte som blir gitt til havneiere eller aktører som ønsker å bygge ut landstrøm i norske havner. Støtten tildeles kun prosjekter som ikke vil bli gjennomført uten støtte, og som gir miljøgevinst sammenliknet med et alternativt prosjekt. Det betyr at prosjekter med negativ netto nåverdi (NNV) kan få støtte opptil det som gir prosjektet positiv NNV. Hensikten med ordningen er at dersom det er tilgang på nødvendig effekt og infrastruktur på kaien, vil det bidra til at fartøy bygges eller tilpasses for tilkobling til strømanlegget. Eksempelvis elektriske ferger. I 2017 delte Enova ut 118 millioner kroner i støtte til utbygging av norske havner. I løpet av to år vil Enova støtte landstrømutbygging med 300 millioner kroner i 50 norske havner (Stenvold, 2017). Søknadsfristen for støtte i 2018 var i mars og totalt 13 søknader ble mottatt (Enova, 2018).

2.1.4.2. NO_x-avtalen 2018-2025

Hensikten med fondet er å medvirke til NO_x-reduserende tiltak for virksomheter. Det er nesten gitt 4 milliarder kroner i NO_x-reduserende tiltak. NO_x-avtalen ble inngått i 2008 mellom miljøverndepartementet og 14 næringsorganisasjoner (NHO, 2017). Avtalen binder organisasjonene til medvirkning i tiltak for reduksjon av NO_x-utslipp, mot gevinst i form av fritak for NO_x-avgift. Avtalen har periodevis blitt fornyet og foreliggende avtale ble undertegnet 24. mai 2017. Den gjelder frem til 2025 og skal sikre utslippsreduksjoner i årene fremover.

2.2. Veitransport

Flere elektriske biler er på veiene i dag, mange busser går på biogass, og det er levert noen få elektriske lastebiler for godstransport. I 2016 fikk Asko levert Norges første elektrisk distribusjonsbil (Dalløkken, 2016). I Sverige er det startet en pilotperiode på to år med elektrisk motorvei, og Tromsø, Oslo og Drammen er klare for testing av elektriske rutebusser. Hver norske lastebil tilbakelegger 25 480 km årlig, som tilsvarer ca. 70 km daglig (Stølen, 2016). Ytterligere reduksjon av utslipp fra tungtransport er nødvendig for å nå målet om lavutslippssamfunnet.

”Cars Regulation” er en EU-bestemmelse for personbiler som definerer gjennomsnittlig nivåer for utslipp fra nye biler målt i CO₂/km. Utslippsmålet var satt til 130 g CO₂/km i 2015 og 95 g CO₂/km i 2021 (Brunvoll, 2016). Innen 2030 skal varedistribusjon være tilnærmet nullutslipp. ”Cars Regulation” definerer også en bane for forbedret energieffektivitet (Brunvoll, 2016). Av dagens totale energibehov for transport står tungtransport for 32% (Majoe, 2017). Diesel er i dag den vanligste energibæreren for tungtransport, og ved overgang til elektrisitet kan en høyere virkningsgrad bli oppnådd. Det vil redusere energibruk og utslipp (Majoe, 2017).

Tekniske prinsipper for elektrisk tungtransport er like prinsippene for elektriske personbiler. Hovedforskjellen ligger i størrelse og kjøremønster. Tungtransport kjører normalt lange distanser og har få stopp gjennom dagen. Batteriet må derfor lagre store mengder energi, og stiller krav til høy kapasitet.

2.2.1. Norges første batterielektriske lastebil hos Asko

Norges første batterielektriske lastebil er vist i *Figur 4*. Det er en distribusjonsbil og blir benyttet til frakt av matvarer til sentrumsnære butikker i Oslo. Distribusjonsbilen er bygget av Emoss. Den har nyttelast på 5,5 tonn, batterivekt på 2 tonn og totalvekt på 18 tonn. Det batterielektriske systemet bli forsynt av et LiFePO₄-batteri. Energikapasiteten til batteriet er 240 kWh og har en forventet rekkevidde på 200 km. Det tilsvarer et energibruk på 1,2 kWh/km. For opplading av batteriet leveres det trefase 400V og 63A til to 22 kW-ladere i lastebilen (Dalløkken, 2016). Det tar ca. 5 timer å lade batteriet til 100%. Innkjøpsprisen var det dobbelte av prisen for tradisjonelle distribusjonsbiler. Til gjengjeld var hensikten å spare

inn på driftskostnader gjennom bilens levetid. Dieselbesparelsen skal være opp mot 17 500 liter årlig (Dalløkken, 2016).



Figur 4: Norges fullelektriske distribusjonsbil. Levert til Asko i 2016 (Dalløkken, 2016).

2.2.2. Elektrisk tungtransport og buss

De siste årene har det vært økt fokus på elektrifisering av transportsektoren. I tillegg til Emoss, jobber også andre aktører med elektrifisering av tungtransport.

- Urban eTruck er designet av Mercedes, og ble i 2017 levert til 20 kunder for testing frem til 2020. Batteripakken skal være 212 kWh, og lades med 100 kW. Rekkevidden skal være 200 km (Svendsen, 2016).
- Tesla Semi ble avduket i 2017, og har forventet rekkevidde på 475 km og 800 km. Energibruk skal være under 2 kWh/km (Tesla, 2018).
- Nikola Motor Company har utviklet Nikola One, som er forventet å rulle ut på veiene i 2020. Den skal ha en rekkevidde opptil 1900 km med en batteripakke mellom 240 og 320 kWh. Primært skal den drives på el, men ha ekstra strømforsyning fra hydrogen og brenselceller (Statnett, 2017), for å kunne kjøre lengere distanser uten å være avhengig av oppladning fra strømnettet.
- Volvo Trucks har designet en elektrisk lastebil for varedistribusjon. Den skal ha et batteri mellom 100 og 300 kWh, rekkevidde på 300 km og kan hurtiglade med 150 kW (Byberg, 2018).

Bussparken er også under elektrifisering. I Oslo er det seks batterielektriske busser. De skal testes på forskjellige ruter i løpet av en pilotperiode på to år, med tre ulike ladesystemer.

- Unibuss har to busser fra Solaris med en batterikapasitet på 75 kWh, og skal hurtiglade fra en pantograf i fem til åtte minutter med 300 kW (Ruter, 2017).
- Nobina har to leddbusser fra BYD med batterikapasitet på 270 kWh, som skal benytte nattlading med 80 kW. Rekkevidden skal være rundt 200 km per ladning (Ruter, 2017).
- Norgesbuss har to busser fra Solaris, men med batterikapasitet på 125 kWh. Bussene skal benytte hurtiglading fra pantograf ved endestasjonen, i løpet av seks til ti minutter med effekt på 400 kW (Ruter, 2017).

Det er sett på muligheten for elektriske busser også i Tromsø. I en utredningsrapport av Ranta et al. (2016) er det foreslått et bussbatteri på 250 kWh med opplading over natten med en ladeeffekt på 80 kW. Ved opplading underveis på ruta, er det foreslått et batteri på 80 kWh med en ladeeffekt på 250 kW.

2.2.3. Energibehov og ladeeffekt

Sripad og Viswanathan (2017) har utført en beregning av energibehov og batterikapasitet til tungtransport med en standard dynamisk kjøretøymodell. Resultatene er basert på varierende kjørelengder. For modellen er rekkeviddene 500, 1000 og 1500 km benyttet. Resultatene fra modellen viser at energibruk for tungtransport ligger mellom 1,37 kWh/km og 1,80 kWh/km, med et gjennomsnitt på 1,62 kWh/km. Nødvendig batteristørrelse for tungtransport med oppgitt energibruk, er henholdsvis 1000, 2000 og 3100 kWh for de ulike distansene (Sripad & Viswanathan, 2017).

Ladeeffekt avgjør hvor lang tid det tar å lade opp en gitt mengde energi i batteriet. Det er nødvendig med ladeeffekt på 400 kW for å lade et batteri på 200 kWh fra 0 til 100% på 30 minutter. For tungtransport med batterikapasitet på 500 kWh, er det nødvendig med ladeeffekt på 2000 kW for å fullade på 15 minutter (den Boer et al., 2013).

2.3. Stasjonært energilagringssystem

2.3.1. Tidligere studie

I Kina er det sett på muligheten for å benytte batterilagringssystem i kombinasjon med hurtiglading for buss (Ding et al., 2015). En hurtigladedestasjon krever høy effekt, samtidig er den koblet direkte på distribusjonsnettet og må dele nettet med andre effektkrevende komponenter. Det oppstår dermed en risiko for overbelastning. Ideen med et energilagringssystem er at bussen trekker energi fra batteriet, samtidig som den lader fra nettet. Effekten som er nødvendig for å lade bussen fra nettet kan dermed reduseres. Bruk av energilager reduserer effekttopper i distribusjonsnettet, og samtidig reduseres effektavgift og kostnader for nettutbygging. Ding et al. (2015) legger fram en modell med et optimeringsproblem, med mål om å minimere investeringskostnader og driftskostnader, samtidig som etterspørsel etter ladning blir dekket. Investeringskostnad inkluderer energilagringssystem og trafo-system for hurtigladedestasjonen. Resultatet av modellen viser en kostnadsreduksjon på 22,85%, redusert topplast og nødvendig kapasitet på trafo-systemet.

Lagringssystemer er en viktig teknologi for å muliggjøre effektutjevning ved oppladning av el-ferge. Det er mange teknologier på markedet, og hvilken driftsprofil lagringssystem har, er avgjørende for valg og egnethet for lagringsteknologien.

2.3.2. Superkondensator

En superkondensator er et elektrisk lagringssystem. Det er en dobbellags kondensator, som opererer på samme prinsipper som en standard kondensator. Superkondensatoren har høy sykluslevetid (over 100 000 sykluser), hurtig oppladning uten risiko for overladning, og et vidt temperaturrom for drift (-40°C til 70°C) (Evans et al., 2012). Det er påvist at superkondensatorene reduserer spenning og kraftfluktasjoner ved integrering med vindturbiner (Evans et al., 2012). Ulempen er at de kostbare og krever styringssystemer på grunn av variasjon i spenning ved utladning.

2.3.3. Svinghjul

Svinghjul er et mekanisk lagringssystem, som lagrer energi i et vinkelmoment fra en roterende masse. En motor drar svinghjulet i gang, og utladning skjer ved å benytte samme motor som generator for produksjon av energi. Det totale energipotensialet til svinghjulet er en funksjon av rotorens hastighet og størrelse. Effekten er avhengig av generatoren. Systemet har høy virkningsgrad, rundt 20 år levetid og rask oppladning (Evans et al., 2012). Liten lagringskapasitet gir at første generasjons svinghjul kun er egnet for små energibehov. Svinghjul er typisk brukt for systemer med høy effekt i korte perioder.

2.3.4. Brenselceller

Brenselceller benytter elektrokjemisk energikonvertering til å lagre og generere elektrisitet. En brenselcelle er et godt valg for utnyttelse av hydrogen. Ulempen er at de er kostbare og har en relativ lav virkningsgrad. Fornybar kraft kan benyttes for å produsere hydrogen og oksygen fra vann, der hydrogen kan benyttes i brenselceller for å generere elektrisitet (Evans et al., 2012).

2.3.5. Batterier

Batterier er kjemiske lagringssystemer, som konverterer kjemisk energi til elektrisk energi. Det er vanlig å skille mellom to typer batterier, primærbatterier og sekundærbatterier. For denne oppgaven er sekundærbatterier vurdert, fordi de er oppladbare.

2.3.5.1. Bly-syrebatterier

Bly-syrebatterier (Pb-syre) er en moden teknologi, og er mest benyttet for lagring av elektrisk energi over hele verden. Batteriene kan integreres i ulike systemer og har en relativ lav kostnad. Ulempen er høy vekt, lav spesifikk energi og effekt, fall i kapasitet ved lave temperaturer, kort syklusliv (100-1000 sykluser), krav til vedlikehold og fare forbundet med håndtering av bly og svovelsyre gjennom produksjon og kassering av batteri (Evans et al., 2012).

I California er det etablert et batterilagringssystem som har effekt på 10 MW og energikapasitet på 40 MWh. Systemet er et demonstrasjonsprosjekt og er benyttet for effektutjevning, reservesystem, frekvenskontroll og spennings-og reaktiv effektkontroll.

Batterisystemet har en virkningsgrad på 72%, og bly-syrecellene gir minimum 2000 dype utladningssykluser (Leadbetter & Swan, 2012b).

Ny forskning inkluderer for eksempel karbon som elektrode-materiale for økt syklusliv. Tester av bly-karbonbatteri tyder på at sykluslivet, under høy effekt, vil være fire til fem ganger større enn sykluslivet til dagens blybatterier (Leadbetter & Swan, 2012b). Det bidrar til at teknologien har et lovende potensial, og kan bidra til kostnadsreduksjon for lagringsteknologi.

2.3.5.2. Natrium-svovelbatteri

Natrium-svovelbatteri (Na-S) har god sykluslevetid og er en relativ moden teknologi. Batteriet er godt egnet for effektutjevning. Ulempene er høy selvutladning per dag og høye temperaturkrav ved drift (Evans et al., 2012). Driftstemperaturen til natrium er 300°C til 350°C. Når batteriet ikke er i bruk, kan daglig tap av kapasitet være 20% av den totale kapasiteten til batteriet, ved synkende temperatur (Leadbetter & Swan, 2012b). Na-S batterier har middels til lav kostand (Leadbetter & Swan, 2012b).

I 2012 hadde verdens største batterilagringssystem av Na-S-batterier en effekt på 34 MW og energikapasitet på 245 MWh, og er installert for stabilisering av en 51 MW vindpark (Leadbetter & Swan, 2012b).

2.3.5.3. Strømningsbatterier

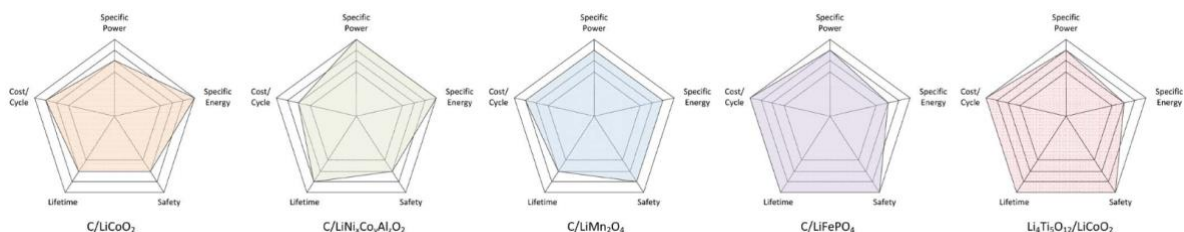
Strømningsbatterier konverterer kjemisk energi direkte til elektrisitet. Batteriet lagrer energi i to tanker, en for flytende elektrolytter og en for regenerative brenselceller (Leadbetter & Swan, 2012b). Fordelen med batteriet er at reaktantene ikke er lagret i kontakt med elektrodene, som gjør selvutladningen lav. Den vanligste formen av strømningsbatterier er vanadiumbatteriet. For å benytte batteriet til større systemer, kan flere enheter bli koblet sammen, mot at mengden elektrolytter økes. Ulempen er høye kostnader, og at teknologien enda er umoden (Leadbetter & Swan, 2012b).

2.3.5.4. Litium ion-batterier

Li-ion-batterier er hovedsakelig kobolt og fosfat basert, men kan også være forurenset med andre materialer for å få fram andre egenskaper. Li-ion-batterier har høy sykluslevetid, høy virkningsgrad og lav selvutladning (Evans et al., 2012). Ulempen er høye kostnader, sikkerhetshensyn og behov for batteristyring. Fosfat-baserte Li-ion-batterier har høyere virkningsgrad, men en lavere kostnad enn kobolt-baserte. (Evans et al., 2012). Fosfatbaserte Li-ion-batterier er en nyere teknologi, og stiller krav til videre utvikling.

Bruk av Li-ion-batterier til energilagring på kraftnettet er relativt nytt. Nett-tilkoblede Li-ion-systemer er benyttet for integrasjon av fornybar energi og nettstabilitet. I august 2011 ble det installert en 1,2 MWh batteribank i Ontario for integrering av fornybar energi. Utviklingen har resultert i at ytelsen til Li-ion-batterier øker, samtidig som kostnaden har blitt redusert (Leadbetter & Swan, 2012b).

Li-ion-batterier har et bredt bruksområde og foretrukne egenskaper i forhold til andre batteriteknologier, og er grunnen til at de er mye forsket på. Ulike materialer for katode, anode og produksjonsprosesser har vært utgangspunkt for forskningen. Den mest utbredte forskningen er på katoden, og er basert på å erstatte LiCoO_2 med materialer som LiFePO_4 , LiMn_2O_4 , $\text{LiNi}_{0.5}\text{Mn}_{1.5}\text{O}_4$, etc. (Leadbetter & Swan, 2012b). *Figur 5* viser en sammenligning av egenskapene de kjemiske sammensetningene gir. Egenskapene er spesifikk energi-og effekt, sikkerhet, levetid og kostnad per syklus.



Figur 5: Radardiagrammer illustrerer de forskjellige egenskapene til utvalgte Li-ion-batterier, og sammenligner spesifikk effekt og energi, sikkerhet, levetid og kostnad per syklus (Swierczynski et al., 2015).

Forskning på anoden innebærer bruk av Li-Sn (Litium-tin) og Li-Si (Litium-silikon), men fører ofte til ekspansjon av materialet og utfordrer utviklingen. Forskning pågår for å identifisere stoffer for termisk stabilitet. Til eksempel er titan-anoden rettet mot hurtig- ladning/utladning, men forskningen er i tidlig stadiet (Leadbetter & Swan, 2012b). Altairnano (2018) har utviklet

et LTO-batteri (Litium-titan) som kan oppnå mer enn 25 000 fulle sykluser og har levetid på 25 år. Målet med forskningen er å redusere produksjonskostnader, øke ytelsen, levetiden og sikkerheten.

Li-S-batterier (Litium-svovel) har i senere tid vist spennende resultater (Bellona, 2018). Li-S-batterier er kjent for høy energitetthet og lav vekt. I motsetning til dagens Li-ion-teknologi, som antas å ha en begrensning på 350 Wh/kg, kan utviklingen for Li-S-batterier starte på 200 til 350 Wh/kg. Li-ion-batterier har foreløpig langt flere ladesykluser enn Li-S-teknologien, med det forventet at antall ladesykluser øker samtidig som energitettheten øker mot 500 Wh/kg (Bellona, 2018). Det teoretiske potensialet er stort, og representerer fremtidens utviklingsmuligheter. Ved å erstatte kobolt, kadmium og nikkel, kan produksjonskostnadene reduseres.

2.3.6. Batteridegradering

Degradering av batteri er en unngåelig prosess, som skyldes elektrokjemiske reaksjoner. Slitasje fører over tid til redusert kapasitet og økt resistans i batteriet, og er viktig å ta høyde for ved planlegging og dimensjonering av et batterisystem.

Reinvestering er nødvendig når batteriet ikke lenger kan levere tilstrekkelig energi. For å forstå hvilke faktorer som påvirker degradering av batteriet, er aldringsmekanismer og driftsforhold viktig. Levetiden til batteriet er avhengig av faktorer som temperatur, antall sykluser, tid i lagring, state-of-charge (SoC) og depth-of-discharge (DoD).

Batteridegradering er ikke gitt av én faktor alene, men av flere faktorer og prosesser.

Prosessene kan ikke bli undersøkt uavhengig av hverandre fordi de oppstår på samme tid, og kompliserer analysen av aldringsmekanismene (Vetter et al., 2005).

2.3.6.1. Tidligere studie

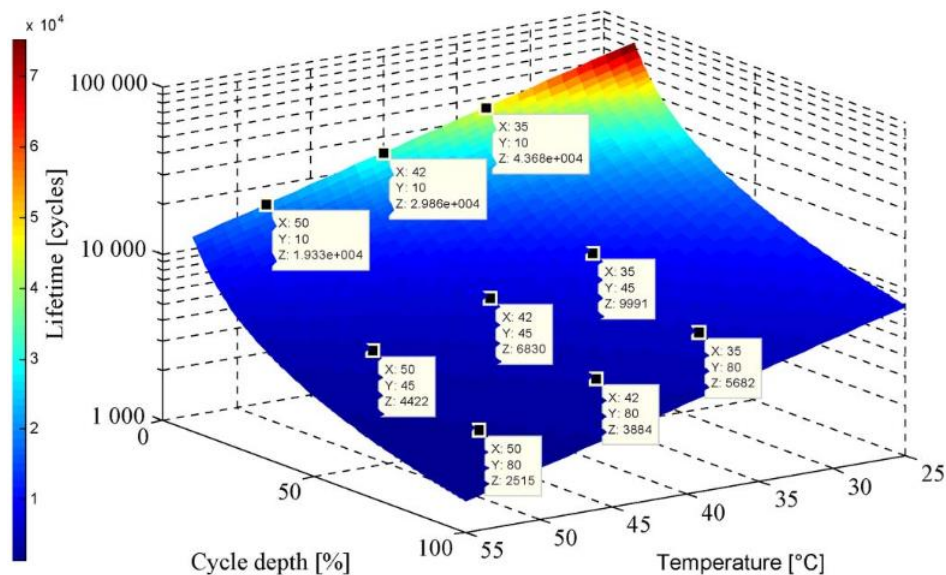
Levetiden til et nanofosfat LiFePO_4/C -batteri, benyttet i elektriske biler, er undersøkt av Swierczynski et al. (2015). Det er utviklet en semi-empirisk modell for beregning av levetid ved lagring og syklus. Modellen er testet på romtemperatur fra 25°C til 55°C, opplading av batteriet på 15 minutter, med DoD på 100% og SoC på 50%. Resultatene viser at levetiden til batteriet er nådd etter 13,72 år ved 20% degradering av kapasiteten og 8000 sykluser.

Swierczynski et al. (2015) har testet modellen på to ulike kjøreprofiler. Resultatene viser at batteriet i kjøretøyet med opplading når SoC-nivået er lavt, har lengere levetid enn batteriet

som er ladet mellom hver kjøretur. Henholdsvis 10,75 år og 8,16 år. Det er observert at degraderingen er 2,5 ganger større for hver økning av temperaturen på 10°C.

2.3.6.2. Degradering gitt av syklus

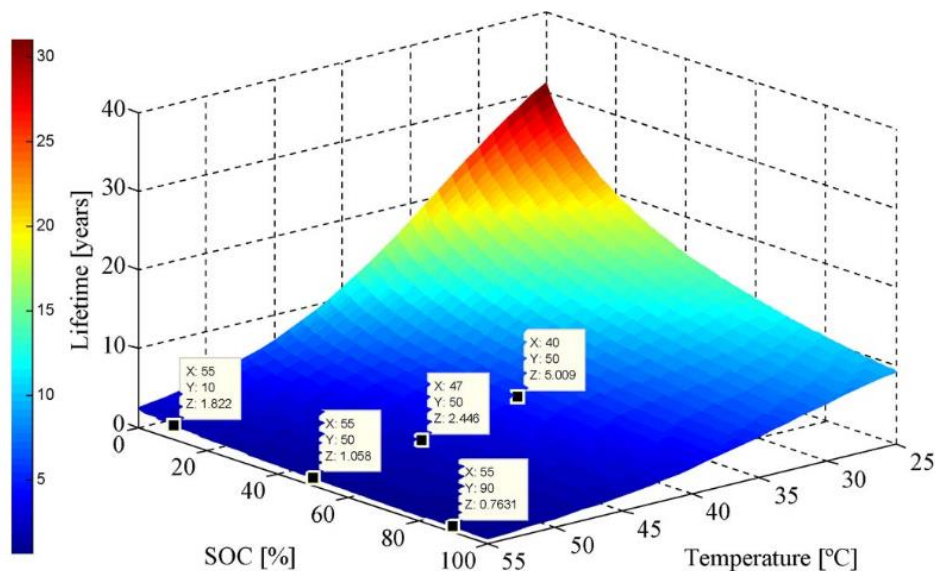
Degradering som følge av syklus er irreversibelt tap av batterikapasitet gitt av opplading og utlading. Utladningsdybde, antall sykluser og omgivelsestemperatur er viktige slitasjefaktorer. Slitasje av batteri kan reduseres ved optimal drift. *Figur 6* viser hvordan levetiden blir påvirket av DoD og temperatur. Levetiden er mer følsom for DoD enn temperatur ved syklus (Swierczynski et al., 2015).



Figur 6: Batteridegradering gitt av syklus. Degraderingen er mer følsom for DoD enn temperatur (Swierczynski et al., 2015).

2.3.6.3. Degradering gitt av lagring

Degradering som følge av lagring er definert som irreversibelt tap av batterikapasitet i løpet av den tiden batteriet ikke er i bruk. Store deler av levetiden til batteriet kan i tilfeller bli benyttet til lagring av energi. Optimalisering av lagringsforhold er viktig for å forlenge levetiden. Temperatur, lagringstid og SoC er avgjørende faktorer for slitasje. *Figur 7* viser hvordan levetiden er påvirket av SoC og temperatur. Levetiden er mer følsom for temperatur enn SoC ved lagring (Swierczynski et al., 2015).



Figur 7: Batteridegradering gitt av lagring. Degraderingen er mer følsom for temperatur enn SoC (Swierczynski et al., 2015).

2.3.6.4. Temperatur

Det optimale temperaturrommet for drift av Li-ion-batterier er mellom 0°C til 40°C (Ruud & Svennson, 2018). Leverandører oppgir ofte et vidt temperaturområde, men drift av batteriet i ytterkant kan akselerere degraderingen. Swierczynski et al. (2015) beregner degradering av et LiFePO₄-batteri med spesifikasjoner for temperatur ved lagring mellom -40°C og 60°C og for syklus mellom -30°C og 55°C.

2.3.6.5. Utladningsdybde

Utladningsdybden (DoD) til batteriet er oppgitt i prosent og er definert som forholdet mellom maksimal energimengde som lades ut, og den maksimale energimengden som kan lagres (Komarnicki, 2017). DoD er en avgjørende faktor for levetiden til batteriet. En høy DoD påfører større slitasje på batteriet enn en lav DoD. Det innebærer at færre fulle sykluser kan oppnås i levetiden til batteriet med høy DoD enn ved lavere DoD.

2.3.6.6. Energinivå i batteriet

Energinivået i batteriet (SoC) angir hvor stor andel av kapasiteten som er utnyttet (Komarnicki, 2017). En høy SoC betyr at anoden innehar en høy mengde av litium ioner og batteriet inneholder en stor energimengde. I lengre lagringsperioder er påvirkningen av en høy SoC størst.

2.3.6.7. C-verdi

C-verdi angir hvor høy ladeeffekt et batteri kan lade med. En C-verdi på 4, tilsier at et batteri kan lades opp/ut på 15 minutter. Om batteriet ikke er mottakelig for ladeeffekten, kan det føre til raskere degradering eller ødelegge batteriet. Swierczynski et al. (2015) har testet batteriet med 4C.

2.4. Kostnadskomponenter

2.4.1. Tidligere studie

Han et al. (2015) har benyttet en genetisk algoritme for å identifisere batteriteknologien som er mest lønnsom å benytte til energilagring, og samtidig finne optimal kapasitet på batteriet. Inntektene er definert som oppnådde inntekter ved utjevning av lasten i kraftnettet. Det er også indirekte inntekter, som gis av utsatte investeringer, fordeler for miljøet, statlige subsidier og inntekter i form av redusert tap på linjen. Kostnaden for energilagringssystemet er i hovedsak investeringskostnaden for battericellene, kontrollsystemet og driftskostnadene, samt reinvesteringen i batteriet. Resultatet av modellen til Han et al. (2015) viser at Li-ion-batterier er best egnet til energilagring, og en kombinasjon av Li-ion og vanadiumbatteri (VRB) gir høyest inntekt. Total kapasitet for batteriene er 7,13 MWh Li-ion batterier og 4,32 MWh av VRB.

2.4.2. Kostnader knyttet til BLS

Kostnadene for et BLS er gitt av batteriinvestering, DC/DC konvertering, kontrollsystemer og batterihus. Li-ion batteriet har et termisk system som skal regulere temperatur og fuktighet. Komponentene utgjør til sammen totale investeringskostnader for BLS.

2.4.2.1. Investeringskostnader

Kostnaden av batterisystemer er redusert de siste årene på grunn av økt distribusjon og interesse for lagring av variabel fornybar energi. Et eksempel er batterilagring for solcellesystemer i Tyskland, der prisene falt med 25% i 2014, grunnet økonomisk vekst, økt produksjonskapasitet og utviklingen av elektriske kjøretøy (IRENA, 2015). Kostnaden for Li-ion-batteri er estimert til å være 175-350 \$/kWh innen 2020 og ytterligere redusert innen

2030, på grunn av dagens nivå av forskning og utvikling (Few et al., 2018). I 2015 ble kostnaden angitt til å være 3000 RMB/kWh for LiFePO₄ (Ding et al., 2015). Med valutakurs for 2015 og konsumprisindeksen tilsvarer det 4064 kr/kWh i 2018 (Norges-bank, 2018; Rochleng, 2018).

2.4.2.2. Driftskostnader

Driftskostnadene for BLS består av effekt- og energikostnader. Når batteriet degraderes, vil energi- og effektkapasiteten til batteriet synke (Martinsen, 2016). Når batteriet ikke kan avgi energi over gjennomsnittlig effektbehov for opplading, må effekten fra kraftnettet øke, som vil gi høyere effektavgift. Økte driftskostnader vil påvirke lønnsomheten negativt.

2.4.3. Ladestasjon for tungtransport

Det er ulike typer for hurtigladdestasjoner for kommersiell ladning tilgjengelig på markedet. Totale investeringskostnader for fire hurtigladdestasjoner (FCS) er gitt i *Tabell 1* (Alhazmi & Salama, 2017).

	FCS50	FCS100	FCS125	FCS250
Levetid [år]	10	10	10	10
Effekt [kW]	50	100	125	250
Totale investeringskostnader over 10 år [\$]	120 000	220 000	272 500	420 000

Tabell 1: Kostnad for hurtigladdestasjoner (Alhazmi og Salama (2017))

2.4.3.1. Pris på hurtiglading

Salgspris på hurtiglading varierer mellom eiere av ladestasjonene. Fortum Charge & Drive tar 2,50 kr/min, det samme gjør Grønn kontakt. BKK/Lyse tar i tillegg 10 kroner i oppstartskostnad (Haugneland, 2017). Hurtiglading er betegnet som ladning med effekt over 43 kW. Det betyr en pris per kWh på 3,49 kroner hos både Fortum Charge & Drive og Grønn kontakt.

2.4.4. Kraftpris og effektavgift

Kraftpris betales til kraftselger, og nettleie betales til netteier. Kraftkostnadene (nettleie) til netteier består av et årlig fastledd (kr/år), energiledd (øre/kWh) og et effektledd, ofte oppgitt i kr/kW/måned. Kraftselger velges fritt av kunden, mens netteier varierer med område.

Kraftprisen avhenger av tilbud og etterspørsel, men er som regel relativt stabil. Kraftprisen er stort sett lik for private kunder og bedriftskunder, og var 32,8 øre/kWh i gjennomsnitt for næringsvirksomheter i siste kvartal 2017 (Aanensen & Holstad, 2018). Selv om kraftprisen stort sett er lik for private kunder og næringsvirksomheter, varierer kraftkostnadene til netteier.

2.4.4.1. Effektagift

Beregningsgrunnlag for effektagift kan variere mellom netteiere. Ofte er det beregnet middelvei for hver klokke, og det er den høyeste middelveien per måned som utgjør effektleddet. Hafslundnett (2018) avregner effektleddet etter anleggets høyeste midlere effektuttak per kalendermåned. Nord-SaltenKraft (2018) avregner effektleddet basert på høyeste timesavlesningen innen hvert kvartal og maksimaleffekten beregnes som et gjennomsnitt av de tre høyeste timesavlesningen.

2.4.5. Anleggsbidrag

Ved utbygging eller forsterking av kraftnettet på forespørsel fra kunder, kan nettselskapet kreve et anleggsbidrag. Kostnadsgrunnlaget er beregnet ut fra alle kostnader som påløper av utbyggingen. Kostnadene må dekkes av den som utløser tiltaket. Kostnadsfaktorer som inngår i beregningsgrunnlaget er eksempelvis kabel, rør, materialkostnader ved økning av transformator kapasitet, arbeidstimer, idriftsettelse, kontroll og eventuelle grøftkostnader. Anleggsbidraget vil være en del av investeringen i prosjektet.

2.5. Lønnsomhetsanalyse

En lønnsomhetsanalyse gir beslutningstakere verdifull informasjon ved iverksetting av et prosjekt, og mulighet til å sikre optimal gjennomføring og gevinstrealisering. De økonomiske konsekvensene av et prosjekt er avgjørende for beslutningsgrunnlaget ved valg mellom ulike prosjekter. At et prosjekt er lønnsomt er målet i de fleste prosjekter. Investeringer i

prosjekt medfører en ulempe i startåret, men fordeler i fremtiden. Innbetalingene fra et salg skal, i tillegg til å dekke de løpende utbetalingene, også forsvare de investeringene som har gjort prosjektet mulig. Uansett hvor godt du planlegger og garderer deg, vil konsekvensene av de fleste investeringsprosjekter være usikre.

2.5.1. Analyseperiode og kalkulasjonsrente

Analyseperioden er den tidsperioden alle nytte- og kostnadsvirkninger av et prosjekt strekker seg over. Ved fastsettelse av analyseperioden er utgangspunktet at perioden er lang nok til å fange opp alle økonomiske virkninger av prosjektet. Som en hovedregel tar analyseperioden utgangspunkt i oppstartsåret, som er tidspunktet for den første kostnads- eller nyttevirkingen av prosjektet (Direktoratet for økonomistyring, 2014). For fysiske investeringer vil levetiden være gitt av tiden fram til de må erstattes. Finansdepartementets rundskriv R-109/2014 gir føring på fastsettelse av analyseperiode. Hovedprinsippet går ut på at analyseperioden skal sammenfalle med levetiden til prosjektet (Longva & Tversøl, 2014).

Basert på analyseperioden fastsetter Finansdepartementets R-109/2014 hvilken kalkulasjonsrente som skal benyttes. Kalkulasjonsrenten er definert som ”*den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved å binde kapital til et tiltak og reflekterer kapitalens avkastning i beste alternative anvendelse*” (Direktoratet for økonomistyring, 2014). Samfunnsøkonomiske analyser skal følge kravene og prinsippene som er gitt i rundskriv R-109/14 av finansdepartementet (dfo, 2018). Rundskrivet oppgir en risikojustert kalkulasjonsrente for statlig tiltak på 4% for perioder på 0 til 40 år (Longva & Tversøl, 2014).

2.5.2. Nåverdimetoden

Nåverdimetoden er i følge Direktoratet for økonomistyring (2014) en metode for å analysere lønnsomheten av prosjekter. Metoden innebærer omregning av de periodiske nytte- og kostnadsvirkningene til nåverdier. Nåverdien er den samlede nytte- og kostnadsvirkningen over perioden gitt i dagens kroneverdi. Det blir gjort ved å diskontere fremtidige økonomiske virkninger, ved å benytte kalkulasjonsrenten. Nytt og kostnadsvirkningene skal diskonteres tilbake til prosjektets oppstartsår. Effekten er at fremtidige nytte- og kostnadsvirkninger blir satt til en lavere verdi i påløpende perioder enn i dag. Virkningene blir mindre tellende desto lenger frem i tid de er forventet. Høyere kalkulasjonsrente gir sterkere diskonteringseffekt.

NNV er nåverdien til alle nyttevirksomheter fratrukket nåverdien av alle kostnadsvirkninger. Det er det primære kriteriet for å avgjøre om prosjektet er lønnsomt eller ikke. En positiv NNV av et prosjekt indikerer lønnsomhet og vice versa. Skal prosjektene sammenlignes er det prosjektet med den høyeste positive NNV som er mest lønnsomt.

I prosjekter som består av komponenter med ulik levetid, er ikke en direkte sammenligning av NNV korrekt. I slike tilfeller må nytte- og kostnadsvirkningene som de ulike komponentene gir, bli sett på innenfor samme tidsperiode. Blir det tatt utgangspunkt i komponenten med lengst levetid må det bli tatt hensyn til reinvesteringer i komponentene med kortere levetid. En annen metode er å ta annuiteten til hver enkelt komponent, som blir gitt av levetiden og kalkulasjonsrenten. Annuiteten er den periodiske verdien som har samme nåverdi som prosjektet over prosjektets levetid. Nåverdien til alle komponentene blir summert over perioden gitt av den komponenten med kortest levetid. På den måten kan NNV for prosjekter beregnes og lønnsomheten fremkommer.

2.5.3. Følsomhetsanalyse

Lønnsomhetsanalyse kan være basert på faktorer det er knyttet usikkerhet til, og som kan påvirke analysen. En følsomhetsanalyse er et verktøy for å beregne hvordan og i hvor stor grad de usikre faktorene påvirker prosjektets lønnsomhet. Analysen utføres med utgangspunkt i lønnsomhetsberegninger basert på de forventede verdiene. Lønnsomhetsberegninger utføres så for den maksimale og den minimale verdien av den usikre faktoren. Resultatet blir et utfallsrom for NNV og et intervall av virkningen for verdiens avvik fra det forventede. Er NNV for et prosjekt positiv, selv ved det mest pessimistiske tilfellet, er prosjektets lønnsomhet robust. Er NNV negativ ved det pessimistiske tilfellet, er prosjektet lite robust for endringer i forutsetningene, og tiltak for å redusere usikkerhetsfaktoren bør iverksettes.

2.5.4. Internrente

Internrenten er den diskonteringsrenten som gir prosjektets kontantstrøm nåverdi lik null. Selv om NNV alene gir et svar på lønnsomhet, vil det være en fordel å kjenne til prosjektets interne rente. Den interne renten forteller om prosjektets prosentvise avkastning på den kapitalen som til en hver tid er bundet i prosjektet (Bøhren & Gjørn, 2016).

3. Metode

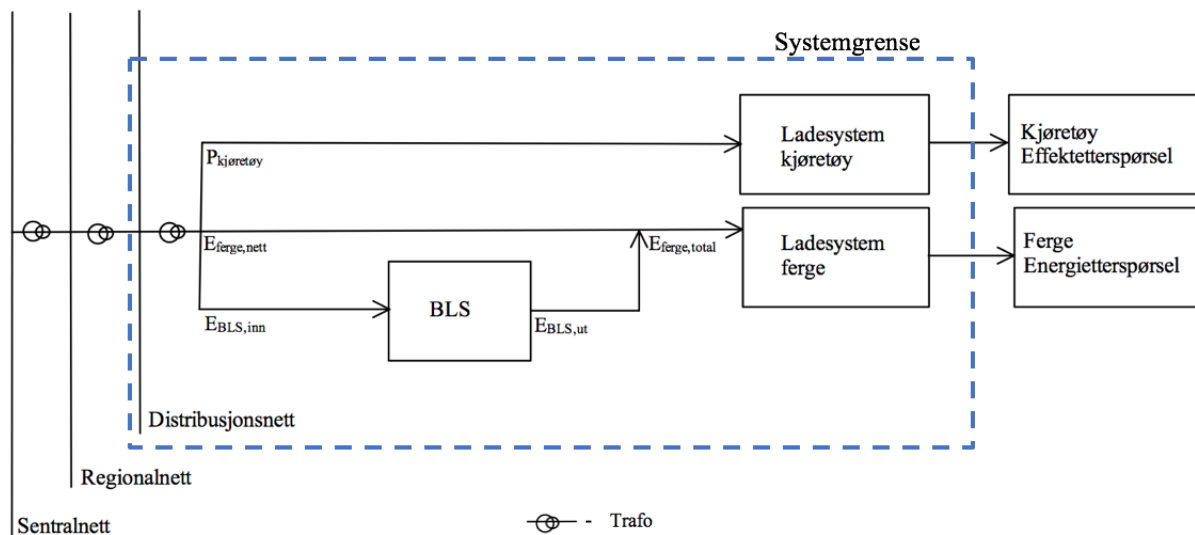
3.1. Systemgrense og design

Systemgrensen for oppgaven dekker distribusjonsnett og trafo-stasjon, ladestasjon til ferge, BLS, ladestasjon til kjøretøy og energietterspørselen til ferge og kjøretøy. *Figur 8* illustrerer systemgrensen med stiptet linje. Faktorer utenfor systemgrensen er ikke tatt hensyn til i oppgaven.

Distribusjonsnettet leverer spenning til transformatoren, som leverer effekt til fergekaien. Hvilken effekt som er tilgjengelig på fergekaien, setter kravet for hvilken investering som må gjøres i nettet.

Det antas at fergen skal elektrifiseres, og investeringen i ladestasjonen er derfor irreversibel (sunk cost). Etterspørselen av energi til ferge setter kravet for den mengden energi som må leveres, og hvilken belastning energioverføringen har på nettet.

I tiden den elektriske fergen ikke ligger til kai, er det mulig å tilby ladning til andre formål, dersom det er tilgjengelig effekt. En multitjeneste ladestasjon leverer ladning til tungtransport, som skal reise med fergen.



Figur 8: Systemdesign med komponenter, som viser systemgrensen i oppgaven.

3.2. Grunnlag for metode

Metoden til Mjelde et al. (2015) er benyttet for beregning av energibehov til fergen, og baserer beregningene på data fra fergen Ampere.

Fra fergeselskapene Fjord1 (2018) og Torghatten-Nord (2018) er rutetabellene hentet for å kartlegge hvor lenge fergene ligger til kai mellom hver overfart. Overfartstiden er lagt til avgangstiden fra motstående kai for å finne ankomsttiden til fergen på den aktuelle kaien. Ankomsttiden til fergen gir utgangspunkt for kailiggetid og bortetid.

Ferjedatabanken (2018) driftes av Statens vegvesen, og er benyttet for innhenting av trafikkgrunnlaget i oppgaven. Databanken inneholder trafikkstatistikk hentet fra fergeselskapenes billettsystem for samtlige fergesamband og de fleste fylkesvegsamband. I databanken er det samlet data fra og med 2007. Databanksystemet kan produsere statistikkrapporter og analyser av trafikkflyten på fergestrekningene. Dataene som er tilgjengelige benyttes til prosjektplanlegging og trafikkanalyser av Statens vegvesen og fylkeskommuner, i tillegg til eksterne brukere som planleggere, forskere, konsulenter og offentlige etater og institusjoner. Enkelte feil og mangler kan forekomme, men i hovedsak er datakvaliteten tilfredsstillende.

Solhaug (2018) og Gagnat (2018) ved Nord-Salten Kraft og Mørenett, har bidratt med informasjon om nettilgang og investeringskostnader på fergekaiene.

Algoritmen til Swierczynski et al. (2015) for batteridegradering benyttes for å vurdere levetiden til BLS.

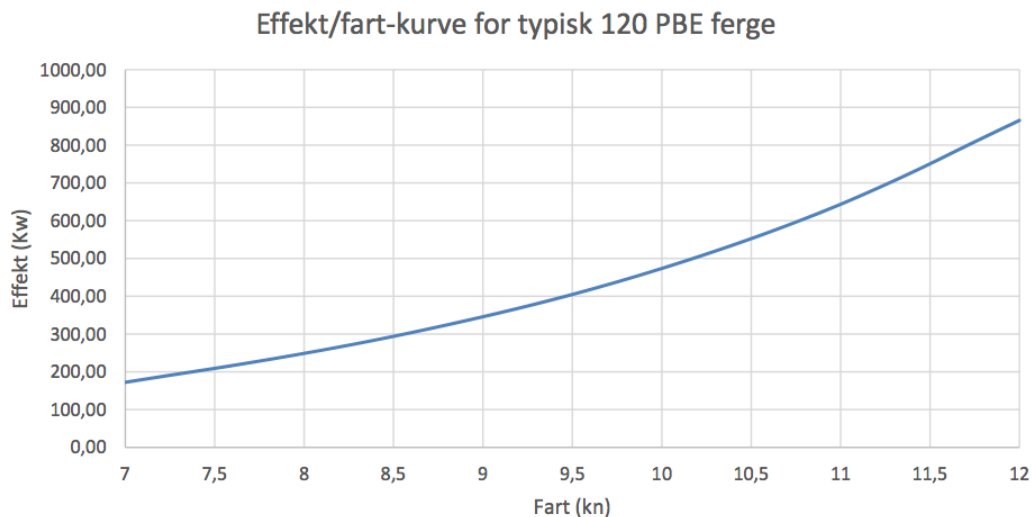
3.3. Valg av case

I denne oppgaven er de 52 fergestrekningene, som arbeidet til Energi Norge og DNV-GL har resultert i, benyttet som utgangspunkt for analyse. Problemstillingen bygger på samspill mellom tungtransport og ferger, og det er derfor satt ytterligere kriterier for potensielle fergestrekninger. Det er avgjørende at fergesambandet blir benyttet av tungtransport til langdistanse, for en etterspørsel etter kraft både til ferge og tungtransport på fergekai. Mange av landets fergestrekninger opererer mellom mindre tettsteder og øyer hvor fergen sjeldent transporterer tungtransport. Det er satt kriteriet om at sambandet driftes mellom europaveier fra fastland til fastland.

3.4. El-ferger

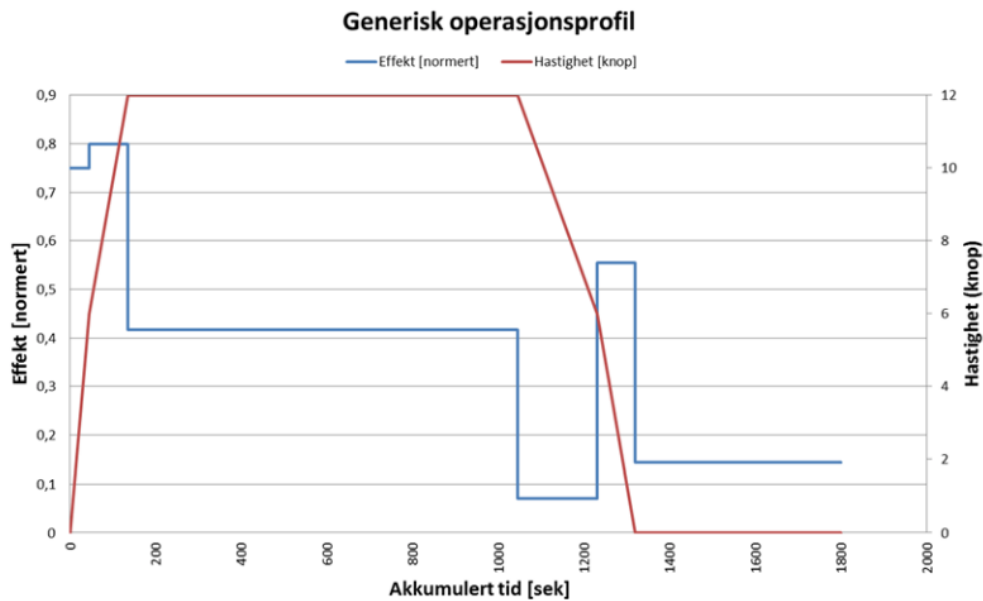
3.4.1. Energibruk per overfart

Forutsetningene for metoden til Mjelde et al. (2015) innebærer at ferger har en kapasitet på 120 personbilenheter, en overfartshastighet på 12 knop, en motoreffekt på 2 x 450 kW og aluminiumkonstruksjon. Heretter referert til som 120 PBE-ferge. Det er i samsvar med ferger Ampere, og forenklingen er gjort i samråd med Energi Norge for å få et beregningsgrunnlag for energibehovet. Fergestrekningene er ofte relativt korte og hastigheten til ferger varierer gjennom operasjonsprofilen. Sammenheng mellom hastighet og effektbehov for 120 PBE-ferger benyttes for å beregne energibehovet. *Figur 9* illustrerer hvordan effektbehovet øker eksponentielt med hastigheten (Mjelde et al., 2015).



Figur 9: Effekt/fart-kurve for en representativ 120 PBE –ferge. Grafen viser at effektbruken øker eksponentielt med farten (Mjelde et al., 2015).

Effektbruken til ferger varierer med hastighet og er derfor ulik for manøvrering, akselerasjon, overfart, retardasjon og kailigge. Det er ikke tatt hensyn til variasjoner i energibehov per overfart som kan oppstå som følge av vær- og vindforhold. Det innebærer at energibehovet i realiteten kan avvike fra det som er beregnet. Gjennom overfarten er det akselerasjonen som krever høyest effekt, selve overfarten krever middels effekt og retardasjon krever den laveste. Manøvrering til kai og kailigge er også operasjonsmoduser som krever effekt. *Figur 10* viser en operasjonsprofil sammen med normert effekt for gitt hastighet. Det er kun tid i ulike operasjonsmoduser som varierer mellom fergestrekningene (Mjelde et al., 2015).



Figur 10: Illustrasjon av driftsprofil for en representativ 120PBE-ferge. Grafen viser hvordan effekten og hastigheten varierer for akselerasjon, overfart, retardasjon, manøvrering og kailigge (Mjelde et al., 2015).

Tabell 2 viser fordelingen i tid og energibruk for en fergestrekning. Energibruk for manøvrering, akselerasjon og retardasjon er kjent, men ukjent for overfart og kailigge. Den må beregnes for den enkelte strekning, og varierer med overfartstid og rutetabell.

	Fra kai	Akselerasjon	Overfart	Retardasjon	Til kai	Kailigge
Tid [min]	0,75	1,5	<i>Overfartstid</i>	3	1,5	<i>Varies</i>
Fart [knop]	2	6	12	6	2,5	0
Motorlast [%]	75	80	42	7	56	14
Effektbruk [kW]	675	720	378	63	504	126
Energibruk [kWh]	8,44	18	<i>Varies with overfartstid</i>	3,15	12,6	<i>Varies with tiden</i>

Tabell 2: Verdier for operasjonsmoduser

For beregning av energibruk per overfart og kailigge må tiden være kjent. Kailiggetid benyttet i energiberegningen, er gjennomsnittet av de ulike kailiggetidene gjennom døgnet.

Overfartstid er gitt av:

$$T_{\text{overfart}} = T_{\text{total}} - T_{\text{man, fra}} - T_{\text{akselerasjon}} - T_{\text{retardasjon}} - T_{\text{man, til}} \quad (1)$$

Der:

T = tid [min]

$T_{\text{man, fra}}$ = tid i manøvrering fra kai [min]

$T_{\text{man, til}}$ = tid i manøvrering til kai [min]

Energibruk per overfart og for kailigge er gitt av:

$$E_{\text{operasjonsmodus}} = P_{\text{operasjonsmodus}} \times T_{\text{operasjonsmodus}} \quad (2)$$

Der:

E = energi [kWh]

P = effekt [kW]

Totalt energibruk per overfart er gitt av:

$$E_{\text{ferge, total}} = E_{\text{man, fra}} + E_{\text{akselerasjon}} + E_{\text{overfart}} + E_{\text{retardasjon}} + E_{\text{man, til}} + E_{\text{kailigge}} \quad (3)$$

3.4.2. Effektbehov

Det er nødvendig med høy ladeeffekt for å overføre nok energi til fergen. Ladeeffekten varierer med tilgjengelig ladetid. Det er gjort en forutsetning om at fergen benytter 30 sekunder på til- og frakopling av ladesystemet, i likhet med fergen Ampere. Tiden er trukket fra kailiggetiden for å finne tilgjengelig ladetid. Varierende ladeeffekt vil påvirke nettbelastning gjennom dagen. Den høyeste ladeeffekten dimensjonerer tilgjengelig effekt på kaien, og er gitt av:

$$L_{\text{ferge}} = \frac{E_{\text{ferge, total}}}{T_{\text{ferge}}} \times \eta \quad (4)$$

Der:

L = ladeeffekt [kW]

T_{ferge} = ladetid ferge [min]

η = virkningsgrad lik 1

3.5. Stasjonært energilagringssystem

I oppgaven er Li-ion-batteri benyttet for energilagring. Det gir god sikkerhet, lavt støyvolum, mulighet for skalering og lavt vedlikehold. Det er også en fordel at batteri ikke blir påvirket av topografi, geologi eller bevegelige deler (Leadbetter & Swan, 2012a). Ulempen er batteridegradering som fører til redusert levetid. Valg av batteriteknologi er avgjørende for ønskede egenskaper, og Li-ion batteri vil være en godt egnet teknologi. Batteriene kan oppnå en levetid på 10 000 sykluser og virkningsgrad på 0,85 til 0,9 (Zakeri & Syri, 2015). Fremtiden for Li-ion batterier er lovende, og produsentene forbedrer stadig funksjonalitet, materialbruk og sikkerhet. Li-ion batterier har dessuten læringskurver som viser kontinuerlig kostnadsreduksjon.

3.5.1. Nettbelastning for ferge og BLS

BLS vil redusere nødvendig nettbelastning for fergen ved oppladning. For jevn nettbelastning gjennom døgnet, er en felles ladeeffekt for ferge og batteribank beregnet med korteste kombinerte ladetid. Den kombinerte tiden tilsvarer den korteste oppladningstiden sammenlagt for både ferge og batteribank. Felles ladeeffekt er gitt av:

$$L_{\text{felles}} = \frac{E_{\text{ferge,total}}}{T_{\text{ferge,min}} + T_{\text{BLS,min}}} \quad (5)$$

Der:

$T_{\text{ferge,min}}$ = minste ladetid ferge [min]

$T_{\text{BLS,min}}$ = minste ladetid BLS [min]

Martinsen (2016) omtaler en modell for å beregne lønnsomhet og optimal dimensjonering for BLS. I modellen er det minimale effektbehovet som kan oppnås fra strømmettet, tilsvarende middeleffekten av ladeeffekt pluss systemtap og supplerende bruk av batterilageret. Det er den minste ladeeffekten som kan oppnås, men avhenger av at batterilageret har stor nok kapasitet. Når brukssyklus er lik for alle døgn kan den høyeste graden av effektutjevning

oppnås ved å fordele energibehovet over 24 timer. Laveste ladeeffekt på døgnbasis er uavhengig av tilgjengelig ladetid, og er gitt av:

$$L_{nett,min} = \frac{E_{ferge,total} \times n}{24} \quad (6)$$

Der:

n = antall

Formel 7 er benyttet for å undersøke om ladeeffekten er tilstrekkelig til å dekke energibehovet per overfart. Formelen løses med hensyn på effekt, som er gitt av totalt energibehov og ladetid for ferge og BLS.

$$E_{ferge,total} = L_{nett,min} \times T_{ferge,min} + L_{nett,min} \times T_{BLS,min} \quad (7)$$

For videre beregninger er ladeeffekten som kan dekke hele energibehovet på den korteste kombinerte ladetiden benyttet.

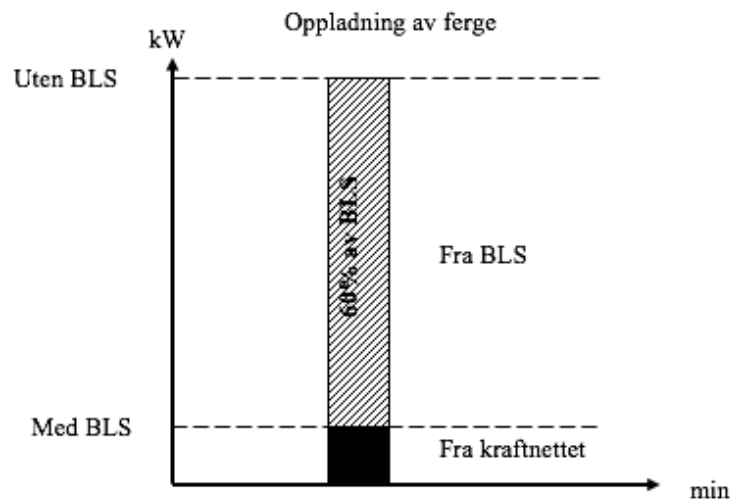
3.5.2. Dimensjonering av BLS

For å supplere fergen med energi ved oppladning mellom hver overfart, må BLS bli dimensjonert ut fra det minste energiuttak ferge har fra nett. Det minste energiuttaket til fergen er gitt av ladeeffekten multiplisert med korteste ladetid.

Det totale energibehovet fratrukket fergens minste energiuttak, er utgangspunkt for dimensjonering av BLS. For at BLS ikke skal bli overbelastet må kapasiteten være større enn hva den skal levere til fergen. For at SoC skal være 80 % før, og ikke under 20 % etter utladning, må BLS dimensjoneres deretter, se *Figur 11*. For å beregne nødvendig batteristørrelse er den største energimengden BLS må utlades med dividert på 60%.

Batterikapasiteten er gitt av:

$$E_{BLS} = \frac{E_{ferge,total} - E_{ferge,min}}{0,6} \quad (8)$$



Figur 11: Skisse av batteridimensjoneringen. Det skraverte området viser hvor mye batteriet må supplere fergen med. For at energiinnholdet i batteriet skal være mellom 80% og 20% ved oppladning/utladning, er det skraverte området 60% av batterikapasiteten.

3.5.3. SoC-profil

SoC-profilen til batteriet er grunnlag for beregning av degradering som oppstår ved opp- og utladninger. Det er antatt lik SoC-profil for alle dager. Den dimensjonerte batterikapasiteten er, sammen med ladetidene i løpet av døgnet, benyttet som utgangspunkt for beregningene. Profilen er gitt som prosent av batterikapasiteten. Energien som batteriet må levere til fergen under oppladning er gitt av:

$$E_{BLS,ut} = E_{ferge,total} - E_{nett,ferge} \quad (9)$$

Der:

$E_{BLS,ut}$ = energi ut av BLS [kWh]

$E_{nett,ferge}$ = energi til ferge fra nett [kWh]

Formelen viser at batteribanken må kunne levere energi tilsvarende differansen mellom behovet til fergen og energien fra nett. $E_{BLS,ut}$ er benyttet for å finne den nødvendige effekten batteribanken må trekke fra nettet, for å lade opp tilsvarende det den ladet ut. Effekten vil variere med tilgjengelig ladetid og er gitt av:

$$L_{BLS} = E_{BLS,ut} \times T_{BLS} \quad (10)$$

Energiinnholdet i BLS varierer med opp- og utladning, og er gitt av:

$$EI_{BLS,etter} = EI_{BLS,før} \pm E_{BLS,inn/ut} \quad (11)$$

Der:

$EI_{BLS,etter}$ = energiinnhold i BLS etter opp-/utladning [kWh]

$EI_{BLS,før}$ = energiinnhold i BLS før opp-/utladning [kWh]

SoC-profilen gitt i prosent er gitt av:

$$SoC_{BLS} = \frac{EI_{BLS,etter}}{E_{BLS}} \quad (12)$$

Der:

SoC_{BLS} = energinivå i BLS [%]

3.5.4. Degradering av batteri

SoC-profilen gir informasjon om når degradering er gitt av lagring og syklus. Levetiden til BLS er et resultat av degraderingen. Maksimal tillatt degradering er nådd når både SoC og DoD er 100%. Økt degradering krever tilsvarende økt effekt fra nett grunnet resistens i BLS, men økt effekt er ikke tatt hensyn til ved beregning i denne oppgaven. I kontakt med Swierczynski (2018) er det oppgitt at algoritmen for degradering er mindre pålitelig for temperaturer utenfor temperaturområdet 25°C til 55°C . Driftstemperaturen er derfor satt til 25°C i oppgaven. Den totale batteridegraderingen er gitt av:

$$CF_{total} = CF_{syklus} + CF_{lagring} \quad (13)$$

Der:

CF = degradering [%]

3.5.4.1. Degradering gitt av syklus

I oppgaven er SoC-profilen til BLS preget av mange sykluser på grunn av opplading mellom hver overfart. Formelen gjelder for månedlig degradering, og antall sykluser per døgn må derfor summeres over én måned. Degraderingen beregnes for antall sykluser med lik DoD og

SoC. Der det er sykluser med varierende dybde, er middelveiden av DoD benyttet. Det er i henhold til Swierczynski et al. (2015).

Algoritmen til Swierczynski et al. (2015) for degradering gitt av syklus er benyttet, og er:

$$\mathbf{CF}_{\text{syklus}} = 0.00024 \times e^{0.02717u} \times 0.02982 \times cd^{0.4904} \times nc^{0.5}$$

(14)

Der:

u = temperatur [K]

cd = syklus dybde

nc = antall sykluser per måned

3.5.4.2.Degradering gitt av lagring

I perioder hvor fergen ikke har behov for supplering fra BLS, er SoC-nivået konstant. Det er perioder hvor BLS kun lagrer energi. Formelen for degradering gitt av lagring er månedsbasert, på samme måte som for syklus. Tiden batteriet lagrer er gitt som andel av en måned. Algoritmen til Swierczynski et al. (2015) for degradering gitt av lagring er:

$$\mathbf{CF}_{\text{lagring}} = (0.019 \times \text{SoC}^{0.823} + 0.5195) \times (3.258 \times 10^{-9} \times v^{5.087} + 0.295) \times t^{0.8}$$

(15)

Der:

SoC = energiinnhold BLS ved lagring

v = temperatur [°C]

t = lagringstid gitt i andel av en måned

3.6. Tungtransport

Metoden for beregning av potensialet for ladeetterspørseil bygger på trafikkgrunnlag.

3.6.1. Trafikkgrunnlag

Ferjedatabanken (2018) har kategorisert kjøretøy etter lengde, og data for 2017 er analysert. Det er hentet ut statistikkrapporter for kjøretøy mellom 10-12, 12-14, 14-17, 17-19 og 19-22 meter for spesifikke fergestrekninger. El-biler er også inkludert for å se potensialet. I oppgaven er alle kjøretøy over 10 meter definert som tungtransport. Rapportene gir en oversikt over antall kjøretøy i hver kategori, som fergen frakter hver time i løpet av døgnet, hver ukedag og hver uke i løpet av året. Statistikkrapportene er for oppgaven grunnlaget for omgjøring til variasjonskurver ved bruk av Microsoft Excel (se vedlegg 4). Vi har for oppgaven beregnet:

- Et gjennomsnitt av antall tungtransportkjøretøy for hver klokke­time i hver kategori
- Gjennomsnitt for hver uke av hver ukedag
- Gjennomsnittet er så summert for alle kategoriene av tungtransport
- Til slutt er det tatt et gjennomsnitt av alle ukedagene

Variasjonskurvene for trafikkgrunnlaget er benyttet som inngangsdata videre i oppgaven.

Variasjonskurven for trafikkgrunnlaget er gitt av:

$$G_{\text{kategori}} = \overline{n_{\text{klokke­time}}^d} = \sum_{U=1}^{52} \overline{n_{\text{klokke­time}}^{Ud}} \quad (16)$$

$$G_{>10} = G_{10-12} + G_{12-14} + G_{14-17} + G_{17-19} + G_{19-20} \quad (17)$$

$$\overline{G_{>10}} = \overline{G_{>10m-s}} \quad (18)$$

Der:

n = antall

d = ukedag

U = uke

G = trafikkgrunnlag

Gjennomsnittet av el-biler på fergekaien er tatt for hver klokke­time i hver ukedag, alle uker i året. Det er deretter tatt et gjennomsnitt av alle ukedager.

Gjennomsnittet for el-biler er gitt av:

$$\mathbf{G}_{\text{el-biler}} = \overline{n_{\text{klokke}}^d} = \sum_{U=1}^{52} \overline{n_{\text{klokke}}^d} \quad (19)$$

$$\overline{\mathbf{G}_{\text{el-biler}}} = \sum \overline{n_{m-s}} \quad (20)$$

3.6.2. Ladeeffekt og etterspørsel

Benyttet ladeeffekt for tungtransport i oppgaven er 250 kW, men den er forventet å øke for fremtidige scenarioer. Det er sannsynlig at tungtransport med batterikapasitet opp mot 1000 kWh gradvis vil komme på markedet, og vil etterspørre høy ladeeffekt. Kjøretøy kan ha god nytte av ladeeffekten benyttet i oppgaven, i løpet av tilgjengelig ladetid.

Etterspørsel for opplading av tungtransport er beregnet fra trafikkgrunnlaget. Energibehovet for kjøretøyene varierer med batteristatusen til hvert enkelt kjøretøy, og etterspørselen er derfor gitt av behovet for effekt. Etterspørselen for ladning av el-biler er tilsvarende null, og er ikke tatt med i effektetterspørselen.

3.7. Kostnadskomponenter

3.7.1. Batterikostnad

Batterikostnaden for BLS er i oppgaven satt til å være 350 \$/kWh. Med dagens valutakurs tilsvarer det 2 727 kr/kWh (Norges-bank, 2018). I beregninger er kostanden justert opp med 20% til 3272 kr/kWh for å ta hensyn til ventilasjon, styringssystemer, konvertering, batterihus og 10% driftskostnader. Det er basert på en antagelse. Investeringskostnaden er gitt av:

$$\mathbf{INV}_{\text{batteri}} = p_{\text{batteri}} \times E_{\text{BLS}} \quad (21)$$

Der:

INV = investering [kr]

p = pris [kr/enhet]

3.7.2. Kostnad for ladestasjon

Hurtigladestasjonen i oppgaven skal levere 250 kW per enhet. Med valutakurs for 2017 er investeringskostnaden over 10 år per ladestasjon 3 470 460 kroner (Alhazmi & Salama, 2017; Norges-bank, 2018). Total investeringen er gitt av:

$$INV_{\text{ladestasjon}} = p_{\text{ladestasjon}} \times n \quad (22)$$

3.7.2.1. Inntekt fra multitjeneste

Salg av strøm til ferger er ikke tenkt å gi profitt, og prisen er satt lik energikostnaden til netteier. For strøm solgt til kjøretøy er prisen satt til 3,45 kr/kWh. Inntekt fra salg av strøm til ferge og kjøretøy er gitt av:

$$I_{\text{ferge}} = p_{\text{el,ferge}} \times E_{\text{ferge,mnd}} \quad (23)$$

$$I_{\text{kjøretøy}} = p_{\text{el,kjøretøy}} \times E_{\text{kjøretøy,mnd}} \quad (24)$$

Der:

I = inntekt [kr]

3.7.3. Kraftkostnader og anleggsbidrag

Kraftkostnadene i oppgaven er kostnader til netteier. *Tabell 3* viser en oversikt over kostnadene til netteierne for spesifikke områder. Strømkostnader som skal betales til strømleverandør er ikke tatt med i vurderingen av lønnsomheten.

	Fastbeløp [kr/år]	Effektledd	Energiledd [kr/kWh]
Nord-Salten	35 080 (116-230 kW) 52 220 (231-460 kW) 69 360 (>460 kW)	345 [kr/kW/år]	0,098
Mørenett	20 800	41,4 [kr/kW/mnd]	0,0515

Tabell 3: Kraftkostnader (Mørenett, 2018; Nord-SaltenKraft, 2018)

Kraftkostnadene er gitt av:

$$\mathbf{K}_{\text{kraft}} = p_{\text{effekt}} \times \bar{P} + \frac{p_{\text{fast}}}{12} + p_{\text{el}} \times E_{\text{ferge,mnd}} + p_{\text{el}} \times E_{\text{kjøretøy,mnd}} \quad (25)$$

Der:

$\mathbf{K}_{\text{kraft}}$ = kraftkostnader [kr]

\bar{P} = midlere effekt

3.7.3.1. Beregning av effektledd

Nord-SaltenKraft (2018) avregner effektledd for alle anlegg med overbelastning over 125A ved 230V, anlegg over 75A ved 400V og for anlegg med forventet årsbruk over 100 000 kWh. Mørenett (2018) regner effektledd for anlegg med årsbruk over 100 000 kWh.

Effektleddet er gitt av:

$$\mathbf{P}_{\text{avgift}} = p_{\text{effekt}} \times \bar{P} \quad (26)$$

Der:

$\mathbf{P}_{\text{avgift}}$ = effektaggift [kr]

3.7.3.2. Anleggsbidrag

Anleggsbidraget er nødvendige investeringer i nett (INV_{nett}) og er gitt av netteier for spesifikk effekt.

3.8. Lønnsomhetsanalyse

Nåverdimetoden er benyttet for å analysere lønnsomheten av spesifikke prosjekter. Ved å benytte nåverdimetoden er NNV av hvert prosjektvalg sammenlignet. For den totale lønnsomheten må investeringer, variable kostnader og inntjeningene være kjent. De variable kostnadene, og inntjeningene er gitt for hver måned, og det er nødvendig å finne annuiteten for hver investering. Nåverdien beregnes av annuitetene, de variable kostnadene og inntjeningene.

3.8.1. Analyseperiode og kalkulasjonsrente

Analyseperioden er basert på levetiden til BLS, som er gitt i måneder. Renten som skal benyttes må gjelde for samme tidsoppløsning som kontantstrømmen. For tilfellet i denne oppgaven er oppløsningen én måned, og renten må derfor omregnes fra årlig rente til månedsrente. Den årlige renten som benyttes i oppgaven er hentet fra Longva og Tversøl (2014), og er 4%. Månedlig rente er gitt av (Bøhren & Gjærum, 2016):

$$r_b = \sqrt[b]{(1+r)} - 1 \quad (27)$$

Der:

r_b = terminrente

b = antall terminer

r = årsrente

Det gir månedsrenten:

$$r_b = \sqrt[12]{(1+0,04)} - 1 = 0,0033 \approx 0,33\%$$

3.8.2. Annuitet

Annuiteter er tilfeller der kontantstrømselementet er det samme i hver periode over hele levetiden. Det betyr at kostnader og inntekter i denne oppgaven er løpende og kan ansees som annuiteter. Investeringer er et engangsbeløp og det er derfor nødvendig å finne annuitetene. I oppgaven er etterskuddsannuiteter benyttet. Annuiteten er gitt av (Bøhren & Gjærum, 2016):

$$A = NV \times \frac{r_b(1+r_b)^i}{(1+r_b)^i - 1} \quad (28)$$

Der:

A = annuitet [kr]

NV = nåverdi [kr]

i = måneder

Ved innføring av BLS for opplading av ferge kan nettbelastningen reduseres betraktelig. Det er i seg selv svært attraktivt, men ikke nødvendigvis lønnsomt. For analyse av lønnsomheten

av prosjektvalgene med og uten BLS er hver av kostnadskomponentene regnet om til annuiteter.

3.8.3. Nåverdi

Når annuitetene er kjent kan nåverdien berignes av annuitetene av investeringer, kostnader og inntekter. Nåverdien er gitt av (Bøhren & Gjørnum, 2016):

$$NV = \frac{A}{(1+r_b)^i} \quad (29)$$

3.8.4. Netto nåverdi

Nåverdier for kostnader, inntekter og annuiteter av investeringer er summert over levetiden til BLS. NNV for prosjektet er differansen mellom de summerte nåverdiene av negative og positive komponenter. NNV for prosjektet er gitt av:

$$NNV_{\text{prosjekt}} = -\sum_{i=1}^n NV_{\text{investering}} - \sum_{i=1}^n NV_{\text{kostnader}} + \sum_{i=1}^n NV_{\text{inntekt}} \quad (30)$$

I tillegg til å sammenligne NNV for prosjektene, er grenseprisen for hvert prosjekt beregnet. Grenseprisen angir til hvilken pris strøm må selges for til ferge og kjøretøy, for å unngå negativ NNV. Nødvendig inntjening må dekke over kraftkostander og investeringer, og grenseprisen for ferge er gitt av:

$$P_{\text{el,ferge}} = \frac{K_{\text{kraft}} + \sum \text{INV}}{E_{\text{ferge,mnd}}} \quad (31)$$

Der:

$p_{\text{el,ferge}}$ = grensepris for ferge

Grenseprisen for kjøretøy er gitt av:

$$P_{\text{el,kjøretøy}} = \frac{(K_{\text{kraft}} + \sum \text{INV}) - I_{\text{ferge}}}{E_{\text{kjøretøy,mnd}}} \quad (32)$$

Der:

$p_{\text{el,kjøretøy}}$ = grenspris for kjøretøy

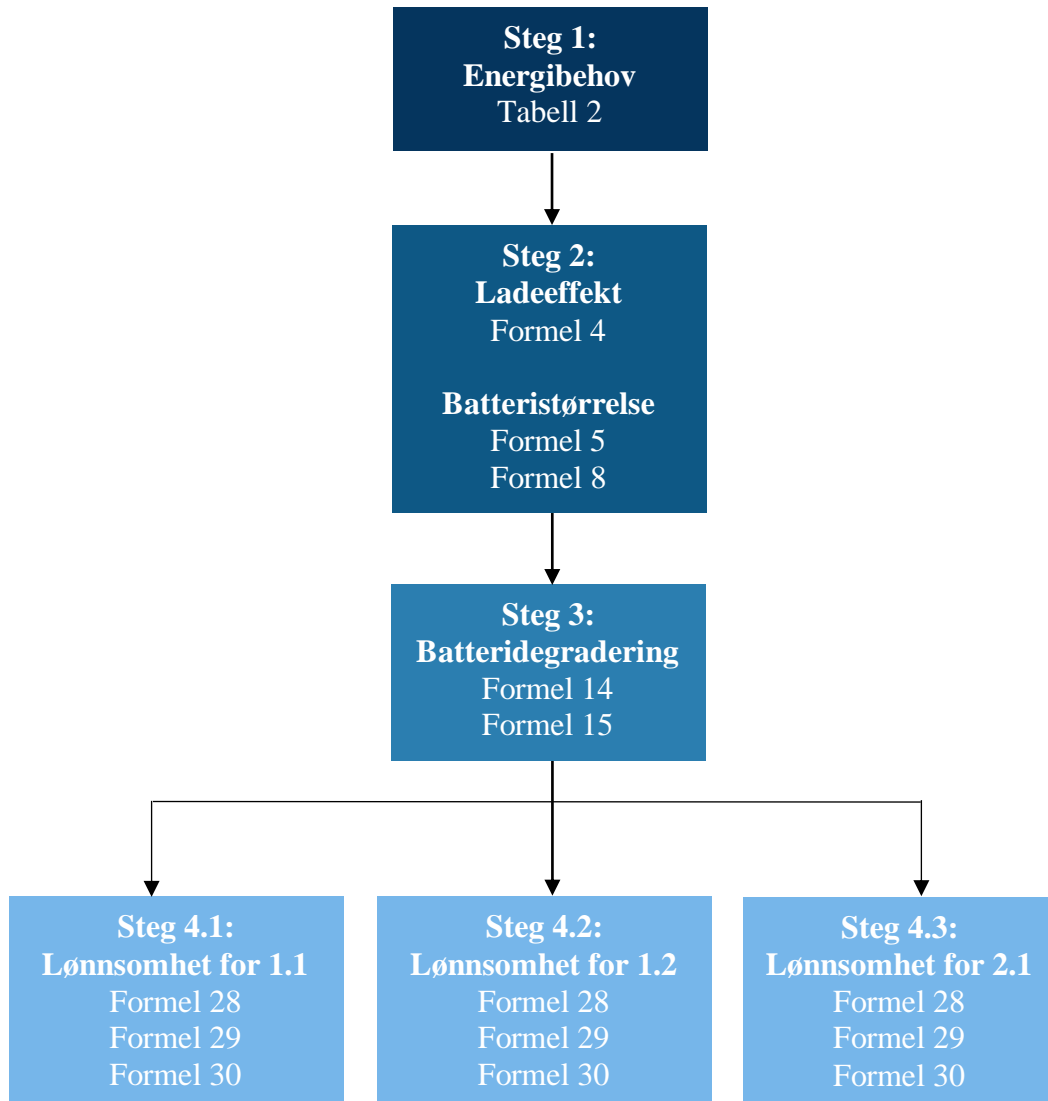
3.8.5. Følsomhetsanalyse

Følsomhetsanalysen er utført med hensyn på ulike faktorer for ulike prosjektvalg. Faktorene det er knyttet usikkerhet til, og som er inkludert i følsomhetsanalysen er batteripris, nettinvestering, kraftkostnad og salgspris på energi til kjøretøy. Følsomhetsanalysen er utført isolert for én faktor av gangen ved å endre den forventede verdien med -50%, -25%, 25% og 50%. NNV beregnes med de ulike endringene. Følsomheten blir analysert ved å sammenstille de prosentvise endringene av faktorene i et stjernediagram. Avlesning av diagrammet gir den faktoren prosjektets lønnsomhet er mest følsom for. Den faktoren som har NNV-linje med størst vinkel fra null-linjen, er prosjekts mest følsomme faktor.

I tillegg til følsomhetsanalysen er det beregnet hvor mye etterspørselen fra kjøretøy kan synke, før NNV blir negativ. Det gir mulighet til å analysere hvor høy etterspørselen minimum må være for å få et lønnsomt prosjekt. Den minste etterspørselen er funnet ved å sette energiuttaket til kjøretøy som ukjent, og løse med hensyn på NNV lik null. Den minste energietterspørselen fra tungtransport er benyttet til å se hvor mange timer som må benyttes for ladning per dag.

4. Modell

Som et resultat av de enkelte metodene, er det satt sammen en modell. Modellen er bygget opp i Microsoft Excel (se vedlegg 3), og inngangsdata kan erstattes med andre data for ønsket prosjekt. Resultater blir automatisk generert i modellen.



4.2. Modellsteg

I dette kapittelet er stegene for modellen lagt fram. I de ulike stegene er inngangsdata og utgangsdata presisert.

Steg 1:

Første steg er beregning av energibehovet til fergen. Inngangsdata for steget er total overfartstid og gjennomsnittlig kailiggetid for fergen. Resultatet er gitt av *Tabell 2*.

Steg 2:

Andre steg gir ladeeffekt til ferge og BLS, og batteristørrelse. Inngangsdata for steget er korteste kailiggetid for ferge og korteste ladetid for BLS. Det totale energibehovet er koblet til steg 2 i modellen. Utgangsdata er maksimal effekt fra nett uten BLS gitt av formel 4, midlere effekt for BLS og ferge gitt av formel 5, minste energi fra nett med BLS, energi fra BLS gitt av formel 9, effekt til BLS er gitt av formel 10, og batteristørrelse gitt av formel 8.

Batterikostnaden er generert ved å benytte kostnad per kWh som inngangsdata, og benyttes i steg 4.

Steg 3:

Tredje steg er batteridegradering. Inngangsdata for modellen er antall avganger per måned, temperatur i grader Celsius og lagring gitt i minutter per dag. Degraderingen er gitt av formel 13, 14 og 15. Utgangsdataen fra steget er levetiden til batteriet.

Steg 4:

Fjerde steg er lønnsomhetsanalysen av prosjektene. Steg 4.1 er lønnsomhetsanalyse av prosjekt 1.1, BLS uten multitjeneste. Steg 4.2 er analyse av prosjekt 1.2, BLS med multitjeneste. Steg 4.3 er analyse av prosjekt 2.1, multitjeneste uten BLS. Levetid til BLS er koblet til modellen. Inngangsdataene er levetid for nett/trafo i måneder, levetid for ladestasjon i måneder, anleggsbidrag, effektledd, fastledd, energiledd, energibruk for ferge per måned, avregnet midlere effekt, kostnad for ladestasjon, energibruk for kjøretøy per måned, salgspris på el for ferge, salgspris på el for kjøretøy og kalkulasjonsrente. Formel 21, 22, 23, 24, 25, 28, 29 og 30 er benyttet for beregningene av lønnsomhet.

5. Casebeskrivelse

Kriteriene for fergestrekningene har resultert i fire potensielle fergestrekninger; Halsa-Kanestraum, Festøya-Solavågen, Lote-Anda og Bognes-Skarberget. Fergestrekningene er også trukket frem som potensielle el-fergestrekninger i mulighetsstudiet til Siemens (2015) om elektrisk drift av ferger. Fergesambandet Lote-Anda ble elektrifisert i løpet av inneværende semester, og er ikke tatt med som case. Rapporten skal belyse variasjonen i resultatene mellom fergestrekningene. Fergestrekningen Halsa-Kanestraum er valgt bort, grunnet likheten i avgangstider og distanse til Festøya-Solavågen. Det er derfor gått videre med fergestrekningene, Festøya-Solavågen og Bognes-Skarberget. Det er valgt å se på fergekaien på Bognes og Solavågen.

5.2. Case 1: Bognes

Fergestrekningen mellom Skarberget og Bognes binder E6 sammen over Tysfjorden i Nordland. Fergestrekningen driftes av Torghatten Nord. Det er i dag to ferger som opererer på strekningen. Den ene ferger er imidlertid en suppleringsferge som er i drift i perioden fra juni til august. Det er i oppgaven tatt utgangspunkt i ferger som er i drift hele året. Overfarten tar ca. 25 minutter og det er varierende hyppighet på fergeavgangene fra Bognes i løpet av dagen. Totalt er det 15 avganger fra Bognes hver dag. Netteier for fergekaia på Bognes er Nord-Salten Kraft. *Figur 12* viser et kartutsnitt av fergestrekningen. Fergekaien på Bognes er markert med rød sirkel i figuren.



Figur 12: Kartutsnitt av fergestrekningen Bognes – Skarberget (GoogleKartdata, 2018a). Sirkelen markerer den valgte fergekaien.

5.3. Case 2: Solavågen

Fergestrekningen mellom Solavågen og Festøya binder E39 sammen. Fergestrekningen driftes av Ford1. Overfarten tar ca. 20 minutter og det er to ferger som operer på strekningen. For oppgaven er kun fergen som driftes mellom sju på morgningen og ti på kvelden inkludert. Det er fordi den andre fergen ligger for kort tid til kai mellom avgangene. Totalt har fergen oppgaven tar for seg 16 avganger hver dag. Det er én avgang i timen og fergen ligger til kai på Solavågen i ti minutter mellom hver avgang. Netteier for fergekai på Solavågen er Mørenett. *Figur 13* viser et kartutsnitt av fergestrekningen. Solavågen fergekai er markert med en rød sirkel.

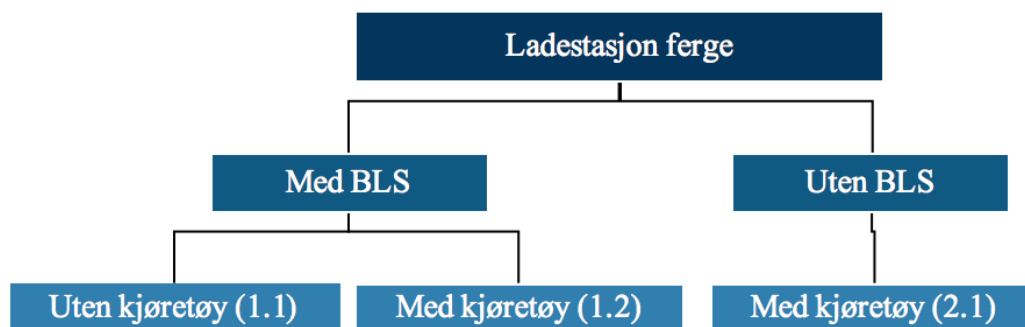


Figur 13: Kartutsnitt av fergestrekningen Festøya – Solavågen (GoogleKartdata, 2018b). Sirkelen markerer den valgte fergekaien.

6. Resultater

Kapittelet presenterer resultatene av tekniske og økonomiske analyser for prosjektvalgene. Analysen bygger på tre ulike prosjektvalg, 1.1, 1.2 og 2.1, se *Figur 14*. Første prosjektvalg (1.1) innebærer ladestasjon for ferge med BLS uten kjøretøy. Andre prosjektvalg (1.2) innebærer ladestasjon til ferge med BLS og kjøretøy. Tredje prosjektvalg (2.1) innebærer ladestasjon til ferge uten BLS med kjøretøy. Oppgaven analyserer muligheten for multitjeneste ladestasjon og/eller BLS. Ladestasjon for ferge uten BLS og kjøretøy er ikke tatt med som et prosjektvalg, men er benyttet for sammenligning av nettbelastning. Det er først sett på muligheten for implementering på Bognes, og deretter på Solavågen. Alle beregninger for kapittelet er gitt i vedlegg.

Først er nettbelastningen for oppladning av ferge beregnet, og deretter er BLS innført, og tilhørende nettbelastning beregnet. Videre er multitjeneste lagt inn i nettbelastningen for ladestasjonen med og uten BLS.



Figur 14: Oppgaven er bygget på tre prosjektvalg. Ladestasjon for ferge med BLS uten kjøretøy (1.1), ladestasjon for ferge med BLS og kjøretøy (1.2) og ladestasjon for ferge uten BLS med kjøretøy (2.1).

En oppsummering av de mest sentrale resultatene for oppgaven er gitt i *Tabell 4*. Resultatene er utdypet i kommende delkapitler.

Resultater	Bognes	Solavågen
Energibruk per overfart, ferge [kWh]	205	300
Spisslast nett uten BLS [kW]	1295	1895
Spisslast nett med BLS [kW]	177	302
BLS kapasitet [kWh]	295	420

Levetid BLS [mnd]	90	55
Tilgjengelig effekt til kjøretøy (1.2) [kW]	250	1500
Tilgjengelig effekt til kjøretøy (2.1) [kW]	500	1500
NNV (1.1) [kr]	-2 183 854	-2 090 768
NNV (1.2) [kr]	18 619 753	79 548 851
NNV (2.1) [kr]	67 506 853	79 896 630
Minstekrav for multitjeneste (1.2) [kWh]	19 927	85 442
Minstekrav for multitjeneste (2.1) [kWh]	33 680	77 468

Tabell 4: Oppsummerte resultater for Bognes og Solavågen.

6.2. Case 1: Bognes

6.2.1. El-ferge

6.2.1.1. Energibruk

Rutetabellen for Bognes-Skarberget viser uregelmessige fergeavganger (Torghatten-Nord, 2018). Ved beregning av energibruk er en gjennomsnittlig tid for kailigge benyttet. Den er beregnet ved å ta et gjennomsnitt av alle kailiggetidene til fergen i løpet av et døgn, og er 24 minutter. Resultatet av steg 1 i modellen, er et energibruk på 205 kWh per overfart.

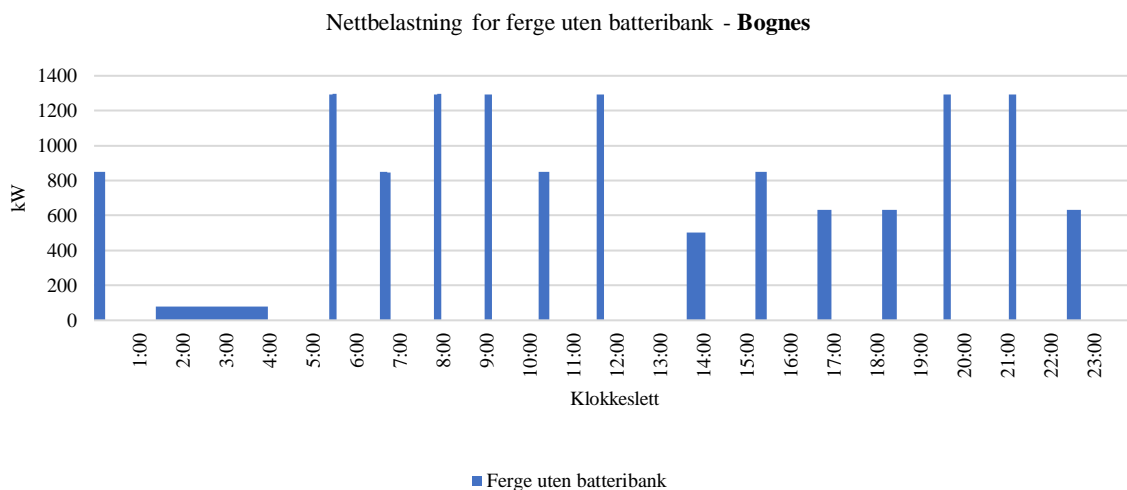
6.2.1.2. Nettbelastning for ferge uten BLS

Energibehovet på 205 kWh og korteste ladetid på 9,5 er benyttet i steg 2 med formel 4, og resulterer i høyeste nettbelastning. *Tabell 5* viser ladetidene gjennom døgnet, med tilhørende nettbelastning.

Tid [min]	Nettbelastning [kW]
9,5	1295
14,5	848
19,5	631
24,5	502
154,5	80

Tabell 5: Ulike ladetider med tilhørende effekt gjennom døgnet for ferge, der høyeste ladeeffekt er 1295 kW.

Figur 15 viser nettbelastningsprofilen for fergeren uten BLS. Basert på rutetabellen til fergeren, gir de ulike nettbelastningene fra Tabell 5 nettbelastningen gjennom et døgn. Den høyeste effekten er 1295 kW.



Figur 15: Nettbelastning uten BLS for fergekaien Bognes. Effekten varierer mellom 80 og 1295 kW i løpet av døgnet. Hver søyle tilsvarer 205 kWh.

6.2.2. Stasjonært energilagringsystem

6.2.2.1. Nettbelastning for opplading ferge og BLS

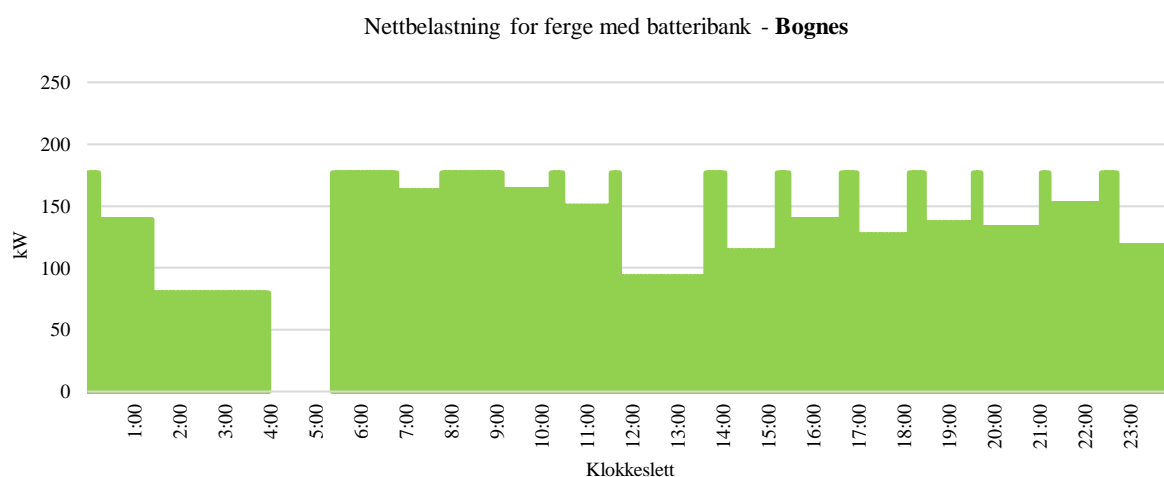
Tabell 6 viser kombinerte ladetider. For fergeren varierer ladetidene mellom 9,5 minutter og 154,5 minutter for fergeren, og for BLS mellom 60 minutter og 205 minutter. Den korteste kombinerte tiden er på 69,5 minutter, og er dimensjonerende for nettbelastningen.

Opplading av ferge [min]	Opplading av batteribank [min]	Kombinert tid [min]
19,5	205	224,5
9,5	65	74,5
9,5	60	69,5
9,5	70	79,5
9,5	80	89,5
9,5	115	124,5
14,5	60	75,5
14,5	65	79,5

14,5	70	84,5
19,5	65	84,5
19,5	70	89,5
19,5	75	94,5
154,5	85	239,5
24,5	70	94,5

Tabell 6: Varierende oppladningstider for Bognes

Den korteste kombinerte ladetiden er benyttet i formel 5, og reduserer nettbelastningen fra 1295 kW til 177 kW. Det er den laveste effekten som kan dekke energibehovet på 205 kWh i løpet av 69,5 minutter, se *Figur 16*. På grunn av varierende tid for kailigge varierer nettbelastningen gjennom døgnet.



Figur 16: Nettbelastning med BLS på fergekaien Bognes. Implementering av BLS utjevner nettbelastningen med høyeste effekt på 177 kW.

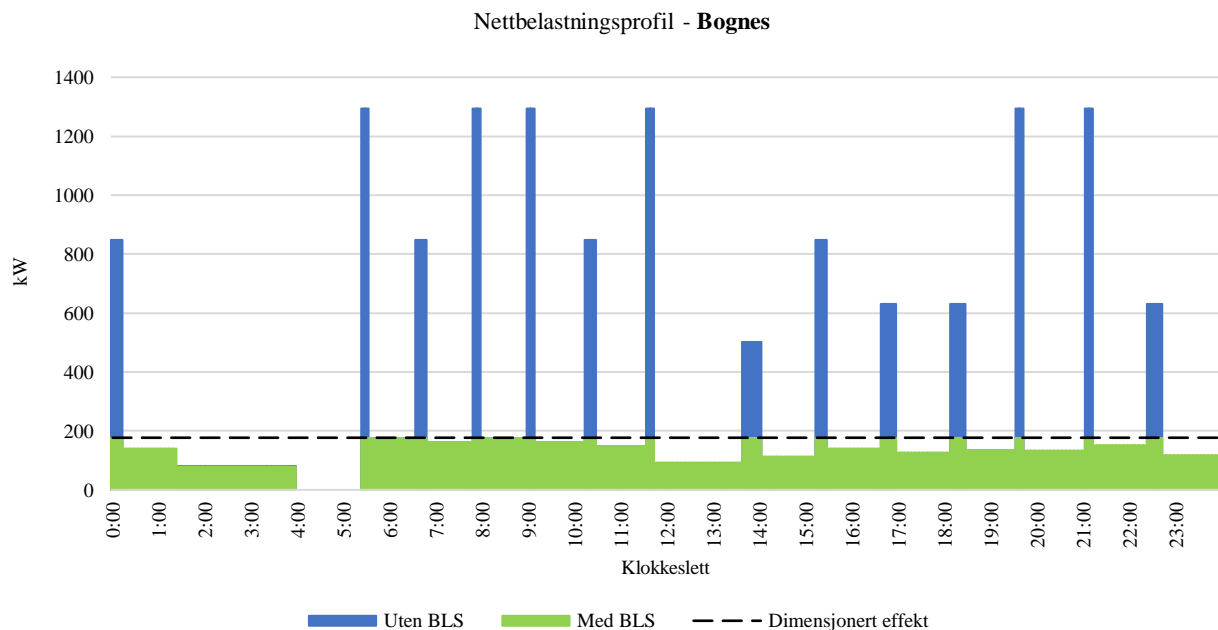
Den gjennomsnittlige ladeeffekten, ved lik brukssyklus for alle døgn, er beregnet med formel 6. Resultatet på 128 kW gir 148 kWh, ved formel 7, i løpet av 69,5 minutter. Det er ikke tilstrekkelig for å dekke energibehovet, og metoden er ikke benyttet.

6.2.2.2. Dimensjonering av BLS

BLS har sin største energioverføring under det korteste kailigge til fergen. Fergen får da overført 28 kWh fra nettet, og BLS må supplere med 177 kWh. Total overføring er 205 kWh, og nødvendig kapasitet på BLS er beregnet til 295 kWh med formel 8.

6.2.2.3. Nettbelastning for opplading av ferge med og uten BLS

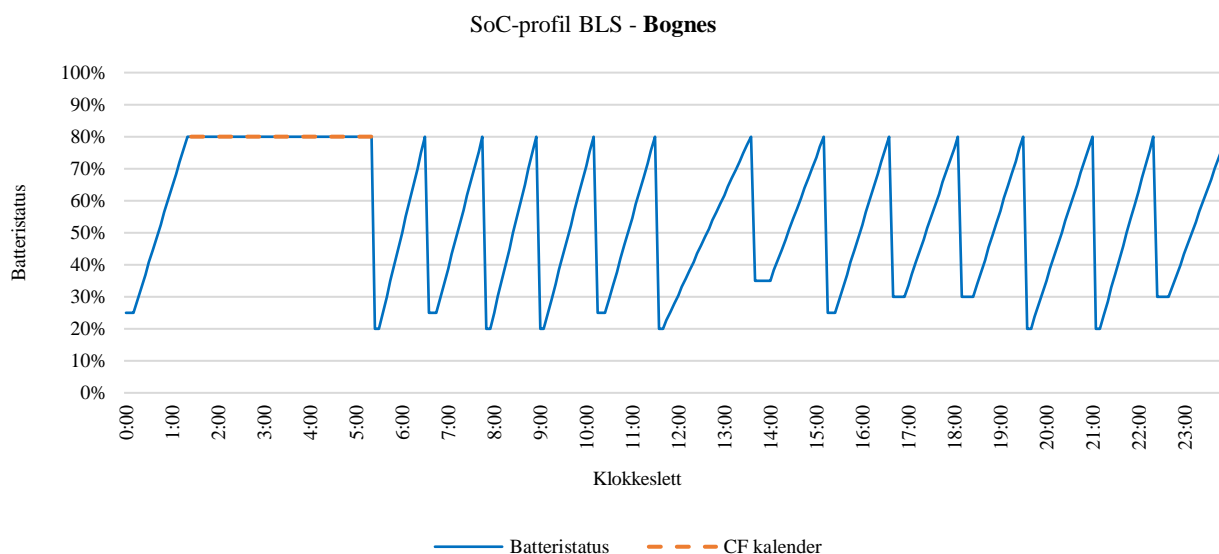
Figur 17 viser nettbelastningen med og uten BLS. Den stiplede linjen viser den dimensjonerte effekten med BLS på 177 kW. Det høyeste effektuttaket er redusert fra 1295 kW uten BLS, til 177 kW med BLS. Uten BLS må den tilførte effekten til kai være høy og blir kun utnyttet i korte perioder. Arealet under den stiplede linjen er energipotensialet som fremkommer av nettdimensjoneringen på 177 kW.



Figur 17: Nettbelastningsprofil med og uten BLS for fergekaien Bognes. Effekten er redusert fra 1295 kW til 177 kW ved innføring av BLS. Den stiplede linjen representerer den dimensjonerte effekten for ferge og BLS.

6.2.2.4. SoC-profil

BLS på Bognes fergekai vil, gitt av tidene i rutetabellen, ha en SoC-profil som vist i Figur 18. Gjennom hele driftstiden til fergen gjennomgår BLS opp- og utladninger som gir sykluser. I tidsrommet mellom 01:25 og 05:25 benyttes BLS kun til lagring, det utgjør 16,7% av en måned.



Figur 18: SoC- profil for BLS på fergekaien Bognes. BLS lagrer energi ved SoC på 80%, og syklusene har dybde på 60%. Lagringsperioden er markert med stiplet linje.

6.2.2.5. Degradering gitt av syklus

I løpet av et døgn gjennomgår BLS fire ulike sykluser. Henholdsvis med DoD på 60%, 55%, 50% og 45%. Gjennomsnittet av dybdene, på 52,5%, er benyttet i beregningen. I løpet av én måned gjennomgår BLS 420 sykluser. For algoritmen er 25°C konvertert til 298 Kelvin. Etter én måned er batteriet, gitt av formel 14, degradert med 3,4% som følge av syklusene. Ved DoD og SoC på 100% har degraderingen økt til 43%.

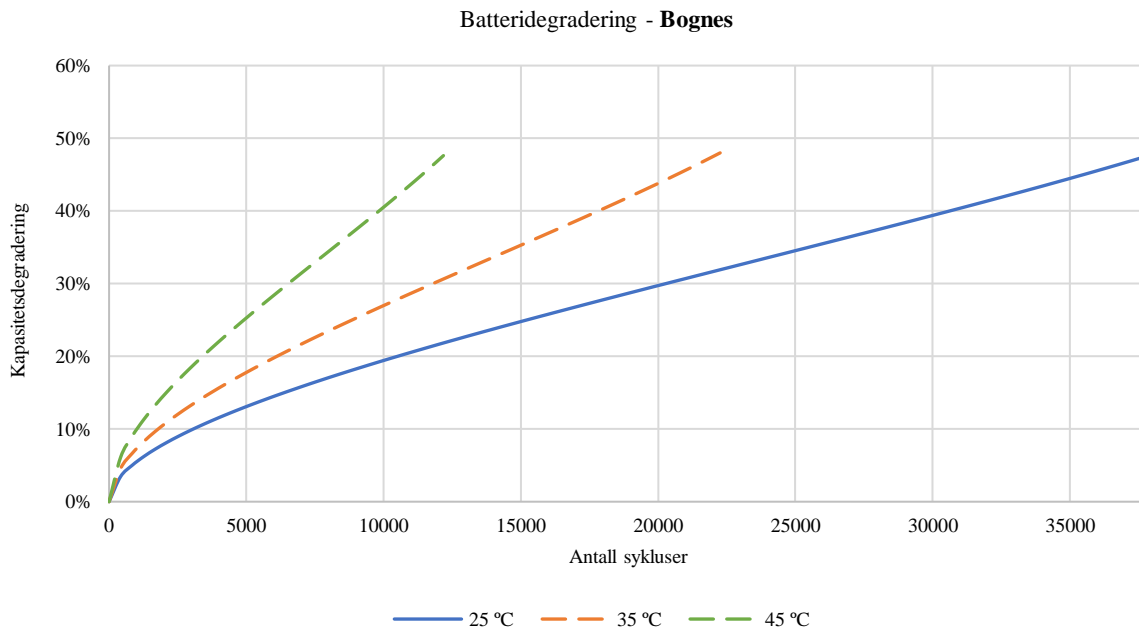
6.2.2.6. Degradering gitt av lagring

Lagringsperioden vist i *Figur 18* går over 240 minutter, det tilsvarer 16,7% av en måned. På grunn av en midlere verdi av DoD er midlere SoC i første måned 76%. Gitt av formel 15 er degradering gitt av lagring beregnet til 0,096% i løpet av første måned. Når SoC og DoD er 100% har degradering som følge av lagringen økt til 3,9%. Degradering som følge av sykluser er for BLS betydelig større enn gitt av lagring.

6.2.2.7. Teoretisk levetid BLS

Batteriet har gjennomgått 10 000 sykluser etter 24 måneder (to år). Degraderingsberegningene for batteriet på Bognes viser at kriteriene for levetid er nådd etter 90 måneder (åtte år og seks måneder). Da er kapasiteten, ved midlere DoD, redusert med 47%, og SoC og DoD har nådd 100%. Batteriet har da gjennomgått 37 800 sykluser. For å illustrere følsomheten, beskrevet i

kapittel 2.3.6.1, er degraderingen beregnet for tre ulike temperaturer, henholdsvis 25°C, 35°C og 45°C. Figur 19 viser at høyere temperatur gir større degradering og kortere levetid.

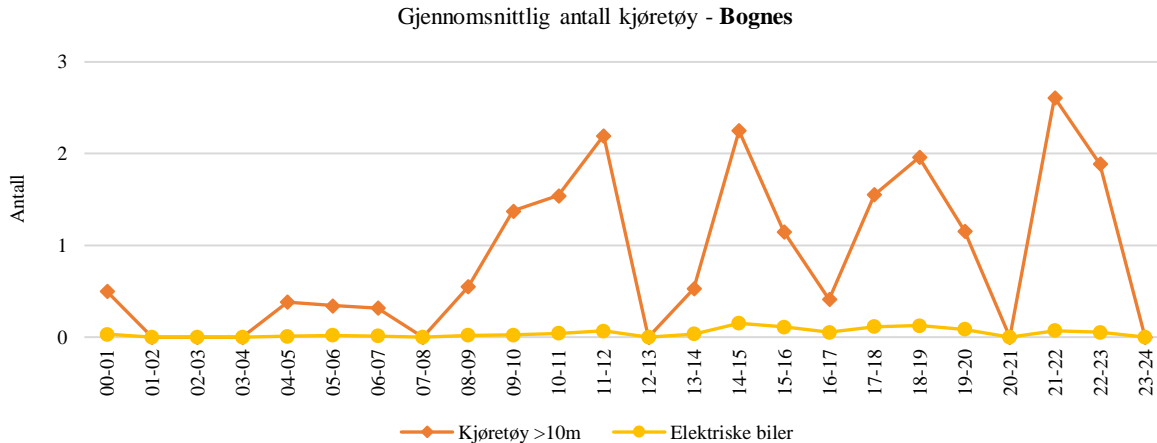


Figur 19: Batteridegradering for BLS på Bognes. Degraderingen er illustrert for tre ulike temperaturer, 25°C, 35°C og 45°C, og viser at levetiden til BLS reduseres med økt temperatur.

6.2.3. Tungtransport

6.2.3.1. Trafikkgrunnlag

Figur 20 viser variasjonskurven for fergestrekningen Bognes – Skarberget, som er beregnet i Microsoft Excel. Variasjonskurven viser at det er svært få el-biler som benytter fergestrekningen per i dag. I gjennomsnitt frakter fergen under én el-bil om dagen, og er derfor ikke tatt med i videre beregninger. Antall tungtransportkjøretøy varierer i løpet av døgnet. Trafikkmengden av tungtransport er lav på nattestid, før den gradvis stiger fra åtte om morgningen. Frem til midnatt variere antall mellom en til to. På det meste er det i gjennomsnitt 3 tungtransportkjøretøy, i tidsrommet fra 09:00 til 10:00 på ettermiddagen.



Figur 20: Trafikkgrunnlag for Bognes. Trafikkmengden for el-biler er lavt, mens det varierer mellom null og to tungtransportkjøretøy i løpet av døgnet.

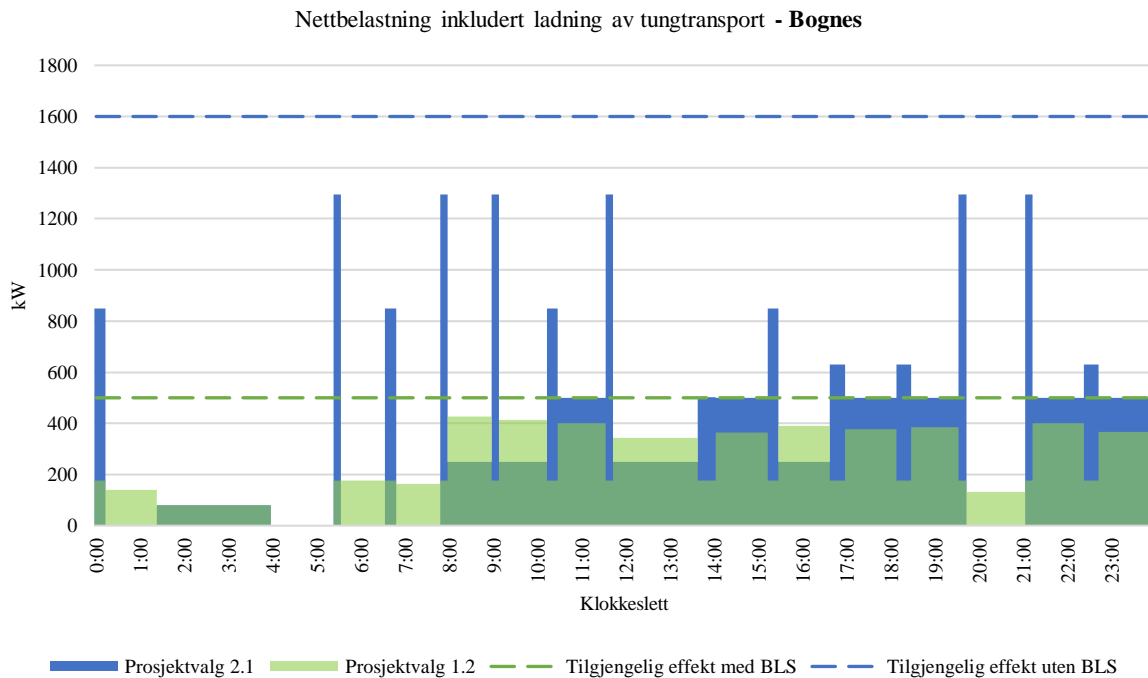
6.2.3.2. Nettbelastning med multitjeneste

Figur 17 viser nettbelastningen med og uten BLS. Ladning til tungtransport øker nettbelastningen i perioder. Det er avgjørende at summen av effektetterspørsel for fergesystemet og tungtransport ikke overskrider den tilgjengelige tilførte effekten. Det er kun én time i døgnet det er etterspørsel for ladning fra tre tungtransportkjøretøy. Med ladeeffekt på 250 kW gir det en etterspørsel på 750 kW. Investeringsbehovet vil økes betydelig som et resultat av hver ekstra ladestasjon. Det er derfor satt begrensning på 500 kW effekt tilgjengelig til tungtransport for Bognes. Dette gir effekt til to kjøretøy, som er tilstrekkelig til å dekke etterspørselen resten av døgnet.

Figur 21 viser nettbelastningen for prosjektvalg 1.2 (med BLS og tungtransport). I kontakt med Solhaug (2018) er det oppgitt at den tilgjengelige effekten ved oppgradering av transformator er 500 kW, og er illustrert med grønn stiplet linje. Fergen utnytter 26% av totalt tilgjengelig potensial på 12 000 kWh i løpet av hvert døgnet. Innføring av multitjeneste øker utnyttelsen til 51%.

Figur 21 viser i tillegg nettbelastningen for prosjektvalg 2.1 (uten BLS med tungtransport). Det er også oppgitt at etterspurt effekt på 1295 kW vil utløse en utbygging som gir tilgjengelig effekt på 1600 kW (Solhaug, 2018), illustrert med blå stiplet linje. Nettkapasiteten er i liten grad utnyttet over tid, grunnet stor differanse mellom utbygd og utnyttet effekt. Fergen utnytter 8% av totalt tilgjengelig potensial på 38 400 kWh i løpet av hvert døgnet.

Innføring av multiteneste øker utnyttelsen til 33%. Det er tydelig at effekten er utnyttet i mindre grad for prosjektvalg 2.1 enn for prosjektvalg 1.2.



Figur 21: Nettbelastning med og uten BLS med kjøretøy er vist i figuren. Stiplede linjer representerer tilgjengelig effekt med og uten BLS, og viser hhv utnyttelse på 51% (1.2) og 33% (2.1).

6.2.4. Kostnadskomponenter

I kontakt med Solhaug (2018) er det oppgitt at nettet tåler belastningen for ferge og BLS på 177 kW. Nettstasjonen må imidlertid oppgraderes, og vil øke effekt til 500 kVA, og tilsvarer 500 kW ($\cos \varphi = 1$). Oppgraderingen vil utløse et anleggsbidrag på 560 000 kroner. Bidraget består av komponenter gitt av nettstasjon med to systemspenninger (230V og 690V), trafo (500 kVA), grøft med rør og reasfaltering (140 meter), kabler i rør og skifte av nettstasjon.

For prosjektvalg 1.1 og 1.2 utløser BLS med kapasitet på 295 kWh en investering på 965 392 kroner. For prosjektvalg 1.1 er kraftkostnadene beregnet med et energibruk på 92 250 kWh til fergen. Effektavgiften er beregnet med en avregnet effekt på 177 kW, og fastleddet er gitt av høyeste nettbelastning på 177 kW, som resulterer i en kostnad på 35 080 kr per år.

For prosjektvalg 1.2 utløser én ladestasjon for tungtransport på 250 kW en investering på 3 470 460 kroner. Energikostnadene er gitt av et månedlig energibruk på 92 250 kWh for fergen og 90 625 kWh for ladestasjonen til kjøretøy. Effektleddet er gitt av en avregnet effekt på 427 kW. Fastleddet er basert på høyeste nettbelastning på 427 kW, som resulterer i en kostnad på 52 220 kr/kW/år.

For prosjektvalg 2.1. må tilført effekt til kaien økes, for å dekke effektterspørselen på 1295 kW, og medfører en større investeringskostnad. Solhaug (2018) opplyser at avgrensningen fra hovedlinjen til fergekaien (ca. 1800 meter) må oppgraderes. Ved oppgradering vil nettstasjonen ha en trafo på 1600 kVA tilsvarende en effekt på 1600kW ($\cos \varphi = 1$). Kostnaden for ombyggingen vil være 3 300 000 kroner. To ladestasjoner for tungtransport med effekt på 250 kW har til sammen en investeringskostnad på 6 940 920 kroner. Den totale kraftkostnaden for prosjekt 2.1 er på 61 538 kroner per måned. Energileddet er beregnet med et energibruk for fergen på 92 250 kWh og for ladestasjon til kjøretøy på 290 000 kWh. Effektleddet er gitt av avregnet effekt på 632,5 kW. Fastleddet er basert på høyeste nettbelastning på 1295 kW, som resulterer i en kostnad på 69 360 kr/kW/år.

6.2.5. Lønnsomhetsanalyse

6.2.5.1. Nåverdimetoden

For prosjektvalg 1.1 og 1.2 er analyseperioden begrenset av levetiden til batteriet på 90 måneder, som er beregnet i *kapittel 6.2.2.7*. For prosjektvalg 2.1 er den korteste levetiden for prosjektkomponentene 10 år gitt av ladestasjonen til tungtransport. For å kunne sammenligne prosjektvalgene er det likevel benyttet en analyseperiode på 90 måneder for lønnsomhetsanalysene. Det er perioden benyttet for beregninger av annuiteter og nåverdier.

Formel 28 er benyttet for å beregne annuiteter av investeringskostnader. Nåverdien av annuitetene er beregnet med formel 29 og summert over analyseperioden. Resultatene for de ulike prosjektvalgene er gitt i *Tabell 7*, *Tabell 8*, og *Tabell 9*.

Prosjektvalg 1.1	Annuitet [kr]	Kostnad [kr]	Summert nåverdi [kr]
Batteriinvestering	12 431	-	965 222
Nettinvestering	3 393	-	263 483
Kraftkostnad	-	17 053	1 324 024

Tabell 7: Kostnadselementer for prosjektvalg 1.1

Prosjektvalg 1.2	Annuitet [kr]	Kostnad [kr]	Summert nåverdi [kr]
Batteriinvestering	12 431	-	965 222
Nettinvestering	3 393	-	263 483
Kraftkostnad	-	34 550	2 682 562
Ladestasjon	35 137	-	2 728 142

Tabell 8: Kostnadselementer for prosjektvalg 1.2

Prosjektvalg 2.1	Annuitet [kr]	Kostnad [kr]	Summert nåverdi [kr]
Nettinvestering	19 997	-	1 552 667
Kraftkostnad	-	61 425	4 769 250
Ladestasjon	70 273	-	5 456 285

Tabell 9: Kostnadselementer for prosjektvalg 2.1

Med forutsatt salgspris på el til ferger på 0,098 kr/kWh og til kjøretøy på 3,49 kr/kWh, blir NNV for de ulike prosjektvalgene som presentert i Tabell 10.

Prosjektvalg	NNV [kr]
Med BLS uten tungtransport (1.1)	-2 183 854
Med BLS med tungtransport (1.2)	18 619 753
Uten BLS med tungtransport (2.1)	67 506 853

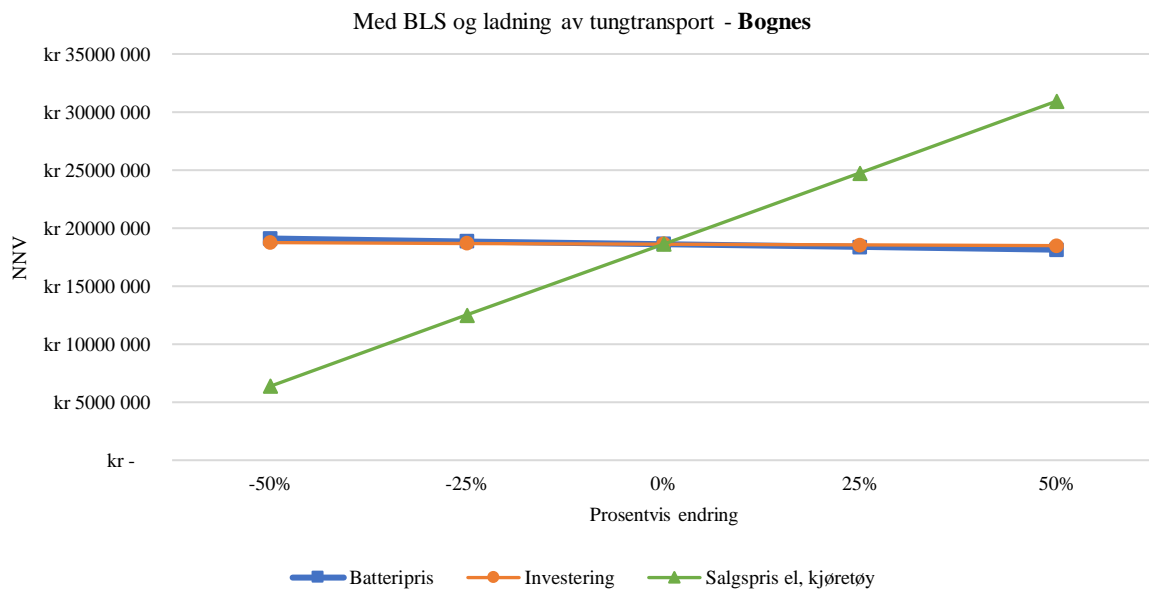
Tabell 10: NNV for ulike prosjektvalg

Formel 31 og 32 er benyttet for å finne grenseprisen til prosjektvalgene ved NNV lik null. For prosjektvalg 1.1 er grenseprisen på el til ferger 0,36 kr/kWh. Det er den laveste salgsprisen el kan selges til ferger for uten at prosjektet blir ulønnsomt.

For prosjektvalg 1.2 og 2.1, kan salgsprisen reduseres betraktelig uten at NNV blir negativ. Det blir sett på en salgspris til ferger som ikke gir profitt, som innebærer at salgsprisen er lik energikostnaden. For prosjektvalg 1.2 kan salgsprisen reduseres til 0,84 kr/kWh for kjøretøy før NNV blir negativ. For prosjektvalg 2.1 kan salgsprisen reduseres til 0,49 kr/kWh.

6.2.5.2.Følsomhetsanalyse

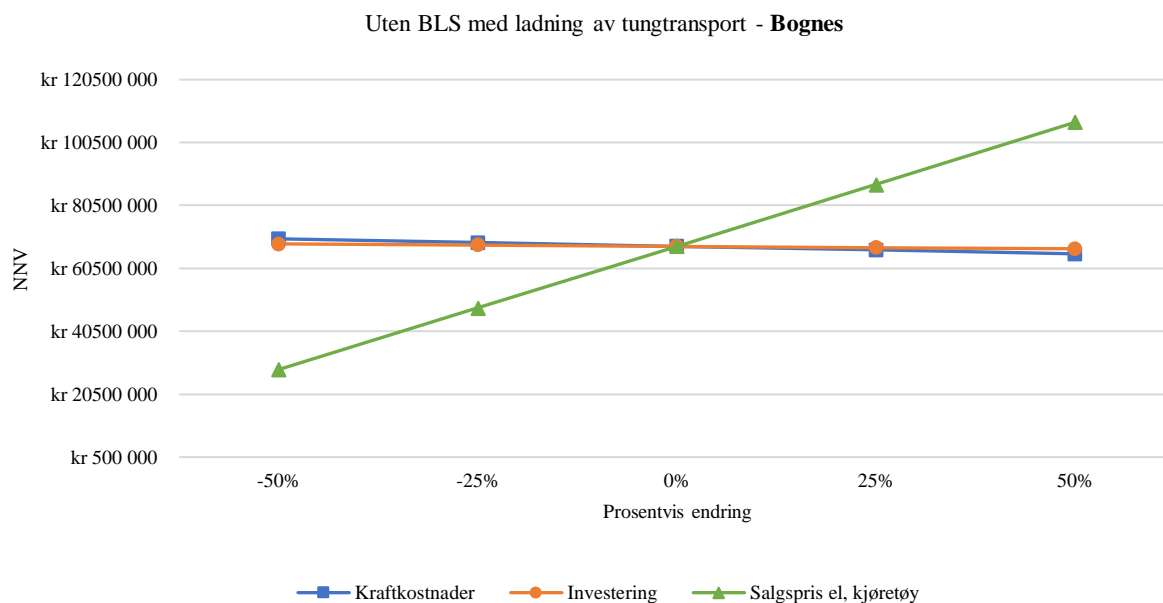
For prosjektvalg 1.2 er følsomhetsanalysen basert på batteripris, nettinvestering og salgpris på el til kjøretøy. *Figur 22* viser at prosjektet er svært følsomt for endringer i salgpris på el til kjøretøy. Følsomheten for nettinvestering og batteri er relativt lik.



Figur 22: Følsomhetsanalyse for prosjektvalg 1.2. Parametere testet for følsomhet er batteripris, nettinvestering og salgpris på el til kjøretøy. Prosjektet er mest følsomt for salgpris på el til kjøretøy.

I tillegg til følsomhetsanalysen er det beregnet den laveste oppfylte etterspørselen fra tungtransport, som gir positiv NNV. Resultatene viser at etterspørselen kan synke med 78% før NNV går fra positiv til negativ. Det tilsvarer en reduksjon fra 90 625 kWh til 19 927 kWh solgt til tungtransport per måned, og er minstekravet for et lønnsomt prosjekt. Det tilsvarer ladning i 2,7 timer på 250 kW i løpet av et døgn.

Følsomhetsanalysen for prosjektvalg 2.1 er basert på endring i kraftkostnad, nettinvestering og salgpris på el for kjøretøy. *Figur 23* viser at prosjektet er mest følsomt for endring i salgpris for el for kjøretøy.



Figur 23: Følsomhetsanalyse for prosjektvalg 2.1. Parametere testet for følsomhet er kraftkostnader, nettinvestering og salgspris på el til kjøretøy. Prosjektet er mest følsomt for salgspris på el til kjøretøy.

For prosjektvalg 2.1 er den laveste etterspørselen fra tungtransport, som gir positiv NNV, 33 680 kWh. Det tilsvarer en reduksjon på 88% fra 290 000 kWh. Minstekravet gir ladning på 250 kW i 4,5 timer per døgn.

6.3. Case 2: Solavågen

6.3.1. El-ferge

6.3.1.1. Energibruk

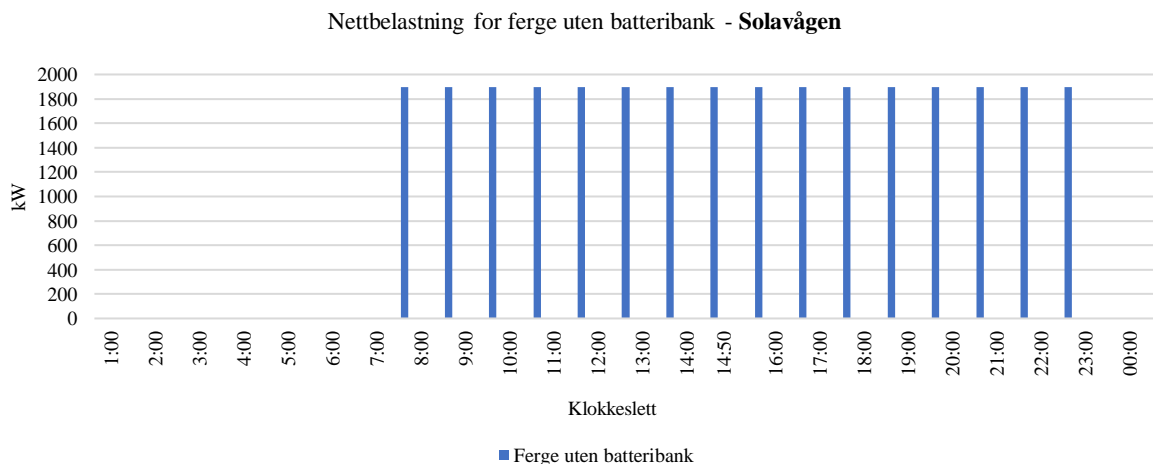
I kontakt med Gagnat (2018) ved Mørenett AS, er det diskutert muligheten for ladestasjon til el-ferge på Festøya. Nettutbygging for tilstrekkelig effekt innebærer sjøkabel, og investeringen er i størrelsesorden 15 til 20 millioner kroner. Gagnat (2018) anbefaler at det bygges ladestasjon for dobbel ladning på Solavågen. Det er allerede 5 MW tilgjengelig og investering i nett utgår ved lønnsomhetsvurderingen.

Overfartstiden mellom Solavågen og Festøya er 20 minutter, og gir et energibruk per overfart på 150 kWh med steg 1, tabell 2 i modellen. Opplading på Solavågen må dekke 300 kWh.

6.3.1.2. Nettbelastning for oppladning av ferge

Rutetabellen for fergen som går fra Solavågen er regelmessig. Det er ingen variasjon i lengden på kailiggetid, og fergen kan lade i 9,5 minutter ved hvert kailigge. Energibehov på 300 kWh og kailiggetid på 9,5 minutter, gir med steg 2 og formel 4, nødvendig ladeeffekt på 1895 kW.

Fergen ligger til kai 16 ganger i døgnet. *Figur 24* viser gjentakene nettbelastning på grunn av like ladetider for fergen.

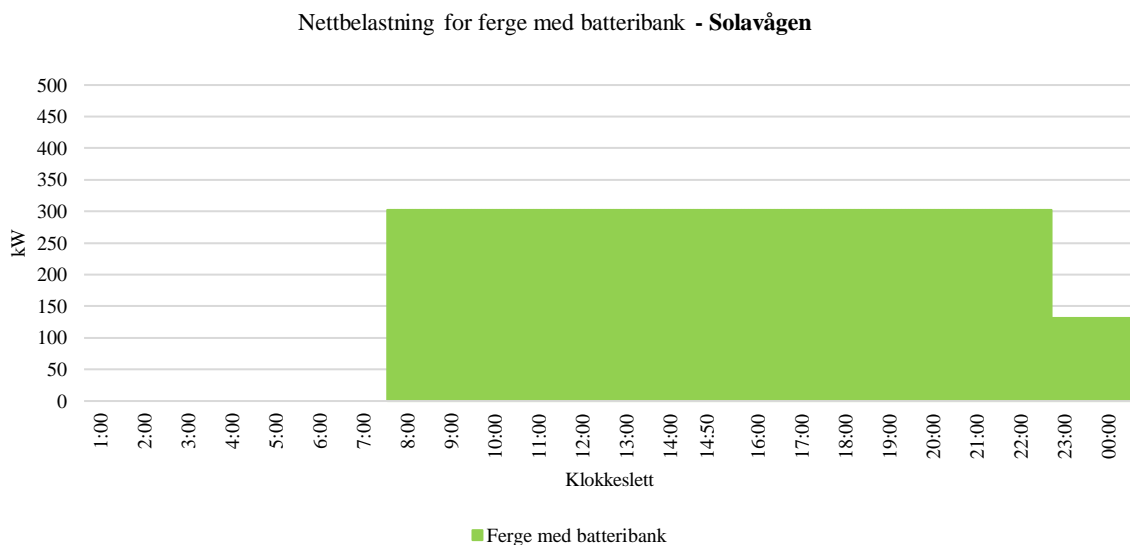


Figur 24: Ladeeffekt for ferge uten BLS på Solavågen. Effekt på 1895 kW trekkes i perioder på 9,5 minutter, 16 ganger i døgnet. Hver søyle representerer energibehovet på 300 kWh.

6.3.2. Stasjonært energilager

6.3.2.1. Nettbelastning for opplading av ferge og BLS

Mellom hver overfart, er det 50 minutter hvor fergen ikke ligger til kai. Den kombinerte ladetiden for ferge og BLS på 59,5 minutter, er avgjørende for nettbelastningen. Formel 5 i steg 2 av modellen gir en ladeeffekten på 302 kW for prosjektvalg 1.1 for å dekke energibehovet. *Figur 25* viser at nettbelastningen til ferge og BLS er konstant i driftstiden på grunn av regelmessige avganger.



Figur 25: Nettbelastning med BLS på Solavågen. BLS og ferge trekker en jevn effekt på 302 kW i driftsperioden til fergen.

Den gjennomsnittlige ladeeffekten, ved lik brukssyklus for alle døgn, er gitt av formel 6. Det gir en ladeeffekt på 200 kW, som kun dekker 198 kWh i løpet av 59,5 minutter. Ladeeffekten på 302 kW er benyttet videre i oppgaven.

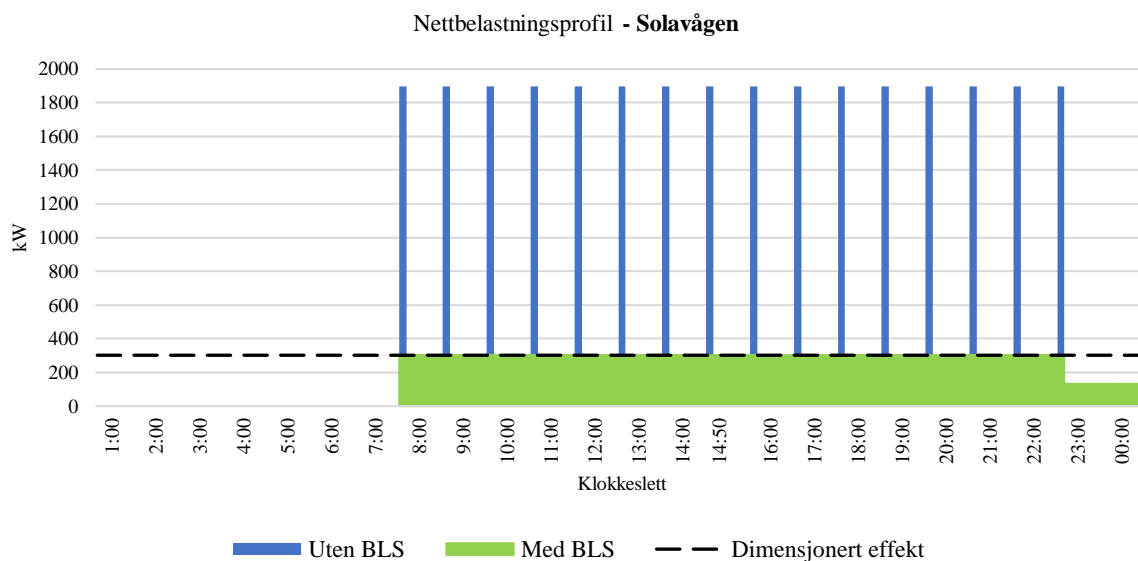
6.3.2.2. Dimensjonering av BLS

BLS har største energioverføring ved det korteste kailigge til fergen. Fra nettet trekker fergen 48 kWh, med en effekt på 302 kWh i 9,5 minutter, og BLS må supplere med 252 kWh.

Nødvendig batterikapasitet er 420 kWh, gitt av formel 8.

6.3.2.3. Nettbelastning for opplading av ferge med og uten BLS

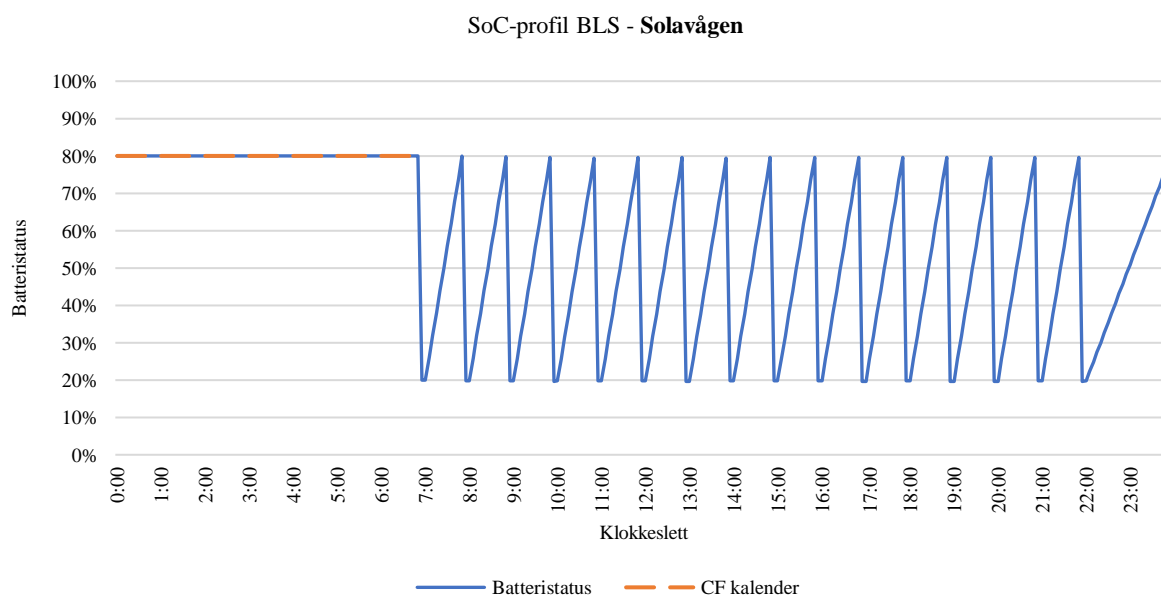
Figur 26 viser nettbelastningen med og uten BLS for ladesystemet på Solavågen. Det høyeste effektuttaket er redusert fra 1895 kW uten BLS til 302 kW med BLS.



Figur 26: Nettbelastningsprofil med og uten BLS på Solavågen. Effekttuttaket er redusert fra 1895 kW uten BLS til 302 kW med BLS, der den stiplede linjen representerer den dimensjonerte effekten med BLS.

6.3.2.4. SoC-profil

Figur 27 viser SoC-profilen til BLS på Solavågen. I tidsrommet mellom 00:00 og 06:50 er BLS benyttet til lagring av energi, perioden er markert med stiplet linje. Gjennom driftstiden til fergen har BLS sykluser.



Figur 27: SoC-profil for BLS på Solavågen. BLS lagrer med en SoC på 80%, og har sykluser med dybde på 60%.

6.3.2.5. Batteridegradering gitt av syklus

BLS gjennomgår 16 sykluser med DoD på 60% i løpet av et døgn. Gitt av formel 14, er batterikapasiteten redusert med 3,8% etter én måned. Når DoD og SoC har nådd 100%, er reduksjonen 36,6%.

6.3.2.6. Batteridegradering gitt av lagring

BLS lagrer energi i 28% av måneden, med SoC på 80%. Driftstemperaturen til batteriet er satt til 25°C. Formel 15 gir en degradering av batteriet på 0,1% etter en måned. Når DoD og SoC har nådd 100%, er batterikapasiteten, som følge av lagring, redusert med 4,1%.

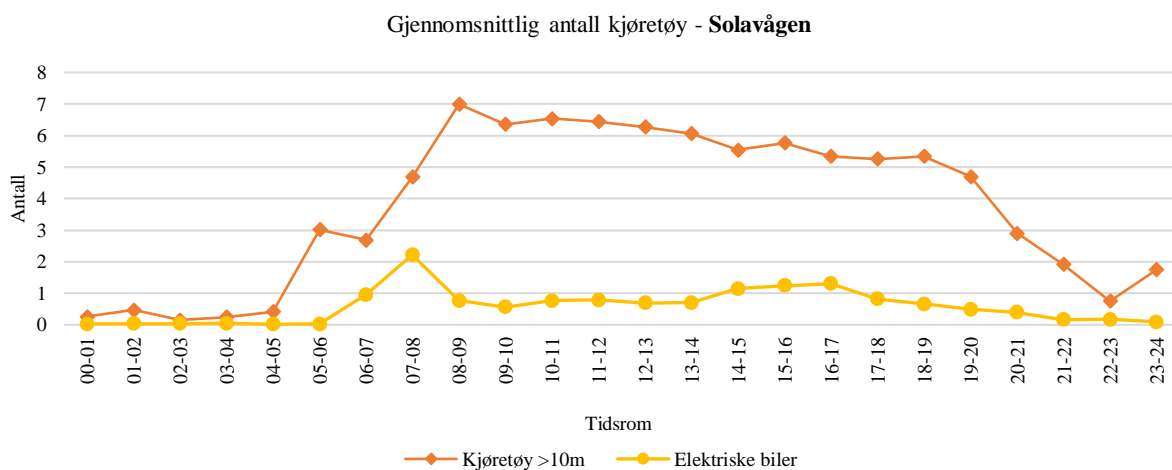
6.3.2.7. Teoretisk levetid BLS

Den teoretiske levetiden til batteriet er nådd etter 55 måneder (fire år og syv måneder). Ved dette punktet har kapasiteten til batteriet redusert med 40%, og batteriet har gjennomgått 26 400 sykluser. Batteriet har gjennomgått 10 000 sykluser etter 21 måneder (ett år og ni måneder).

6.3.3. Tungtransport

6.3.3.1. Trafikkgrunnlag

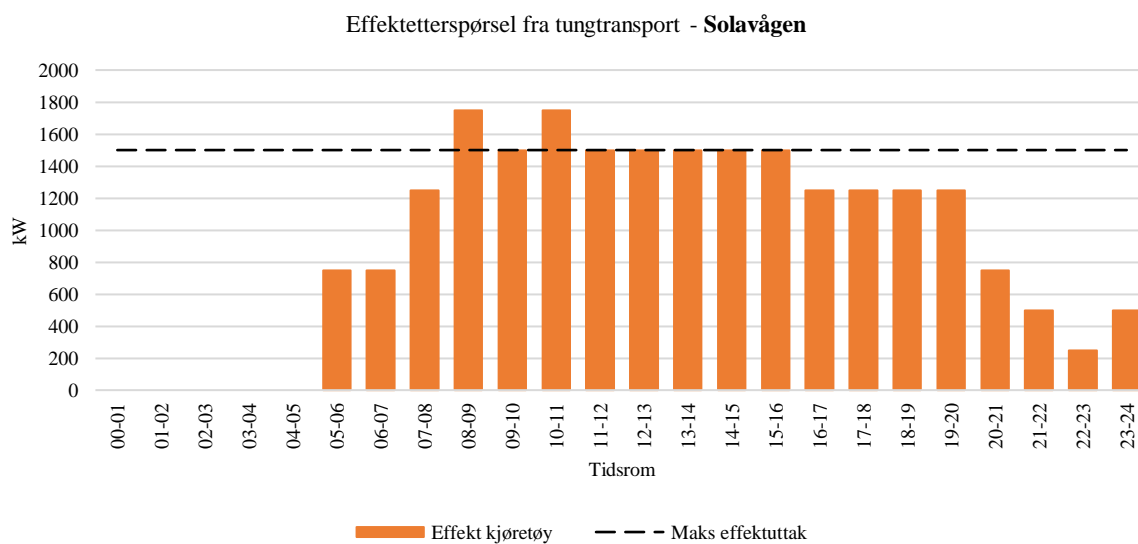
Figur 28 viser variasjonskurven for fergestrekningen Solavågen – Festøya, som er beregnet i Microsoft Excel. Variasjonskurven viser at det er lite trafikk på natten mellom 23:00 til 04:00. Mengden tungtransport øker 05:00, og når høyeste gjennomsnitt klokken 09:00, med syv tungtransportkjøretøy. Utover dagen er trafikken av tungtransport jevn, med over fem stykk i timen. Klokken 20:00 avtar det. Det er generelt få el-biler som benytter fergestrekningen. Antall el-biler som reiser med ferger, bærer preg av rush-trafikk. Antall el-biler er størst i tidsrommet mellom 06:00 og 09:00 om morgningen og 14:00 og 18:00 på ettermiddagen. På andre tidspunkter er gjennomsnittet av el-biler generelt lavt.



Figur 28: Trafikkgrunnlag på Solavågen. Trafikkmengden for el-biler er lav, mens det for tungtransport stiger opp til syv stykk før den synker mot midnatt.

6.3.3.2. Effektetterspørsel for opplading av tungtransport

Figur 29 viser effektetterspørselen for ladning av tungtransportkjøretøy. Med trafikkgrunnlaget som bakgrunn, er høyeste etterspørsel 1750 kW. Denne etterspørselen oppstår kun to ganger i løpet av døgnet, og maks effektuttak er satt til 1500 kW.



Figur 29: Effektetterspørsel fra tungtransport på Solavågen. Grafen viser hvilken effektetterspørsel trafikkgrunnlaget gir. Den stiplede linjen representerer den tilgjengelige effekter for ladning av tungtransport.

6.3.3.3. Nettbelastning for multitjeneste og BLS

Prosjektet med BLS og multitjeneste vil ha varierende nettbelastning. Belastningen fra ferge og BLS vil være som vist i *Figur 25*, men effektetterspørselen fra tungtransport vil legges til i belastningen fra BLS på nettet. Nettbelastningen vil dermed ha samme mønster som i *Figur 29*, med høyeste topp på 1802 kW.

6.3.4. Kostnadskomponenter

Det er ikke nødvendig med investering i nettet på Solavågen i følge Gagnat (2018). For prosjektvalg 1.1. og 1.2. har BLS en investering på 1 374 240 kroner. Et begrenset effektuttak på 1500 kW for tungtransport gir behov for seks ladestasjoner med effekt på 250 kW. Det resulterer i en investering på 20 822 760 kroner. Energietterspørselen til fergen er 144 000 kWh/mnd, og til kjøretøy 543 750 kWh/mnd. Avregnet midlere nettbelastning er 302 kW for prosjektvalg 1.1., 1552 kW for prosjektvalg 1.2 og 1566 kW for prosjektvalg 2.1.

Effektkostnad, energikostnad og fastledd er gitt i *Tabell 3*.

6.3.5. Lønnsomhetsanalyse

Salg av strøm til ferger er ikke tenk å gi profitt, og prisen er satt lik energikostnaden til netteier, på 0,0515 kr/kWh. For strøm solgt til tungtransport er prisen satt til 3,45 kr/kWh. Lik fremgangsmåte som for Bognes er benyttet, og resultatene av lønnsomhetsanalysen er presenter i *Tabell 11*.

Prosjektvalg	Investering, batteri [kr]	Investering, ladestasjon [kr]	NNV [kr]	Salgspris NNV = 0 [kr/kWh]
Med BLS uten tungtransport (1.1)	1 375 408	-	- 2 090 768	0,34 (ferge)
Med BLS og tungtransport (1.2)	1 375 408	20 822 760	79 548 851	0,61 (kjøretøy)
Uten BLS med tungtransport (2.1)	-	20 822 760	79 896 630	0,56 (kjøretøy)

Tabell 11: Resultater av lønnsomhetsanalyse for Solavågen

Med forventede priser, kan laveste mengde energi solgt til tungtransport i prosjektvalg 1.2 være 85 442 kWh, før NNV blir negativ. Det er en reduksjon på 84% av maksimalt potensiale, tilsvarer opplading med 250 kW i 11,4 timer per døgn. For prosjektvalg 2.1 kan det minimum selges 77 468 kWh for å oppnå en positiv NNV. Det er en reduksjon på 86% av maks potensiale, og tilsvarer opplading med 250 kW i 10,3 timer per døgn.

7. Diskusjon

Oppgaven analyserer i hvilken grad det er økonomisk attraktivt for eier av ladestasjon å benytte BLS og tilby multitjeneste. Usikkerheter ved komponentene i prosjektvalgene kan påvirke lønnsomheten, og gir grunnlag for diskusjon. Usikkerheter som er av mindre betydning, og som ikke er inkludert er; rente, valg av fergestrekning, tall fra Ferjedatabanken (2018) og ladeeffekt til tungtransport. Faktorer utenfor systemgrensen er ikke diskutert.

De valgte fergestrekninger representerer variasjon i rutetabell, energibehov og tilført effekt på fergekai. Casene i oppgaven er derfor svært representative, og har høy overføringsverdi for andre fergestrekninger. Resultatene for fergestrekningene er spesifikke, men tilhørende diskusjon er relevant for enhver el-fergekai.

7.2. El-ferger

Metoden for beregning av energibehov er basert på fergen Ampere, som per i dag er over fire år gammel. Den teknologiske utviklingen de siste årene er ikke tatt hensyn til i modellen, og en usikkerhet vil videreføres ved beregning av energibehov. Det beregnede energibehovet kan avvike fra faktisk energibehov, og er dermed ikke direkte sammenlignbart, men utgjør et godt grunnlag for videre analyse.

Energiberegningen er basert på overfartstid, og tar ikke hensyn til variasjon i distanse og hastighet. Det er gjenspeilet i sammenhengen mellom distanse og energibehov for utvalgte strekninger. Distansen fra Bognes til Skarberget er ca. det dobbelte av distansen fra Solavågen til Festøya. En antagelse kunne vært doblet energibehov. Det er ikke tilfelle ved bruk av metoden til Mjelde et al. (2015). *Figur 10* viser hvordan motorlasten varierer gjennom overfarten. Endring i tid gir kun utslag i perioden med middels motorlast. Tiden i periodene med høy motorlast forblir likt, og totalt energibehov blir av den grunn ikke doblet.

Det er vist at en reduksjon fra 12 til 10 knop for fergen under overfarten fra Bognes til Skarberget, vil redusere energibehovet fra 205 kWh til 156 kWh, men øker i midlertidig overfartstiden med 3,6 minutter. Det er et energibesparende tiltak, som kan redusere nettbelastningen og investering i nett. En endring i overfartstid kan påvirke rutetider, som kan bety at etterspørsel for fergeavganger ikke blir tilfredsstillt. Det gir kortere ladetid for fergen, og vil føre til større nettbelastning, som observert i *Tabell 5*. Ved prosjektgjennomføring bør

likevel problemstillingen diskuteres. For fergestrekninger med færre avganger i løpet av døgnet og lang tid mellom avgangene, vil lenger overfartstid ha mindre betydning. I slike tilfeller vil redusert hastighet anbefales.

7.3. Stasjonært energilager

Slitasjealgoritmen som er benyttet i oppgaven er spesifikk for LiFePO₄-batterier. I case 1 har batteriet en levetid på 90 måneder, men i case 2 er levetiden 55 måneder. Det fremkommer av at BLS i case 2 har flere sykluser gjennom døgnet, lenger lagringstid og høyere gjennomsnittlig syklusdybde. Antall sykluser er henholdsvis 37 800 og 26 400. Det er et resultat av det høye antallet sykluser batteriet gjennomgår per dag, og med en relativ lav DoD i forhold til testparametere benyttet av Swierczynski et al. (2015). *Figur 19* viser at økt temperatur reduserer levetiden betraktelig i case 1. Det kan derfor være en fordel å redusere driftstemperaturen under 25°C. Det vil imidlertid bety at algoritmene til Swierczynski et al. (2015) ikke er like pålitelige.

Li-ion-batterier med andre egenskaper, kan oppnå en levetid som avviker fra oppgavens resultat med bruk av tilhørende slitasjealgoritmer. Endret levetid gir utslag på analyseperiode i nåverdimetoden som kan avgjøre lønnsomhet av prosjektet. Et eksempel er LTO-batteriet, utviklet av Altairnano (2018). Ved videre forskning kan forskere og produsenter oppnå økning i syklusliv og gjøre batteriteknologien bedre egnet for formål som oppgaven belyser. Ved å øke antall sykluser kan reinvestering i batteri utsettes, og er positivt for lønnsomheten av prosjektet.

I likhet med arbeidet til Ding et al. (2015) er det vist at BLS har stor betydning for nettbelastningen ved opplading av ferge. Det avgjør hvor stor investering som kreves i nettet for nødvendig tilført effekt. Overført energi til ferge er lik med og uten BLS. Ved prosjektvalg med BLS er nettbelastningen mindre fordi energien hentes ut over lenger tid fra nettet. De høye og korte effekttoppene ved prosjektvalg uten BLS resulterer i både høy investeringskostnad, dårlig utnyttelse av utbygd effekt og liten grad av effektutjevning. For prosjektvalget har tilbud av multitjeneste mellom fergeopplading stor betydning for økt utnyttelse og effektutjevning. Multitjeneste bidrar til et inntekstledd i beregning av NNV som er avgjørende for lønnsomheten av prosjektet. Prosjektvalget med BLS har betraktelig redusert nettbelastningen, og oppladning av BLS mellom kailigge for fergen bidrar til

effektutjevning. Gevinsten av effektutjevningen er, som for Han et al. (2015), reduserte effektkostnader og nettinvesteringer.

Ved å benytte metoden til Martinsen (2016) er midlere effektuttak for et døgn for lav for opplading av ferge i begge caser. Effektuttaket er derfor fordelt utover døgnet basert på laveste kombinerte ladetid for ferge og BLS, og gir den høyeste graden av oppnåelig effektutjevning for casene. Det betyr at rutetabellen spiller en viktig rolle, ettersom den setter rammen for de kombinerte ladetidene. Sammenligning av case 1 og 2 viser at fergesamband med regelmessig rutetabell har større grad av effektutjevning med BLS enn fergesamband med uregelmessige avganger. I case 1 har fergeavgangene varierende hyppighet i løpet av døgnet. Variasjon i kombinert ladetid for ferge og BLS, som følge av varierende avganger, gir ujevn nettbelastning gjennom dagen selv med BLS. I slike tilfeller øker både grad av nettutnyttelse og effektutjevning ved å tilby multitjeneste. I case 2 er det én time mellom hver avgang gjennom hele døgnet, som gir konstant kombinert ladetid. Det resulterer i en kontinuerlig og lik nettbelastning fra ferge og BLS gjennom hele driftstiden. I slike tilfeller er det ingen ytterligere effektutjevning ved å tilby multitjeneste. Det resulterer derimot til at effektavgiften vil øke, men tilbud av multitjeneste bidrar til inntekt. På Solavågen er tilført effekt høyere enn spisslast med BLS, og multitjeneste kan tilbys uten ytterligere investering i nett. Det resulterer i bedre utnyttelse av tilgjengelig effekt, men gir ingen ytterligere effektutjevning.

På bakgrunn av at Mjelde et al. (2015) har benyttet fergen Ampere, er oppgaven basert på BLS med opplading mellom hver overfart til fergen. Opplading av batteriet én gang om dagen, er ikke realistisk for fergesamband som har hyppige avganger og driftstid gjennom døgnet. Hyppige avganger vil gi kort tidsrom til ladning av BLS, og resulterer i høy effekt for å lade batteriet. Investeringen i nett med BLS vil i det tilfellet være høyere enn investering i nett uten BLS, og reduserer fordelene av energilagring. Én ladning om dagen vil samtidig gi et betydelig større batteri, med tilsvarende økning i batteriinvestering. Batteriet må ha stor nok kapasitet til å forsyne fergen 15 ganger i løpet av driftstiden i case 1, som resulterer i et 15 ganger så stort batteri. Med en annen driftsprofil, vil BLS bære preg av en annen SoC-profil. Det gir en profilen med én lang syklus om dagen, og degradering gitt av lagring vil være større enn degradering gitt av syklus. En ladning om dagen gir lenger levetid på batteriet, som i studien til Swierczynski et al. (2015), og er positivt for lønnsomhetsvurderingen.

7.4. Tungtransport

Data for tungtransport gir beregningsgrunnlag for hvilket potensiale det er for elektrifisering. I realiteten vil full elektrifisering av tungtransport ikke være realistisk i overskuelig fremtid.

Det er også urealistisk at kjøretøyene benytter hele ladetiden som er tilgjengelig før ombordkjøring i fergen, og energiuttaket for ladning vil i realiteten være lavere enn det som er benyttet for lønnsomhetsvurdering. Det er derfor beregnet hvor lavt etterspørselen kan synke før prosjektene blir ulønnsomme. Det gir kravet til oppnådd salg av el for oppfyllelse av lønnsomhet. Dersom energimengden solgt til kjøretøy reduseres, vil også midlere effektuttak og inntekt reduseres. Det resulterer i lavere effektavgift, men er ikke tatt hensyn til når minstekravet er estimert.

Salgsprisen for hurtiglading av kjøretøy, gitt av Haugneland (2017), er utgangspunkt for beregning av inntekt. Prisen er oppgitt for ladning med effekt over 43 kW, til 2,5 kr/min. Pris basert på minutter er ikke realistisk for tungtransport ettersom den ikke skiller mellom 250 kW og 43 kW. Med minuttpris betyr det at det er en fordel å lade med høy effekt, fordi det er mulig å hente ut mer energi over samme tidsrom til samme pris. For hurtiglading med effekt på 250 kW er det derfor en fordel at pristaksten endres slik at inntekt gjenspeiler energiuttaket. Prisen er omregnet til kWh-pris på 3,49 kroner i oppgaven. Selv om prisen synker, er prosjektene fortsatt lønnsomme frem til grenseprisen, gitt at etterspørselen er den samme.

Prinsippet med ladestasjon til tungtransport på el-fergekai innebærer at kjøretøyene kan lade samtidig som de står i kø for ombordkjøring. Alternativet er å legge ladestasjonen nærmere sentralnettet, for å unngå høye investeringer i distribusjonsnett. Det betyr imidlertid at sammenlagt tidsbruk for ladning og køtid på fergekai, blir større enn om ladning og køtid kombineres på fergekai. Gevinsten er tidsbesparelse for tungtransport. Trafikkstatistikken som er benyttet er hentet ut for tungtransport som reiser med fergen, det betyr at kjøretøyene uansett skal passere ladestasjonen for el-ferge. Både el-fergen og tungtransport benytter likestrøm til oppladning. Det betyr at kombinasjon av ladesystemene er en fordel.

7.5. Lønnsomhetsanalyse

For de valgte casene er kraftkostnadene gitt av netteier, og kan avvike fra kostnadene på andre fergekaier. Kraftkostnaden kan imidlertid endres over tid, og bør bli tatt høyde for ved prosjektering. Nettinvesteringen er et overslag fra nettselskapene, og er gitt for spesifikt sted og etterspurt effekt. Effektaavregningen varierer mellom nettselskaper og kan i ulike caser være svært forskjellig. Nettselskap som baserer avregningen på spisslast, vil i case 1 ha en effektaavregning på 1295 kW uten BLS. Nord-Salten Kraft beregner midlere effekt til 215 kW. For prosjekter med stor differanse mellom spisslast og midlere effekt, vil det være et spørsmål om NVE vil komme med ny avregningsmetode. Med BLS er midlere effekt avregnet til 177 kW, og differansen mellom midlere effekt uten BLS er liten. En endring som øker avregningen fra midlere effekt uten BLS, vil medføre at redusert effektkostnad ved bruk av BLS økes. Et slikt endringsforslag vil påvirke løsningen med BLS positivt.

Lønnsomhetsanalysen bygger på investeringer, kostnader og inntekter, i henhold til Han et al. (2015). Ved prosjektvalg med BLS uten multiteneste, vil lønnsomheten være knyttet til gevinsten av redusert effektkostnad. Fordi den reduserte effekten ved å benytte batteri reduseres fra 215 kW til 177 kW, vil ikke prosjektet bli lønnsomt med dagens effektaavregning, ettersom det er en svært liten reduksjon. Uten multiteneste må det tas profit fra salg av strøm til fergen, for å oppnå et lønnsomt prosjekt.

Analyseperioden for case 1 er satt av levetiden til batteriet. Når levetiden er nådd, må det reinvesteres. Det vil utgjøre en ny investering i måned 90, samtidig som annuiteten av nåverdiene for nettinvestering og ladestasjon synker. Resultat av beregning for levetid til batteri har derfor stor betydning for lønnsomheten av et prosjekt.

Følsomhetsanalysen viser at prosjektene er mest følsomme for salgspris til kjøretøy. Analysen baseres på inntekt fra en stor mengde el-etterspørsel, og en endring i salgsprisen til tungtransport blir derfor svært utslagsgivende. Det betyr at prosjektet er svært følsomt for mengden el som blir solgt. Et redusert inntektsledd øker følsomheten av andre kostnadskomponenter, slik som batteripris.

For prosjekter der det kreves utbygging i nett, er minstekravet for solgt energi til multiteneste lavere for ladestasjon med BLS, enn ladestasjon uten BLS. For Bognes (case 1) er

minstekravet for ladestasjon til el-ferge med BLS 19 927 kWh, og 33 680 kWh uten BLS. Det gjenspeiler investering i BLS og færre antall ladestasjoner, mot økte investeringskostnader i nett og økt antall ladestasjoner. For prosjekter som ikke krever utbygging av nett, er det observert motsatt tilfelle. For Solavågen (case 2) er minstekravet med BLS 85 442 kWh, og 77 468 kWh uten BLS. Ingen investering i nett, og høy tilgjengelig effekt, gir mulighet til å etablere flere ladepunkter. Et prosjekt med investering i mange ladepunkter og BLS krever derfor høyere energisalg til multitjeneste for å dekke kostnadene. Few et al. (2018) predikerer en halvert batteripris, i forhold til det som er benyttet i oppgaven, i løpet av 2020 til 2030. Det vil bety at inntekt fra minstekravet for solgt energi til multitjeneste med BLS kan reduseres tilsvarende. Beregning av minstekravet tar ikke høyde for ringvirkninger som følge av prosentvis endring i analyseparameterne.

Prosjektene med tilbud av multitjeneste oppnår en positiv NNV med salgspris på 3,49 kr/kWh til tungtransport. Prosjektene er lønnsomme så lenge salgsprisen er høyere enn grenseprisen, gitt at etterspørselen benyttet i oppgaven dekkes av salget. Ved grenseprisen er NNV lik null, som tilsier at internrenten til prosjektet er lik den kalkulasjonsrenten som er benyttet i oppgaven. Øker salgsprisen fra grenseprisen, endres også internrenten. Som tilsier at prosjektet prosentvis avkastning øker. Prosjektet uten tilbud av ladning til kjøretøy har ingen positiv NNV, med mindre salg av ladning til ferge skal gi profitt. Uten salg av multitjeneste er ikke prosjektet lønnsomt, og oppfyller kravet til Enovas støtteordning. Enovas støtteordning fører til at selv prosjektet med BLS uten tilbud av ladning til kjøretøy, som i oppgaven har en negativ NNV, kan gjennomføres.

8. Konklusjon

Stasjonær energilagring på el-fergekai reduserer nettbelastning og kan gi økt effektutjevning. Tilbud av multitjeneste gir eier av ladestasjon et viktig inntektsgrunnlag, og kan øke utnyttelsen av den tilgjengelige effekten på nettet. Det er økonomisk attraktivt for eier, dersom inntekten fra multitjeneste er større enn investeringer og kostnader.

Prosjekt 1.1, ladestasjon til el-ferge med BLS uten multitjeneste, er ikke lønnsomt fordi inntektsledd ikke gir profitt. For å oppnå et lønnsomt prosjekt, må betalingsvilligheten til fergeselskapet gi prosjektet profitt ved salg av el. Er det ikke mulig å oppnå en profitt, kan det søkes om støtte fra Enova.

Prosjekt 1.2, ladestasjon for el-ferge med BLS og multitjeneste, er lønnsomt dersom minstekravet til salg av multitjeneste blir oppfylt. Økt betalingsvillighet fra fergeselskaper eller fra tungtransport kan redusere minstekravet eller øke NNV.

Prosjekt 2.1, ladestasjon for el-ferge uten BLS med multitjeneste, har en høyere NNV enn prosjekt 1.2. Det gjenspeiler høy tilgjengelig effekt fra nett, som muliggjør høyere tilbud av multitjeneste, og øker inntekten fra prosjekt 1.2. For prosjekter som krever en investering i nett (case 1), må minstekravet til salg av multitjeneste eller profitten fra salget økes i forhold til prosjektvalg 1.2. Større investeringer gjenspeiler økte krav til inntekter. For prosjekter som ikke krever investering i nett (case 2), er minstekravet til salg av multitjeneste lavere for prosjekt 2.1 i forhold til prosjekt 1.2, på grunn av redusert investering uten BLS.

Tilgjengelig effekt på fergekaier er varierende og vil utløse ulike nettinvesteringer ved ulike prosjektvalg. For prosjekter som krever utbygging av effekt, vil bruk av BLS redusere nettinvesteringen. Det er økonomisk attraktivt å innføre BLS på el-fergekai, hvis investering i BLS er lavere enn investering i nett uten bruk av BLS. Det er økonomisk attraktivt å tilby multitjeneste dersom minstekravet til salg oppfylles med forventede priser.

Prosjekter som ikke krever utbygging av tilført effekt på kai, er mer økonomisk attraktive fordi det ikke stilles krav til nettinvestering. Innføring av BLS vil øke investeringskostnader, og resulterer kun i reduserte effekttopper og effektkostnader. På grunn av liten differanse mellom spisslast og midlere effekt, vil redusert effektkostnad ha mindre økonomisk

betydning. Multitjeneste i det tilfellet er økonomisk attraktivt så lenge inntekten fra multitjeneste er høyere enn kostnadene for muliggjørelse av tjenesten.

8.2. Forslag til videre arbeid

Valgt systemgrense setter rammene for oppgaven og faktorer som vil ha en betydning på gjennomføring av denne type prosjekt. Systemgrensen ekskluderer faktorer som ville være vesentlig i en samfunnsøkonomisk analyse, og avgjørende for beslutningsgrunnlaget ved overgang til elektrifiserte ferger og transport. Utslippsreduksjon, drivstoffbesparelse, avgiftsreduksjoner, støtteordninger etc. er slike faktorer. Ved prosjektgjennomføring anbefales en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse som tar hensyn til faktorer ekskludert i denne oppgaven. Betalingsvillighet for el til fergeselskap og tungtransport bør kartlegges for å gi et realistisk inntektsgrunnlag. En grundig vurdering av valgt lagringsteknologi vil også styrke beslutningsgrunnlaget for prosjektet og bør være en del av videre arbeid.

9. Referanseliste

- Alhazmi, Y. A. & Salama, M. M. A. (2017). Economical staging plan for implementing electric vehicle charging stations. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 10: 12-25. doi: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2017.02.001>.
- Altairnano. (2018). *24V 70 Ah Battery Module*. Tilgjengelig fra: <http://www.altairnano.com/products/battery-module/> (lest 02.05.18).
- Astrup. (2014). *MF Ampere - verdens første 100% batteridrevne ferge*. Astrup.no. Tilgjengelig fra: <http://www.astrup.no/Aktuelt/Aluminium-nyhetsarkiv/MF-Ampere-verdens-foerste-100-batteridrevne-ferge> (lest 12.02.18).
- Bellona. (2018). *Nærmere norsk batterirevolusjon*. www.bellona.no: Bellona. Tilgjengelig fra: <http://bellona.no/nyheter/industri/industrielle-losninger/2018-04-naermere-norsk-batterirevolusjon> (lest 22.04.18).
- Brunvoll, A. (2016). Grunnlag for FoU-prioriteringer: Miljøvennlig energi i transport. 1-59. Tilgjengelig fra: https://www.forskningsradet.no/prognett-energix/Nyheter/Spennende_muligheter_i_ny_utlysningrunde_om_miljovennlig_energi/1254018494159&lang=no.
- Byberg, Ø. (2018). *Sjekk ut den nye elektriske lastebilen fra Volvo*. I: Haugen, S. O. (red.). www.hegner.no: Hegnar. Tilgjengelig fra: <http://www.hegner.no/Nyheter/Motor/2018/04/Sjekk-ut-den-nye-elektriske-lastebilen-fra-Volvo> (lest 29.04.18).
- Bøhren, Ø. & Gjørum, P. I. (2016). *Finans: Innføring i investering og finansiering*: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke AS.
- Corvusenergy. (2017). *Ampere, ferry - World's first all-electric car ferry*. Tilgjengelig fra: <http://corvusenergy.com/marine-project/mf-ampere-ferry/> (lest 12.02.18).
- Dalløkken, P. E. (2016). *Askos nye lastebil har to tonn batterier mellom akslingene*. Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/askos-nye-lastebil-har-to-tonn-batterier-mellom-akslingene/351502> (lest 25.10.17).
- den Boer, E., Aarnink, S., Kleiner, F. & Pagenkopf, J. (2013). *Zero emissions trucks: An overview of state-of-the-art technologies and their potential*.
- dfo. (2018). *Samfunnsøkonomisk analyse*. dfo.no: Direktoratet for Økonomistyring. Tilgjengelig fra: <https://dfo.no/fagomrader/utredning/samfunns%C3%B8konomisk-analyse> (lest 16.04.18).
- Ding, H., Hu, Z. & Song, Y. (2015). Value of the energy storage system in an electric bus fast charging station. *Applied Energy*, 157: 630-639. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.058>.
- Direktoratet for økonomistyring. (2014). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke AS.
- DNV-GL. (2017). *Grønt Kystfartsprogram*. Tilgjengelig fra: <https://www.dnvgl.no/maritime/gront-kystfartsprogram/index.html> (lest 20.02.18).
- Eide, M. (2016). Reduksjon av klimagassutslipp fra norsk innenriks skipsfart. Rapport nr. 2016-0150, Rev. 0.
- Enova. (2018). *STØTTE TIL INFRASTRUKTUR: Landstrøm til skip i norske havner*. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/bedrift/maritim-transport/stotte-til-infrastruktur/landstrom-til-skip-i-norske-havner/> (lest 20.02.18).
- Evans, A., Strezov, V. & Evans, T. J. (2012). Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16 (6): 4141-4147. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.048>.

- Ferjedatabanken. (2018). *Rapport - Variasjonskurver*. fdb.triona.no: Statens vegvesen. Tilgjengelig fra: <http://fdb.triona.no/repWizScope.xhtml>.
- Few, S., Schmidt, O., Offer, G. J., Brandon, N., Nelson, J. & Gambhir, A. (2018). Prospective improvements in cost and cycle life of off-grid lithium-ion battery packs: An analysis informed by expert elicitations. *Energy Policy*, 114: 578-590. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.033>.
- Fjellstrand. (2014). *ZeroCat Ampere*. www.skyss.no: Fjellstrand.
- Fjord1. (2018). *Festøya-Solavågen*. www.fjord1.no: Fjord 1. Tilgjengelig fra: <http://www.fjord1.no/eng/ferry/ferry-timetables/more-og-romsdal/festoya-solavagen> (lest 02.04.18).
- Gagnat, T. (2018). *Effektilgang* (e-mail 10.04.18).
- GoogleKartdata. (2018a). *Bognes ferjekai, Riksvei 85, Storfjord i Tysfjord*.
- GoogleKartdata. (2018b). *Solavågen fergekai, Sula*.
- Hafslundnett. (2018). *Priser på nettleie - bedrift*. www.hafslundnett.no: Hafslund. Tilgjengelig fra: https://www.hafslundnett.no/priser/nettleiepriser_bedrift/15558 (lest 20.03.18).
- Han, X., Ji, T., Zhao, Z. & Zhang, H. (2015). Economic evaluation of batteries planning in energy storage power stations for load shifting. *Renewable Energy*, 78: 643-647. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.056>.
- Haugneland, P. (2017). *Dette koster hurtiglading*. elbil.no: Norsk elbilforening. Tilgjengelig fra: <https://elbil.no/dette-koster-hurtiglading/> (lest 27.03.18).
- IRENA. (2015). *BATTERY STORAGE FOR RENEWABLES: MARKET STATUS AND TECHNOLOGY OUTLOOK*. www.irena.org.
- Johnsen, H. (2018). *Landets mest moderne ferjesamband*. Tilgjengelig fra: <https://www.firda.no/nyheter/samferdsle/ferje/landets-mest-moderne-ferjesamband/s/5-15-525040> (lest 01.05.18).
- Komarnicki, P. (2017). *Electric Energy Storage Systems : Flexibility Options for Smart Grids*: Springer Berlin Heidelberg : Imprint: Springer.
- Leadbetter, J. & Swan, L. (2012a). Battery storage system for residential electricity peak demand shaving. *Energy and Buildings*, 55: 685-692. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.09.035>.
- Leadbetter, J. & Swan, L. (2012b). Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity. *Journal of Power Sources*, 216: 376-386. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.05.081>.
- Longva, P. & Tversøl, A. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv*. finansdepartement, D. k. regjeringen.no: Regjeringen.
- Lovdata. (2017). *Lov om klimamål (klimaloven)*.
- Majoe, A. (2017). *The Future of Trucks: Implications for Energy and the Environment*.
- Martinsen, K. (2014). *Sammenstilling av grunndata om dagens skipstrafikk og drivstofforbruk*, 2014-1667 Rev.0.
- Martinsen, T. (2016, 14-15 June 2016). *A business model for an EV charging station with battery energy storage*. CIRED Workshop 2016.
- Mjelde, A., Hustad, H., Sverus, T., Martinsen, K. & Eide, M. S. (2015). *Elektrifisering av bilferger i Norge – kartlegging av investeringsbehov i strømmettet*.
- Mørenett. (2018). *Nettleige næring*. morenett.no: Mørenett. Tilgjengelig fra: <http://www.morenett.no/nettleige/produkt-og-prisar/> (lest 11.04.18).
- NHO. (2017). *MILJØAVTALE OM REDUKSJON AV NOX-UTSLIPP FOR PERIODEN 2018 – 2025*. nho.no: Næringslivets Hovedorganisasjon.

- Nord-SaltenKraft. (2018). *Nettleie Bedriftskunder*. nordsaltenkraft.no: Nord-Salten Kraft AS. Tilgjengelig fra: <http://nett.nordsaltenkraft.no/?id=1507677067&Article=66> (lest 20.03.18).
- Norges-bank. (2018). *Valutakurser*. norges-bank.no: Norges Bank. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/> (lest 09.04.18).
- Nøland, J. K. (2010). ZERO rapport: Kartlegging av potensialet for batteridrift på ferger i Norge.
- Opdal, O. A. (2010). ZERO-rapport november 2010: Batteridrift av ferger.
- Ranta, M., Rahkola, P., Ponomarev, P., Pihlatie, M., Weber, C., Amundsen, A. & Hagman, R. (2016). *Feasibility of electric buses in Tromsø*, CUSTOMER REPORT VTT-CR-04106-16. www.tromsfylke.no.
- Regjeringen. (2017a). *Lovfester klimamål for Norge i ny klimalov*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ny-klimalov/id2547098/> (lest 15.02.18).
- Regjeringen. (2017b). Meld. St. 33 (2016–2017) Nasjonal transportplan 2018–2029.
- Rochlenge, C. (2018). *Konsumprisindeksen*. ssb.no: Statistisk Sentralbyrå. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/kpi> (lest 11.04.18).
- Ruter. (2017). *Oslo har fått sine første elbusser*: Ruter.
- Ruud, M. & Svennson, A. M. (2018). 5 spørsmål om Li-ionbatterier. *Teknisk Ukeblad* (2): 50.
- Siemens, B. (2015). *Syv av ti ferger er lønnsomme med ELEKTRISK DRIFT – en mulighetsstudie*.
- Skotland, C. H. & Høivik, Ø. F. (2017). *Har strømmettet kapasitet til elektriske biler, busser og ferger?*, 77. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Solhaug, K. E. (2018). *Utbyggingskostnader* (e-mail 18.03.18).
- Sripad, S. & Viswanathan, V. (2017). Performance Metrics Required of Next-Generation Batteries to Make a Practical Electric Semi Truck. *ACS Energy Letters*, 2 (7): 1669-1673. doi: 10.1021/acsenerylett.7b00432.
- Statnett. (2017). *Nå blir lastebilen elektrisk*. www.statnett.no: Statnett. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/Fremtiden-er-elektrisk/Lastebilen-blir-elektrisk/> (lest 22.04.18).
- Stensvold, T. (2015). *BATTERIFERGA AMPERE - Denne fergen er revolusjonerende. Men passasjerene merker det knapt*. I: Hole, S.-E. (red.). tu.no: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/denne-fergen-er-revolusjonerende-men-passasjerene-merker-det-knapt/222522> (lest 20.03.18).
- Stenvold, T. (2017). *Disse 20 havnene får landstrøm-støtte fra Enova*. Landstrøm. Teknisk ukeblad. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/disse-20-havnene-far-landstrom-stotte-fra-enova/396612> (lest 01.05.18).
- Stølen, S. I. (2016). *10 ting du ikke visste om norske lastebiler*. lastebil.no: Norges lastebil forbund. Tilgjengelig fra: <https://lastebil.no/Aktuelt/Nyhetsarkiv/2016/10-ting-du-ikke-visste-om-norske-lastebiler>.
- Svendsen, J. H. (2016). *Elektrisk Mercedes*. www.lastebil.no: Norges Lastebileier-forbund. Tilgjengelig fra: <https://lastebil.no/Aktuelt/Nyhetsarkiv/2016/Elektrisk-Mercedes> (lest 22.04.18).
- Swierczynski, M., Stroe, D. I., Stan, A. I., Teodorescu, R. & Kær, S. K. (2015). Lifetime Estimation of the Nanophosphate LiFePO₄/C Battery Chemistry Used in Fully Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 51 (4): 3453-3461. doi: 10.1109/TIA.2015.2405500.
- Swierczynski, M. (2018). *Batterislitasje* (e-mail 30.04.2018).
- Tesla. (2018). *Tesla Semi*. www.tesla.com: Tesla. Tilgjengelig fra: https://www.tesla.com/no_NO/semi?redirect=no (lest 22.04.18).

- Torghatten-Nord. (2018). *Skarberget-Bognes*. www.torghatten-nord.no: Torghatten Nord.
Tilgjengelig fra: <http://ruteinfo.thn.no//default.aspx?rnr=33> (lest 02.04.18).
- Vetter, J., Novák, P., Wagner, M. R., Veit, C., Möller, K. C., Besenhard, J. O., Winter, M., Wohlfahrt-Mehrens, M., Vogler, C. & Hammouche, A. (2005). Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 147 (1): 269-281. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.01.006>.
- Wold, M., Mossevig, S. & Eide-Fredriksen, J. (2016). *Realisering av null- og lavutslippsløsninger i anbudsprosesser for fergesamband*. Miljøvennlige ferger: DNV GL AS maritime.
- Zakeri, B. & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 42: 569-596. doi: 10.1016/j.rser.2014.10.011.
- Aanensen, T. & Holstad, M. (2018). *Elektrisitetspriser*. ssb.no: Statistisk Sentralbyrå.
Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/elkraftpris> (lest 20.03.18).

Vedlegg 1: Case 1 - Bognes

Formler som er benyttet i Excel-modellen for Bognes. Modellen er illustrert i vedlegg 3.

El-ferge

Tid i overfartsmodus:

$$T_{\text{overfart}} = 25 - 0,75 - 1,5 - 3 - 1,5 = 18,25 \text{ min}$$

Energibruk per overfart og for kailigge:

$$E_{\text{overfart}} = 900 \times 0,42 \times \frac{18,25}{60} = 115 \text{ kWh}$$

$$E_{\text{overfart}} = 900 \times 0,14 \times \frac{24}{60} = 50 \text{ kWh}$$

Totalt energibruk per overfart:

$$E_{\text{ferge,total}} = 8,44 + 18 + 115 + 3,15 + 12,6 + 50 \approx 205 \text{ kWh}$$

Effektbehov:

$$L_{\text{ferge}} = \frac{205}{9,5} \times 60 = 1295 \text{ kW}$$

Stasjonært energilagringssystem

Felles ladeeffekt:

$$L_{\text{felles}} = \frac{205}{9,5 + 60} \times 60 = 177 \text{ kW}$$

Laveste ladeeffekt på døgnbasis:

$$L_{\text{nett,min}} = \frac{205 \times 15}{24} = 128 \text{ kW}$$

Energi med midlere effekt:

$$E_{\text{ferge,total}} = \frac{128 \times 9,5 + 128 \times 60}{60} = 148 \text{ kWh}$$

Batterikapasiteten:

$$E_{\text{ferge,min}} = \frac{9,5 \times 177}{60} = 28 \text{ kWh}$$

$$E_{\text{BLS}} = \frac{205 - 28}{0,6} = 295 \text{ kWh}$$

Nettbelastning med/uten BLS og SoC-profil (EXCEL)

Uten Batteribank				Med Batteribank						
Ankomst	Avgang	Ladem inutter	L _{ferge} [kW]	L _{felles} [kW]	L _{BLS} [kW]	E _{nett,ferge} [kWh]	E _{BLS,ut} [kWh]	E _{BLS,inn} [kWh]	Batteri status [kWh]	SoC- BLS
00:00		14.5	848	177	177	43	162		74	25 %
	00:15	70	0	177	139			162	236	80 %
01:25		154.5	80	177	80	0	0		236	80 %
	04:00	85	0	177	0			0	236	80 %
05:25		9.5	1295	177	177	28	177		59	20 %
	05:35	60	0	177	177			177	236	80 %
06:35		14.5	848	177	177	43	162		74	25 %
	06:50	60	0	177	162			162	236	80 %
07:50		9.5	1295	177	177	28	177		59	20 %
	08:00	60	0	177	177			177	236	80 %
09:00		9.5	1295	177	177	28	177		59	20 %
	09:10	65	0	177	163			197	236	80 %
10:15		14.5	848	177	177	43	162		74	25 %
	10:30	65	0	177	150			162	236	80 %
11:35		9.5	1295	177	177	28	177		59	20 %
	11:45	115	0	177	92			177	236	80 %
13:40		24.5	502	177	177	72	133		103	35 %
	14:05	70	0	177	114			133	236	80 %
15:15		14.5	848	177	177	43	162		74	25 %
	15:30	70	0	177	139			162	236	80 %
16:40		19.5	631	177	177	58	147		89	30 %
	17:00	70	0	177	126			147	236	80 %
18:10		19.5	631	177	177	58	147		89	30 %
	18:30	65	0	177	136			147	236	80 %
19:35		9.5	1295	177	177	28	177		59	20 %
	19:45	80	0	177	133			177	236	80 %
21:05		9.5	1295	177	177	28	177		59	20 %
	21:15	70	0	177	152			177	236	80 %
22:25		19.5	631	177	177	58	147		89	30 %
	22:45	75	0	177	118			147	236	80 %

Degradering av BLS (EXCEL)

$$CF_{\text{syklus}} = 0.00024 \times e^{0.02717 \times 298} \times 0.02982 \times cd^{0.4904} \times 420^{0.5}$$

$$CF_{\text{kalender}} = (0.019 \times SoC^{0.823} + 0.5195) \times (3.258 \times 10^{-9} \times 25^{5.087} + 0.295) \times 0,167^{0.8}$$

År	Måned	CFsyklus	CFlagring	CFtotal	nc	Gjennomsnitt cd	Gjennomsnitt SoC
1	0	0	0	0.00 %	0	53 %	76 %
	1	0.03359	0.00096	3.46 %	420	54 %	77 %
	2	0.04833	0.00168	5.00 %	840	55 %	78 %
	3	0.05967	0.00233	6.20 %	1260	56 %	78 %
	4	0.06933	0.00294	7.23 %	1680	57 %	78 %
	5	0.07793	0.00352	8.15 %	2100	57 %	79 %
	6	0.08579	0.00408	8.99 %	2520	58 %	79 %
	7	0.09308	0.00463	9.77 %	2940	58 %	79 %
	8	0.09993	0.00515	10.51 %	3360	59 %	79 %
	9	0.10642	0.00567	11.21 %	3780	59 %	80 %
	10	0.11261	0.00618	11.88 %	4200	60 %	80 %
	11	0.11854	0.00668	12.52 %	4620	60 %	80 %
12	0.12426	0.00717	13.14 %	5040	60 %	80 %	
2	13	0.12979	0.00765	13.74 %	5460	61 %	80 %
	14	0.13514	0.00813	14.33 %	5880	61 %	81 %
	15	0.14035	0.00860	14.90 %	6300	62 %	81 %
	16	0.14543	0.00907	15.45 %	6720	62 %	81 %
	17	0.15039	0.00953	15.99 %	7140	62 %	81 %
	18	0.15524	0.00999	16.52 %	7560	63 %	81 %
	19	0.15999	0.01044	17.04 %	7980	63 %	82 %
	20	0.16465	0.01089	17.55 %	8400	64 %	82 %
	21	0.16922	0.01134	18.06 %	8820	64 %	82 %
	22	0.17373	0.01178	18.55 %	9240	64 %	82 %
	23	0.17816	0.01222	19.04 %	9660	65 %	82 %
	24	0.18253	0.01266	19.52 %	10080	65 %	83 %
3	25	0.18684	0.01309	19.99 %	10500	66 %	83 %
	26	0.19109	0.01353	20.46 %	10920	66 %	83 %
	27	0.19529	0.01396	20.92 %	11340	66 %	83 %
	28	0.19945	0.01438	21.38 %	11760	67 %	83 %
	29	0.20356	0.01481	21.84 %	12180	67 %	84 %
	30	0.20762	0.01523	22.29 %	12600	68 %	84 %
	31	0.21165	0.01566	22.73 %	13020	68 %	84 %
	32	0.21565	0.01608	23.17 %	13440	68 %	84 %
	33	0.21961	0.01650	23.61 %	13860	69 %	84 %
	34	0.22353	0.01691	24.04 %	14280	69 %	85 %
	35	0.22743	0.01733	24.48 %	14700	70 %	85 %
	36	0.23130	0.01774	24.90 %	15120	70 %	85 %
4	37	0.23515	0.01816	25.33 %	15540	70 %	85 %
	38	0.23897	0.01857	25.75 %	15960	71 %	85 %
	39	0.24277	0.01898	26.18 %	16380	71 %	86 %
	40	0.24655	0.01939	26.59 %	16800	72 %	86 %
	41	0.25031	0.01980	27.01 %	17220	72 %	86 %
	42	0.25406	0.02021	27.43 %	17640	72 %	86 %
	43	0.25778	0.02062	27.84 %	18060	73 %	86 %
	44	0.26149	0.02103	28.25 %	18480	73 %	87 %
	45	0.26519	0.02143	28.66 %	18900	74 %	87 %
	46	0.26888	0.02184	29.07 %	19320	74 %	87 %
	47	0.27255	0.02224	29.48 %	19740	74 %	87 %
	48	0.27622	0.02265	29.89 %	20160	75 %	87 %
5	49	0.27987	0.02305	30.29 %	20580	75 %	88 %
	50	0.28352	0.02346	30.70 %	21000	76 %	88 %
	51	0.28716	0.02386	31.10 %	21420	76 %	88 %
	52	0.29080	0.02426	31.51 %	21840	77 %	88 %
	53	0.29443	0.02467	31.91 %	22260	77 %	89 %
	54	0.29805	0.02507	32.31 %	22680	78 %	89 %

	55	0.30168	0.02547	32.72 %	23100	78 %	89 %
	56	0.30530	0.02588	33.12 %	23520	78 %	89 %
	57	0.30892	0.02628	33.52 %	23940	79 %	89 %
	58	0.31254	0.02668	33.92 %	24360	79 %	90 %
	59	0.31617	0.02709	34.33 %	24780	80 %	90 %
	60	0.31979	0.02749	34.73 %	25200	80 %	90 %
6	61	0.32342	0.02789	35.13 %	25620	81 %	90 %
	62	0.32705	0.02830	35.53 %	26040	81 %	91 %
	63	0.33069	0.02870	35.94 %	26460	82 %	91 %
	64	0.33433	0.02910	36.34 %	26880	82 %	91 %
	65	0.33799	0.02951	36.75 %	27300	83 %	92 %
	66	0.34164	0.02992	37.16 %	27720	84 %	92 %
	67	0.34531	0.03032	37.56 %	28140	84 %	92 %
	68	0.34899	0.03073	37.97 %	28560	85 %	92 %
	69	0.35268	0.03114	38.38 %	28980	85 %	93 %
	70	0.35639	0.03154	38.79 %	29400	86 %	93 %
	71	0.36010	0.03195	39.21 %	29820	86 %	93 %
	72	0.36383	0.03236	39.62 %	30240	87 %	93 %
7	73	0.36758	0.03277	40.04 %	30660	88 %	94 %
	74	0.37135	0.03318	40.45 %	31080	88 %	94 %
	75	0.37513	0.03360	40.87 %	31500	89 %	94 %
	76	0.37894	0.03401	41.29 %	31920	89 %	95 %
	77	0.38276	0.03443	41.72 %	32340	90 %	95 %
	78	0.38661	0.03484	42.15 %	32760	91 %	95 %
	79	0.39049	0.03526	42.58 %	33180	91 %	96 %
	80	0.39439	0.03568	43.01 %	33600	92 %	96 %
	81	0.39832	0.03610	43.44 %	34020	93 %	96 %
	82	0.40228	0.03653	43.88 %	34440	94 %	97 %
	83	0.40627	0.03695	44.32 %	34860	94 %	97 %
	84	0.41030	0.03738	44.77 %	35280	95 %	98 %
8	85	0.41437	0.03781	45.22 %	35700	96 %	98 %
	86	0.41847	0.03824	45.67 %	36120	97 %	98 %
	87	0.42262	0.03868	46.13 %	36540	97 %	99 %
	88	0.42681	0.03912	46.59 %	36960	98 %	99 %
	89	0.43105	0.03956	47.06 %	37380	99 %	100 %
	90	0.43533	0.04000	47.53 %	37800	100 %	100 %

Kostnadskomponenter

Benyttes i modellen for lønnsomhetsanalyse

Batteri:

$$INV_{\text{batteri}} = 3272 \times 295 \approx 965\,222 \text{ kr}$$

Kostnad for ladestasjon:

$$INV_{\text{ladestasjon}(1.2)} = 3\,470\,460 \text{ kr}$$

$$INV_{\text{ladestasjon}(2.1)} = 3\,470\,460 \times 2 = 6\,940\,920 \text{ kr}$$

Inntekt fra multiteneste:

$$I_{\text{ferge}} = 0,098 \times 92\,250 = 9\,040,5 \text{ kr}$$

$$I_{\text{kjøretøy}(1.2)} = 3,49 \times 90\,625 = 316\,281 \text{ kr}$$

$$I_{\text{kjøretøy}(2.1)} = 3,49 \times 290\,000 = 1\,012\,100 \text{ kr}$$

Kraftkostnader og anleggsbidrag:

$$K_{\text{kraft}(1.1)} = 28,75 \times 177 + \frac{35\,080}{12} + 0,098 \times 92\,250 = 17\,166 \text{ kr}$$

$$K_{\text{kraft}(1.2)} = 28,75 \times 427 + \frac{52\,220}{12} + 0,098 \times 92\,250 + 0,098 \times 90\,625 = 34\,663 \text{ kr}$$

$$K_{\text{kraft}(2.1)} = 28,75 \times 632,5 + \frac{69\,360}{12} + 0,098 \times 92\,250 + 0,098 \times 290\,000 = 61\,538 \text{ kr}$$

Lønnsomhetsanalyse (EXCEL)

Formler som benyttes i modellen.

Netto nåverdi:

$$NNV_{\text{prosjekt}(1.1)} = -\sum_{i=1}^n NV_{\text{investering}} - \sum_{i=1}^n NV_{\text{kostnader}} + \sum_{i=1}^n NV_{\text{inntekt}} = -2\,183\,854 \text{ kr}$$

$$NNV_{\text{prosjekt}(1.2)} = -\sum_{i=1}^n NV_{\text{investering}} - \sum_{i=1}^n NV_{\text{kostnader}} + \sum_{i=1}^n NV_{\text{inntekt}} = 18\,619\,753 \text{ kr}$$

$$NNV_{\text{prosjekt}(2.1)} = -\sum_{i=1}^n NV_{\text{investering}} - \sum_{i=1}^n NV_{\text{kostnader}} + \sum_{i=1}^n NV_{\text{inntekt}} = 67\,506\,853 \text{ kr}$$

Grenseprisen for ferge:

$$P_{\text{el,ferge}} = \frac{K_{\text{kraft}} + \sum \text{INV}}{E_{\text{ferge,mnd}}} = 0,36 \text{ kr/kWh}$$

Grenseprisen for kjøretøy:

$$P_{\text{el,kjøretøy}(1.2)} = \frac{(K_{\text{kraft}} + \sum \text{INV}) - I_{\text{ferge}}}{E_{\text{kjøretøy,mnd}}} = 0,84 \text{ kr/kWh}$$

$$P_{\text{el,kjøretøy}(2.1)} = \frac{(K_{\text{kraft}} + \sum \text{INV}) - I_{\text{ferge}}}{E_{\text{kjøretøy,mnd}}} = 0,49 \text{ kr/kWh}$$

Vedlegg 2: Case 2 - Solavågen

Formler som er benyttet i Excel-modellen for Solavågen. Modellen er illustrert for Bognes i vedlegg 3.

El-ferge

Tid i overfartsmodus:

$$T_{\text{overfart}} = 20 - 0,75 - 1,5 - 3 - 1,5 = 13,25 \text{ min}$$

Energibruk per overfart og for kailigge:

$$E_{\text{overfart}} = 900 \times 0,42 \times \frac{13,25}{60} = 83,5 \text{ kWh}$$

$$E_{\text{overfart}} = 900 \times 0,14 \times \frac{10}{60} = 21 \text{ kWh}$$

Totalt energibruk per overfart:

$$E_{\text{ferge,total}} = 8,44 + 18 + 83,5 + 3,15 + 12,6 + 21 \approx 150 \text{ kWh}$$

Opplading for to overfarter:

$$150 \text{ kWh} \times 2 = 300 \text{ kWh}$$

Effektbehov:

$$L_{\text{ferge}} = \frac{300}{9,5} \times 60 = 1895 \text{ kW}$$

Stasjonært energilagringssystem

Felles ladeeffekt:

$$L_{\text{felles}} = \frac{300}{9,5 + 50} \times 60 = 302,5 \text{ kW}$$

Laveste ladeeffekt på døgnbasis:

$$L_{\text{nett,min}} = \frac{300 \times 16}{24} = 200 \text{ kW}$$

Energi med midlere effekt:

$$E_{\text{ferge,total}} = \frac{200 \times 9,5 + 200 \times 50}{60} = 198 \text{ kWh}$$

Batterikapasiteten:

$$E_{\text{ferge,min}} = \frac{9,5 \times 302,5}{60} = 48 \text{ kWh}$$

$$E_{\text{BLS}} = \frac{300 - 48}{0,6} = 420 \text{ kWh}$$

Nettbelastning med/uten BLS og SoC-profil (EXCEL)

Uten BLS				Med BLS						
Ankomst	Avgang	Lademinutter	L _{ferge} [kW]	L _{felles} [kW]	L _{BLS} [kW]	E _{nettferge} [kWh]	E _{BLSut} [kWh]	E _{BLSinn} [kWh]	Batteristatus [kWh]	Soc-BLS
	00:00	415	0	302	0	0		0	336	80 %
06:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	84	20 %
	06:55	50	0	302	302	0		252	336	80 %
07:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	84	20 %
	07:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
08:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	08:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
09:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	09:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
10:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	10:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
11:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	11:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
12:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	12:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
13:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	13:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
14:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	14:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
15:45		9.5	1895	302	302	48	252	48	83	20 %
	15:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
16:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	16:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
17:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	17:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
19:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	18:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
20:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	19:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
21:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	20:55	50	0	302	302	0		252	335	80 %
21:45		9.5	1895	302	302	48	252	0	83	20 %
	21:55	115	0	302	132	0		252	335	80 %

Degradering av BLS (EXCEL)

$$CF_{\text{syklus}} = 0.00024 \times e^{0.02717 \times 298} \times 0.02982 \times cd^{0.4904} \times nc^{0.5}$$

$$CF_{\text{kalender}} = (0.019 \times SoC^{0.823} + 0.5195) \times (3.258 \times 10^{-9} \times 25^{5.087} + 0.295) \times 0,28^{0.8}$$

År	Måned	CFsyklus	CFlagring	CFtotal	nc	cd	SoC
	0	0	0	0	0	60 %	80.00 %
1	1	0.038	0.001	0.040	480.000	62 %	81.24 %
	2	0.055	0.002	0.058	960.000	64 %	81.84 %
	3	0.068	0.003	0.072	1440.000	65 %	82.32 %
	4	0.080	0.004	0.084	1920.000	65 %	82.74 %
	5	0.089	0.005	0.094	2400.000	66 %	83.13 %
	6	0.099	0.006	0.104	2880.000	67 %	83.50 %
	7	0.107	0.007	0.114	3360.000	68 %	83.85 %
	8	0.115	0.007	0.122	3840.000	68 %	84.18 %
	9	0.123	0.008	0.131	4320.000	69 %	84.51 %
	10	0.130	0.009	0.139	4800.000	70 %	84.83 %
	11	0.137	0.010	0.146	5280.000	70 %	85.14 %
	12	0.144	0.010	0.154	5760.000	71 %	85.45 %
2	13	0.150	0.011	0.161	6240.000	72 %	85.75 %
	14	0.156	0.012	0.168	6720.000	72 %	86.06 %
	15	0.163	0.012	0.175	7200.000	73 %	86.35 %
	16	0.169	0.013	0.181	7680.000	73 %	86.65 %
	17	0.174	0.014	0.188	8160.000	74 %	86.95 %
	18	0.180	0.014	0.194	8640.000	74 %	87.24 %
	19	0.186	0.015	0.201	9120.000	75 %	87.54 %
	20	0.191	0.016	0.207	9600.000	76 %	87.83 %
	21	0.197	0.016	0.213	10080.000	76 %	88.12 %
	22	0.202	0.017	0.219	10560.000	77 %	88.42 %
	23	0.208	0.018	0.225	11040.000	77 %	88.72 %
	24	0.213	0.018	0.231	11520.000	78 %	89.01 %
3	25	0.218	0.019	0.237	12000.000	79 %	89.31 %
	26	0.223	0.019	0.243	12480.000	79 %	89.61 %
	27	0.228	0.020	0.248	12960.000	80 %	89.91 %
	28	0.233	0.021	0.254	13440.000	80 %	90.22 %
	29	0.238	0.021	0.260	13920.000	81 %	90.52 %
	30	0.243	0.022	0.265	14400.000	82 %	90.83 %
	31	0.248	0.023	0.271	14880.000	82 %	91.14 %
	32	0.253	0.023	0.276	15360.000	83 %	91.46 %
	33	0.258	0.024	0.282	15840.000	84 %	91.78 %
	34	0.263	0.024	0.287	16320.000	84 %	92.10 %
	35	0.268	0.025	0.293	16800.000	85 %	92.42 %
	36	0.273	0.026	0.298	17280.000	86 %	92.75 %
4	37	0.277	0.026	0.304	17760.000	86 %	93.09 %
	38	0.282	0.027	0.309	18240.000	87 %	93.42 %
	39	0.287	0.027	0.315	18720.000	88 %	93.76 %
	40	0.292	0.028	0.320	19200.000	88 %	94.11 %
	41	0.297	0.029	0.325	19680.000	89 %	94.46 %
	42	0.301	0.029	0.331	20160.000	90 %	94.82 %
	43	0.306	0.030	0.336	20640.000	90 %	95.18 %
	44	0.311	0.031	0.341	21120.000	91 %	95.55 %
	45	0.316	0.031	0.347	21600.000	92 %	95.93 %
	46	0.320	0.032	0.352	22080.000	93 %	96.31 %
	47	0.325	0.032	0.358	22560.000	93 %	96.70 %
	48	0.330	0.033	0.363	23040.000	94 %	97.10 %
5	49	0.335	0.034	0.368	23520.000	95 %	97.50 %
	50	0.340	0.034	0.374	24000.000	96 %	97.91 %
	51	0.344	0.035	0.379	24480.000	97 %	98.34 %
	52	0.349	0.035	0.385	24960.000	98 %	98.77 %
	53	0.354	0.036	0.390	25440.000	98 %	99.21 %
	54	0.359	0.037	0.396	25920.000	99 %	99.66 %
	55	0.364	0.037	0.401	26400.000	100 %	100 %

Kostnadskomponenter

Batteri:

$$INV_{\text{batteri}} = 3272 \times 420 \approx 1\,375\,408 \text{ kr}$$

Kostnad for ladestasjon:

$$INV_{\text{ladestasjon}(1.2)} = 3\,470\,460 \times 6 = 20\,822\,760 \text{ kr}$$

$$INV_{\text{ladestasjon}(2.1)} = 3\,470\,460 \times 6 = 20\,822\,760 \text{ kr}$$

Inntekt fra multiteneste:

$$I_{\text{ferge}} = 0,0515 \times 144\,000 \approx 7\,416 \text{ kr}$$

$$I_{\text{kjøretøy}(1.2)} = 3,49 \times 543\,750 \approx 1\,897\,688 \text{ kr}$$

$$I_{\text{kjøretøy}(2.1)} = 3,49 \times 543\,750 \approx 1\,897\,688 \text{ kr}$$

Kraftkostnader og anleggsbidrag:

$$K_{\text{kraft}(1.1)} = 41,4 \times 302 + \frac{20800}{12} + 0,0515 \times 144\,400 + 0,0515 \times 543\,750 = 21\,673 \text{ kr}$$

$$K_{\text{kraft}(1.2)} = 41,4 \times 1552 + \frac{20\,800}{12} + 0,0515 \times 144\,400 + 0,0515 \times 543\,750 = 101\,426 \text{ kr}$$

$$K_{\text{kraft}(2.1)} = 41,4 \times 1566 + \frac{20\,800}{12} + 0,0515 \times 144\,400 + 0,0515 \times 543\,750 = 101\,977 \text{ kr}$$

Lønnsomhetsanalyse (EXCEL)

Netto nåverdi:

$$NNV_{\text{prosjekt}(1.1)} = -\sum_{i=1}^n NV_{\text{investering}} - \sum_{i=1}^n NV_{\text{kostnader}} + \sum_{i=1}^n NV_{\text{inntekt}} = -2\,090\,768 \text{ kr}$$

$$NNV_{\text{prosjekt}(1.2)} = -\sum_{i=1}^n NV_{\text{investering}} - \sum_{i=1}^n NV_{\text{kostnader}} + \sum_{i=1}^n NV_{\text{inntekt}} = 78\,548\,851 \text{ kr}$$

$$NNV_{\text{prosjekt}(2.1)} = -\sum_{i=1}^n NV_{\text{investering}} - \sum_{i=1}^n NV_{\text{kostnader}} + \sum_{i=1}^n NV_{\text{inntekt}} = 79\,896\,630 \text{ kr}$$

Grenseprisen for ferge:

$$P_{\text{el,ferge}(1.1)} = \frac{K_{\text{kraft}} + \sum INV}{E_{\text{ferge,mnd}}} = 0,34 \text{ kr/kWh}$$

Grenseprisen for kjøretøy:

$$P_{\text{el,kjøretøy}(1.2)} = \frac{(K_{\text{kraft}} + \sum INV) - I_{\text{ferge}}}{E_{\text{kjøretøy,mnd}}} = 0,61 \text{ kr/kWh}$$

$$\mathbf{Pel_{kjøretøy(2.1)}} = \frac{(K_{kraft} + \Sigma INV) - I_{ferge}}{E_{kjøretøy,mnd}} = 0,56 \text{ kr/kWh}$$

Vedlegg 3: Modell (EXCEL)

Steg 1 - Energibehov

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	MODELL							
2								
3	Modell fra Mjelde et al. 2015							
4								
5	Celler hvor nye verdier kan settes inn. IKKE rør de andre.		1 km/t =	1,852 [knop]	Motoreffekt:	900 [kW]		
6	Energibehov per overfart							
7		Manøver ut fra kai	Akselerasjon	Overfart	Retardasjon	Manøver inn til kai	Kailligge	Total overfartstid [min]
8	Tid [min]	0,75	1,5	18,25	3	1,5	24	25
9	Akkumulert tid [min]	0,75	2,25	20,5	23,5	25		
10	Hastighet [knop]	2	6	12	6	2,5		
11	Distanse [km]	0,05	0,28	6,76	0,56	0,12		
12	Akkumulert distanse [km]	0,046	0,093	0,370	7,130	7,686		
13	Motorlast [%]	75 %	80 %	42 %	7 %	56 %	14 %	
14	Motoreffekt [kW]	675	720	378	63	504	126	Totalt energibruk [kWh]
15	Energibruk [kWh]	8,4	18,0	115,0	3,2	12,6	50	207,56 *
16								Avrundet energibruk [kWh]
17								205
18								
19	*Fordi hastigheten som benyttes ikke er reell for alle strekninger, kan energibehovet avvike fra hva som er reelt.							

Steg 2 – Ladeeffekt, batterikapasitet

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Effekt- og batteristørrelseberregning for ferge								
2									
3	Celler hvor nye verdier kan settes inn. IKKE rør de andre.		Celler som automatisk genererer svar, basert på de blå cellene.					Batterikostnad [kr/kWh]:	3272
4									
5	Opplading etter hver tur								
6	Energibehov [kWh]	Kortest ladetid [min]	Maks effekt fra nett [kW]	Min batteriladetid [min]	Effekt til ferge [kW]	Effekt til batteri [kW]	Batterikapasitet [kWh C-verdi [C]	Batterikostnad [kr]	
7	205	9,5	1295	60	177	177	295	0,6 kr	965 222
8					Energ til ferge [kWh]	Energ til batteri [kWh]			
9						28			177
10					=				205
11									
	Opplading én gang om dagen								
	Energi fra batteri [kWh]	Antall avganger	Ladetid [min]	Effekt fra nett [kW]	Energi ut av batteri [kWh]	Batterikapasitet [kWh]	C-verdi [C]	Batterikostnad [kr]	
	177		15	240	664	2655	4424	0,150 kr	14 478 604

Steg 3 – Batteridegradering

	Degradering av batterilager ved opplading etter hver tur									
17										
18										
19					Temperatur - u [K]:	298				
20					DoD_start [%]:	60				
21					Antall sykluser - nc [sykluser/mnd]:	420				
22										
23					Temperatur - v [°C]:	25				
24					Lagringstid - t [mnd]:	0,167	>>>	240 [min/dag]		
25					SoC_start [%]:	80		120 [h/mnd]		
26								720 [tot h/mnd]		
27					Batteriets levetid	90				
28					Siltasje over 40 %	Siltasje under 40 %	DoD og SoC over 100 %	DoD og SoC under 100 %		
29										
30	År	Måned	CFcycle	CFcalendar	CFtotal	Sykluser	DoD	SoC		
31			0	0	0	0	52,5 %	76,3 %		
32		1	0,0336	0,00096	0,0346	420	54,4 %	77,2 %		
33		2	0,0483	0,0017	0,0500	840	55,3 %	77,6 %		
34		3	0,0597	0,0023	0,0620	1260	56,0 %	78,0 %		
35		4	0,0693	0,0029	0,0723	1680	56,6 %	78,3 %		
36		5	0,0779	0,0035	0,0814	2100	57,2 %	78,6 %		
37		6	0,0858	0,0041	0,0899	2520	57,7 %	78,8 %		
38		7	0,0931	0,0046	0,0977	2940	58,2 %	79,1 %		
39		8	0,0999	0,0051	0,1051	3360	58,7 %	79,3 %		
40		9	0,1064	0,0057	0,1121	3780	59,1 %	79,6 %		
41		10	0,1126	0,0062	0,1188	4200	59,6 %	79,8 %		
42		11	0,1185	0,0067	0,1252	4620	60,0 %	80,0 %		
43		12	0,1243	0,0072	0,1314	5040	60,4 %	80,2 %		
44		13	0,1298	0,0076	0,1374	5460	60,9 %	80,4 %		
45		14	0,1351	0,0081	0,1433	5880	61,3 %	80,6 %		
46		15	0,1404	0,0086	0,1489	6300	61,7 %	80,8 %		
47		16	0,1454	0,0091	0,1545	6720	62,1 %	81,0 %		
48		17	0,1504	0,0095	0,1599	7140	62,5 %	81,2 %		
49		18	0,1552	0,0100	0,1652	7560	62,9 %	81,4 %		
50		19	0,1600	0,0104	0,1704	7980	63,3 %	81,6 %		
51		20	0,1646	0,0109	0,1755	8400	63,7 %	81,8 %		
52		21	0,1692	0,0113	0,1805	8820	64,1 %	82,0 %		
53		22	0,1737	0,0118	0,1854	9240	64,5 %	82,2 %		

Vedlegg 4: Trafikkgrunnlag

Bognes

Gjennomsnitt for 52 uker i året

Kategori: 10-12 meter

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
00-01	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0
04-05	0	0	0	0	0	0	0
05-06	0	0	0	0	0	0	0
06-07	0	0	0	0	0	0	0
07-08	0	0	0	0	0	0	0
08-09	0	0	0	0	0	0	0
09-10	0	0	0	0	0	0	0
10-11	0	0	0	0	0	0	0
11-12	0	0	0	0	0	0	0
12-13	0	0	0	0	0	0	0
13-14	0	0	0	0	0	0	0
14-15	0	0	0	0	0	0	0
15-16	0	0	0	0	0	0	0
16-17	0	0	0	0	0	0	0
17-18	0	0	0	0	0	0	0
18-19	0	0	0	0	0	0	0
19-20	0	0	0	0	0	0	0
20-21	0	0	0	0	0	0	0
21-22	0	0	0	0	0	0	0
22-23	0	0	0	0	0	0	0
23-24	0	0	0	0	0	0	0

Kategori: 12-14 meter

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
00-01	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0
04-05	0	0	0	0	0	0	0
05-06	0	0	0	0	0	0	0
06-07	0	0	0	0	0	0	0
07-08	0	0	0	0	0	0	0
08-09	0	0	0	0	0	0	0
09-10	0	0	0	0	0	0	0
10-11	0	0	0	0	0	0	0
11-12	1	1	1	1	1	1	1
12-13	0	0	0	0	0	0	0
13-14	0	0	0	0	0	0	0
14-15	1	1	1	1	1	1	1
15-16	0	0	0	1	0	0	0
16-17	0	0	0	0	0	0	0
17-18	0	0	0	1	0	0	0
18-19	1	0	1	0	1	0	1
19-20	0	0	0	0	0	0	0
20-21	0	0	0	0	0	0	0
21-22	1	1	1	1	1	1	1
22-23	0	0	0	0	0	0	0
23-24	0	0	0	0	0	0	0

Kategori: 14-17 meter

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
00-01	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0
04-05	1	0	0	0	0	0	0
05-06	0	0	0	0	0	0	0
06-07	0	0	0	0	0	0	0
07-08	0	0	0	0	0	0	0
08-09	0	0	1	0	0	0	0
09-10	1	1	1	1	0	0	0
10-11	1	1	1	1	1	1	0
11-12	0	1	1	1	0	0	0
12-13	0	0	0	0	0	0	0
13-14	0	0	0	0	0	0	0
14-15	2	1	2	1	1	1	1
15-16	1	1	1	1	0	0	1
16-17	0	0	0	0	0	0	0
17-18	1	1	1	1	0	0	1
18-19	2	1	1	1	1	0	1
19-20	1	1	1	1	1	0	0
20-21	0	0	0	0	0	0	0
21-22	0	1	1	1	0	1	0
22-23	0	1	1	1	0	0	0
23-24	0	0	0	0	0	0	0

Kategori: 17-19 meter

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
00-01	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0
04-05	0	0	0	0	0	0	0
05-06	0	0	0	0	0	0	0
06-07	0	0	0	0	0	0	0
07-08	0	0	0	0	0	0	0
08-09	0	0	0	0	0	0	0
09-10	0	1	0	0	0	0	0
10-11	0	0	0	0	0	0	0
11-12	0	0	0	0	0	0	0
12-13	0	0	0	0	0	0	0
13-14	0	0	0	0	0	0	0
14-15	0	0	0	0	0	0	0
15-16	0	0	0	0	0	0	0
16-17	0	0	0	0	0	0	0
17-18	0	0	0	0	0	0	0
18-19	0	0	0	0	0	0	0
19-20	0	0	0	0	0	0	0
20-21	0	0	0	0	0	0	0
21-22	0	1	0	0	0	0	0
22-23	0	1	1	1	0	0	0
23-24	0	0	0	0	0	0	0

Kategori: 19-22 meter

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
00-01	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0
04-05	0	0	0	0	0	0	0
05-06	0	0	0	0	0	0	0
06-07	0	0	0	0	0	0	0
07-08	0	0	0	0	0	0	0
08-09	0	0	0	0	0	0	0
09-10	0	0	0	0	0	0	0
10-11	0	0	0	0	0	0	0
11-12	0	0	0	0	0	0	0
12-13	0	0	0	0	0	0	0
13-14	0	0	0	0	0	0	0
14-15	0	0	0	0	0	0	0
15-16	0	0	0	0	0	0	0
16-17	0	0	0	0	0	0	0
17-18	0	0	0	0	0	0	0
18-19	0	0	0	0	0	0	0
19-20	0	0	0	0	0	0	0
20-21	0	0	0	0	0	0	0
21-22	1	1	1	1	1	0	0
22-23	0	1	1	1	0	0	0
23-24	0	0	0	0	0	0	0

Summert alle kategorier

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn	Gjennomsnitt av alle ukedager
00-01	0	1	1	1	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0	0
04-05	1	0	0	0	0	0	0	0
05-06	0	0	0	0	0	0	0	0
06-07	1	0	0	0	0	0	0	0
07-08	0	0	0	0	0	0	0	0
08-09	1	1	1	1	1	0	0	1
09-10	1	2	2	2	1	1	1	1
10-11	1	2	2	1	1	1	1	2
11-12	2	3	2	3	2	2	2	2
12-13	0	0	0	0	0	0	0	0
13-14	1	1	1	1	1	0	0	1
14-15	3	2	3	2	2	2	2	2
15-16	1	1	2	1	1	1	1	1
16-17	0	1	0	0	0	0	1	0
17-18	2	2	2	2	1	1	1	2
18-19	3	2	2	2	2	1	2	2
19-20	1	1	2	1	1	1	1	1
20-21	0	0	0	0	0	0	0	0
21-22	3	3	3	3	2	3	2	3
22-23	0	3	3	3	1	1	1	2
23-24	0	0	0	0	0	0	0	0

Solavågen

Gjennomsnitt for 52 uker i året

Kategori: 10-12 meter

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
00-01	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0
04-05	0	0	0	0	0	0	0
05-06	2	2	2	2	3	0	0
06-07	0	1	2	1	1	0	0
07-08	1	1	1	1	1	0	0
08-09	4	4	4	4	5	0	0
09-10	2	2	3	2	2	0	0
10-11	2	2	1	2	1	0	2
11-12	1	2	2	1	1	1	0
12-13	1	1	1	1	1	0	1
13-14	1	1	1	1	1	0	0
14-15	1	0	1	1	1	1	1
15-16	1	1	1	1	1	1	0
16-17	1	0	1	1	1	0	0
17-18	1	1	1	0	1	0	0
18-19	0	0	0	0	1	0	0
19-20	0	0	0	0	0	0	0
20-21	0	0	0	0	0	0	0
21-22	0	0	0	0	0	0	0
22-23	0	0	0	0	0	0	0
23-24	1	0	0	0	1	0	0

Kategori: 12-14 meter

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
00-01	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0
04-05	0	0	0	0	0	0	0
05-06	0	0	0	0	0	0	0
06-07	0	0	0	0	0	0	0
07-08	1	1	1	1	1	0	0
08-09	1	1	1	1	1	1	0
09-10	1	1	1	1	1	0	0
10-11	1	1	1	1	1	0	0
11-12	1	1	1	1	1	1	1
12-13	1	1	1	1	1	1	0
13-14	1	1	1	1	1	1	0
14-15	1	1	1	1	1	1	1
15-16	1	1	1	1	1	1	1
16-17	1	1	1	1	1	1	1
17-18	1	1	1	1	1	1	1
18-19	1	1	1	1	1	0	1
19-20	1	1	1	1	1	1	1
20-21	1	1	1	1	1	1	1
21-22	1	1	1	1	1	0	1
22-23	0	0	0	0	0	0	1
23-24	1	1	1	1	1	0	1

Kategori: 14-17 meter

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
00-01	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0
04-05	0	0	0	0	0	0	0
05-06	2	0	1	1	0	0	0
06-07	1	1	1	1	1	0	1
07-08	2	2	2	1	2	0	0
08-09	2	2	2	2	2	0	0
09-10	2	3	2	3	2	0	1
10-11	3	3	3	3	3	1	1
11-12	4	3	4	3	3	1	1
12-13	3	3	4	3	3	1	2
13-14	3	3	4	3	2	1	1
14-15	3	3	3	3	2	0	1
15-16	3	3	3	4	2	1	1
16-17	3	3	3	3	2	0	1
17-18	3	3	3	3	2	0	1
18-19	4	4	4	3	2	0	1
19-20	3	3	3	3	2	1	1
20-21	2	2	1	1	1	0	1
21-22	1	1	1	1	0	0	0
22-23	0	0	0	0	0	0	0
23-24	1	1	0	0	0	0	0

Kategori: 17-19 meter

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
00-01	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0
04-05	0	0	0	0	0	0	0
05-06	0	0	0	0	0	0	0
06-07	1	0	1	1	1	0	0
07-08	1	2	1	1	1	0	0
08-09	1	2	1	1	1	0	0
09-10	1	1	1	1	1	0	0
10-11	1	2	2	1	1	0	0
11-12	2	2	1	1	1	0	0
12-13	1	1	1	1	1	0	0
13-14	1	2	2	2	2	0	0
14-15	1	2	1	1	1	0	0
15-16	1	1	1	1	1	0	0
16-17	1	1	1	1	1	0	0
17-18	1	1	1	1	1	0	0
18-19	1	1	1	1	1	0	1
19-20	1	1	1	1	0	0	0
20-21	0	1	0	1	0	0	0
21-22	0	0	0	0	0	0	0
22-23	0	0	0	0	0	0	0
23-24	0	0	0	0	0	0	0

Kategori: 19-22 meter

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
00-01	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	0	0	0	0	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0
04-05	0	0	0	0	0	0	0
05-06	0	1	2	1	2	0	0
06-07	1	0	1	0	0	0	0
07-08	2	2	1	2	1	0	0
08-09	1	1	1	1	1	0	0
09-10	1	1	1	1	1	0	0
10-11	1	1	1	1	1	0	0
11-12	1	1	1	1	1	0	0
12-13	1	1	1	1	1	0	1
13-14	1	1	1	1	1	0	0
14-15	1	1	1	1	0	0	0
15-16	1	1	1	1	1	1	0
16-17	1	1	1	1	1	0	0
17-18	1	1	1	1	1	0	0
18-19	1	1	1	1	1	0	0
19-20	1	1	1	1	0	0	0
20-21	0	1	0	0	0	0	0
21-22	0	0	0	0	0	0	0
22-23	0	0	0	0	0	0	0
23-24	0	0	0	0	0	0	0

Summert alle kategorier

	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn	Gjennomsnitt av alle ukedager
00-01	0	0	0	0	0	0	0	0
01-02	0	1	0	0	0	1	0	0
02-03	0	0	0	0	0	0	0	0
03-04	0	0	0	0	0	0	0	0
04-05	0	0	0	1	0	1	0	0
05-06	4	3	5	4	5	0	0	3
06-07	3	3	6	3	3	0	1	3
07-08	6	8	6	6	5	1	0	5
08-09	9	10	9	9	10	2	0	7
09-10	8	8	9	9	8	1	1	6
10-11	9	8	9	8	7	1	3	7
11-12	9	8	9	8	7	2	2	6
12-13	7	7	9	8	7	2	4	6
13-14	7	8	9	7	7	2	2	6
14-15	7	7	7	6	6	2	3	6
15-16	7	7	7	7	6	2	3	6
16-17	7	7	7	7	5	2	3	5
17-18	6	7	7	6	6	2	3	5
18-19	7	7	8	6	5	1	3	5
19-20	6	6	6	6	4	2	3	5
20-21	4	4	3	3	2	1	2	3
21-22	3	2	3	2	2	0	2	2
22-23	1	1	1	1	1	0	1	1
23-24	3	2	2	2	2	0	2	2



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway