

Anniken Mossefin

Dimensjonering av batteri for Powerhouse Brattørkaia og Brattørkaia Mikronett

Masteroppgave i Energi og Miljø

Veileder: Laurent Georges og Svein Nassvik

Juni 2020



Anniken Mossefin

Dimensjonering av batteri for Powerhouse Brattørkaia og Brattørkaia Mikronett

Masteroppgave i Energi og Miljø
Veileder: Laurent Georges og Svein Nassvik
Juni 2020

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for energi- og prosessteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet våren 2020 som en avslutning på et 5-årig masterprogram i Energi og Miljø, med hovedprofil *Energiforsyning og klimatisering av bygninger*, ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Oppgaven er skrevet i samarbeid med Skanska Norge AS, Entra ASA og Powel AS, som har inkludert meg i deres arbeid med Storskala Demo-prosjektet og konseptutredningen «Brattørkaia Mikronett».

Jeg vil først få rekke en stor takk til veileder Svein Nassvik i Skanska AS for å inkludere meg i dette spennende prosjektet og for god hjelp og veiledning gjennom hele semesteret. Det har vært utrolig lærerikt å få være en del av et så innovativt og fremtidsrettet prosjekt, og det har gitt meg verdifull erfaring som jeg tar med meg videre. Jeg vil også takke Klaus Livik og Kai Erik Dahlen i Powel AS som har vært åpne for diskusjon, kommet med kreative innvendinger og besvart spørsmål i forbindelse med verktøyet «Powel Microgrid Design Tool».

Jeg ønsker også å takke hovedveileder Laurent Georges og medveileder Bjørn Austbø ved NTNU for gode faglige råd og veiledning i forbindelse med oppgavens struktur. Til slutt vil jeg takke alle som har hjulpet og inspirert meg i dette arbeidet og til mine venner i Trondheim for en fantastisk studietid.

Anniken Mossefin
Juni 2020

Sammendrag

Denne oppgaven undersøker hvordan batterier tilknyttet et solcelleanlegg kan bidra til økt utnyttelse av fornybar kraftproduksjon. Solkraft er uforutsigbar og ikke-regulerbar, hvilket medfører et behov for lagring for å kunne utnytte solkraften optimalt i perioder med dårlig samspill mellom produksjon og last. Oppgaven har som mål å dimensjonere et batteri for Powerhouse Brattørkaia og Brattørkaia Mikronett og finne en batteristørrelse som bidrar til at prosjektene blir økonomisk lønnsomme.

I tillegg til å gi økt utnyttelse av fornybar kraftproduksjon kan batterier være en fleksibilitetsressurs i kraftsystemet ved å dempe maksimalbelastningen på nettet og balansere mellom forbruk og produksjon. De siste årene har det foregått en rask utvikling innen markedet for batteriteknologi. Økt etterspørsel og designforbedringer har ført til at investeringskostnaden for batterier har falt kraftig. I dag er litium-ion batteriet den batteriteknologien med størst markedsandel og vekst i verden, og det har egenskaper som gjør det velegnet for stasjonære formål.

For å optimalisere nytteverdien til et batteri er det essensielt at størrelsen på energilageret er tilpasset døgnvariasjoner i produksjon og last. Samspillet mellom solproduksjon og last er beskrevet ved bruk av tre ulike *load matching* indikatorer; *self-sufficiency* (φ_{SS}), *self-consumption* (φ_{SC}) og *loss of load probability* ($LOLP_b$). Utfordringen med å dimensjonere et batteri kun basert på *load matching* indikatorer er at det ikke tydeliggjør hvor godt batterikapasiteten utnyttes til enhver tid. For å finne en optimal størrelse på et energilager er det derfor nødvendig å studere døgnvariasjoner i last og forbruk i tillegg til bruk av *load matching* indikatorer. Et godt dimensjoneringskriterium er å se på last- og forbruksprofil for bygget eller området mellom soloppgang og solnedgang da det i dette tidsrommet er liten eller ingen solproduksjon.

Ved å benytte verktøyene Powel Microgrid Design Tool og Excel utføres det ulike sensitivitet- og scenarioanalyser for å evaluere virkningen av økt batterikapasitet, og undersøke hvordan ulike usikkerhetsmomenter påvirker lønnsomheten til et batteriprojekt på Powerhouse Brattørkaia og i Brattørkaia Mikronett. Det benyttes en enkel batterimodell som tar høyde for batteriets maksimale ladeeffekt, virkningsgrad og energikapasitet.

En investering i et batteri er ikke økonomisk lønnsomt i dag, hverken for Powerhouse Brattørkaia eller Brattørkaia Mikronett. Investeringskostnaden for stasjonære energilagringssystemer er for høy og den årlige besparelsen i energi- og nettleiekostnader er for lav til at batteriprojektene blir økonomisk lønnsomme i løpet av batteriets levetid. Det er likevel flere tiltak som kan bidra til at nytteverdien til et batteri øker. Bruk av batteriet til *peak shaving* applikasjoner er en effektiv måte å redusere nettleiekostnadene på, og det er spesielt gunstig å benytte batteriet til å redusere de høyeste lasttoppene i forbruket om vinteren når effektprisen er høy. Prognosestyring basert på spotpriser fra kraftbørsen Nord Pool kan benyttes for å optimalisere energiflyten i energilageret og bidra til at de høyeste kraftprisene unngås.

Til tross for at en investering i et batteri for Powerhouse Brattørkaia og Brattørkaia Mikronett ikke er økonomisk lønnsomt gir det bedre utnyttelse av den lokale kraftproduksjonen i bygget og i området. Det ble observert størst forbedring i utnyttelsen av solkraften i Brattørkaia Mikronett og på Powerhouse Brattørkaia opp til en batterikapasitet på 500 kWh. På Powerhouse Brattørkaia er lasten i bygget for lav til at all solkraften kan utnyttes fullt ut, og det er nødvendig å eksportere store mengder overskuddsproduksjon til nettet, selv med et stort energilager. Ved å etablere et lokalt kraftsystem på Brattøra øker den samlede lasten betraktelig. Det bidrar til bedre utnyttelse av solkraften sammenliknet med å se på Powerhouse Brattørkaia alene.

Abstract

This thesis investigates how batteries in combination with a solar power system can increase the utilization of renewable power production. Solar power is intermittent and non-dispatchable, and there is a need for energy storage to be able to optimally utilize the solar power during periods when the matching between demand and supply is poor. The aim of the thesis is to size a battery for Powerhouse Brattørkaia and Brattørkaia Mikronett and to find a cost-optimal configuration of the battery system.

Batteries can, in addition to increasing the utilization of renewable power production, be a flexibility resource in the grid by relieving network stress and balancing between demand and supply. The last couple of years there has been rapid growth in the market of battery technologies. An increase in demand for energy storage and a continuous improvement of the technological performance of batteries has led to a remarkable fall in the investment cost of batteries. The lithium-ion battery is today the battery technology with the largest market share and strongest growth in the world, and its superior battery properties makes it well suited for stationary energy storage applications.

Schematic load profiles and solar power generation profiles should be used in the sizing procedure to maximize the performance of the battery. The matching potential between demand and supply is expressed by three load matching indicators; self-sufficiency (φ_{SS}), self-consumption (φ_{SC}) and loss of load probability ($LOLP_b$). The challenge of sizing a battery only based on load matching indicators is that it does not show how well the battery capacity is utilized. It is therefore necessary to study the daily load and solar power generation profiles in addition to the load matching indicators in the sizing procedure. An appropriate sizing criterion is between sunset and sunrise as the solar power production is zero or close to zero during these hours.

Different sensitivity and scenario analyses are performed to evaluate the impact of increased battery capacity and various uncertainties on the financial profitability of a battery project at Powerhouse Brattørkaia and Brattørkaia Mikronett. The analyses are conducted by use of Excel and Power Microgrid Design Tool. A simple battery model is used, which considers the battery efficiency, power capacity and maximum charge and discharge capacity.

An investment in a battery for Powerhouse Brattørkaia and Brattørkaia Mikronett is not financially profitable today due to a high investment cost of stationary energy storage systems and low annual energy savings. Even though the projects can't be financially profitable, there are several actions that can be taken to increase the utility function of the battery. Batteries can for instance be used for peak shaving applications to reduce the peak demand, which gives cost savings. The capacity-based power tariffs are especially high during the winter and it will then be particularly beneficial to reduce the peak demand. With predictive control it is possible to implement forecasts of the energy prices from Nord Pool to indicate when it is economically beneficial to import energy from the grid.

Even though a battery investment is non-beneficial it increases the utilization of the on-site power generation at Powerhouse Brattørkaia and Brattørkaia Mikronett. The largest improvements in self-sufficiency and self-consumption were observed up to a battery capacity of 500 kWh. At Powerhouse Brattørkaia the load is too low to optimally utilize the solar power, and it is therefore necessary to export energy to the grid even with a large battery. The load increases by establishing a microgrid at Brattøra, which results in a better utilization of the solar power compared to just looking at Powerhouse Brattørkaia.

Innhold

1	Introduksjon	1
1.1	Bakgrunn og motivasjon	1
1.2	Problemstilling	2
1.3	Struktur	3
1.4	Avgrensning av arbeid	3
2	Teoretisk bakgrunn	4
2.1	Grunnleggende om batterier og sentrale parametere	4
2.1.1	Levetid	4
2.1.2	State of Charge	5
2.1.3	Selvtlading	6
2.1.4	C-rate	6
2.1.5	Virkningsgrad	7
2.1.6	Styring og overvåking	7
2.2	Markedsutvikling og nåværende status	9
2.2.1	Litium-ion batteriet	10
2.3	Bruksområde og formål	12
2.3.1	<i>Peak shaving</i> og effektutjevning	12
2.3.2	Økt utnyttelse av lokal solproduksjon	13
2.4	Retningslinjer for batteridimensjonering	13
2.4.1	Essensielle parametere i en batterimodell	16
3	Metodikk	17
3.1	Datagrunnlag og antagelser	17
3.1.1	Solproduksjon	17
3.1.2	Energibruk	18
3.1.3	Kostnader og ytelseskarakteristikker for batteri	19
3.1.4	Kraftpriser og nettleie	20
3.2	Beregninger for batterimodell	21
3.3	Etablering av scenarier	23
3.4	Verktøy	24
3.4.1	Excel	24
3.4.2	Powel Microgrid Design Tool	24
4	Analyse	25
4.1	Dimensjonering av batteri for Powerhouse Brattørkaia	25
4.1.1	Antagelser	25
4.1.2	Analyse	26
4.1.3	Diskusjon	35
4.2	Dimensjonering av batteri for Brattørkaia Mikronett	37
4.2.1	Antagelser	37
4.2.2	Analyse	38
4.2.3	Diskusjon	55
5	Diskusjon	57

6	Konklusjon	59
7	Videre arbeid	61
	Referanser	63
	Vedlegg	67
A	Batteri	67
A.1	Samsung SDI spesifikasjoner	67
A.2	Batterimodell	69
B	Månedlig produksjon- og forbruksdata	71
B.1	Powerhouse Brattørkaia	71
B.2	Brattørkaia Mikronett	71

Tabeller

2.1	Ytelseskarakteristikker for litium-ion batteriet [4, 20, 47]	11
2.2	Karakteristikker for ulike katodematerialer [4, 52, 53]	11
3.1	Målerinformasjon for byggene i Brattørkaia Mikronett [15]	17
3.2	Sammenlikning mellom målt og simulert solproduksjon på PHB fra august 2019 til mars 2020	18
3.3	Effektpris [kr/kW/mnd] for nettleie [46]	20
4.1	Gjennomsnittlige <i>load matching</i> indekser fra april til august 2019	27
4.2	Oppsummerende oversikt over φ_{SS} og φ_{SC} for Powerhouse Brattørkaia	36
4.3	Startbetingelser for effektpris [NOK/kW/mnd] og maksimalt effektuttak [kW]	44
4.4	Årlig besparelse i nettleiekostnader ved 10% reduksjon i maksimalt effektuttak	46
4.5	Ulike scenarier for kraftpris [øre/kWh]	48
4.6	Årlige besparelser [NOK] i energikostnader ved ulik batterikapasitet og kraftpris	49
4.7	Oppsummerende oversikt over φ_{SS} og φ_{SC} for Brattørkaia Mikronett	56
4.8	Oppsummerende oversikt over φ_{SS} og φ_{SC} for Brattørkaia Mikronett med økt solproduksjon	56
5.1	Sammenlikning mellom målt og simulert solproduksjon på PHB fra april til juni 2020	58
7.1	Månedlig energiproduksjon og last for Powerhouse Brattørkaia	71
7.2	Månedlig energiproduksjon og last for Brattørkaia Mikronett	71

Figurer

1.1	Systemoversikt for Brattørkaia Mikronett [13]	2
2.1	Syklusaldring som funksjon av FCE for ulike ladenivåer [50]	5
2.2	Syklusaldring som funksjon av C-rate og SoC [50]	7
2.3	Komponenter i et stasjonært energilagringssystem [47]	8
2.4	Kostnadsutvikling for litium-ionbatteriet [19]	9
2.5	Global utvikling av installert batterikapasitet for stasjonære formål [47]	10
2.6	Effektutjevning i distribusjonsnett ved bruk av batteri [9]	13
2.7	Samspill mellom solproduksjon og last [27]	14
2.8	Prinsippene bak et <i>energy matching</i> diagram [26]	15
3.1	Varighetsdiagram for solproduksjon på Powerhouse Brattørkaia fra august 2019 til mars 2020	18
3.2	Flytskjema for likning 3.1 i batterimodell	21
3.3	Samspill mellom batterinivå, overskuddsproduksjon og kjøp/ salg av energi - et eksempel døgnet	22
4.1	Maksimalt effekt per måned for import og eksport på Powerhouse Brattørkaia (uten batteri)	25
4.2	Månedlig energiforbruk, solproduksjon og import/eksport av energi for PHB (uten batteri)	26
4.3	<i>Load matching</i> indekser for Powerhouse Brattørkaia (uten batteri)	27
4.4	<i>Energy matching chart</i> for ulike batterikapasiteter for henholdsvis april, juni og august 2019	28
4.5	Påvirkning av økt batterikapasitet på $LOLP_b$ for henholdsvis april, juni og august 2019	29
4.6	Ladenivå for batteri med variabel kapasitet over fire utvalgte perioder	31
4.7	Lønnsomhet som funksjon av batterikapasitet og forventet levetid for batteri	33
4.8	Prognoser for innkjøpspris på batteri	33
4.9	Lønnsomhet ved en årlig reduksjon i innkjøpspris for batteri på 3%, 5% og 10%	35
4.10	Maksimalt effekt per måned for import og eksport i Brattørkaia Mikronett (uten batteri)	38
4.11	Månedlig energiforbruk, kraftproduksjon og import/eksport av energi (uten batteri)	38
4.12	<i>Load matching</i> indikatorer for Brattørkaia Mikronett (uten batteri)	39
4.13	<i>Energy matching chart</i> for ulike batterikapasiteter for henholdsvis april, juni og august 2019	40
4.14	Påvirkning av økt batterikapasitet på $LOLP_b$ for Brattørkaia Mikronett for henholdsvis april, juni og august 2019	41
4.15	Produksjon, forbruk, batterinivå og import/ eksport av energi over et utvalgt døgn i juni	42
4.16	Produksjon, forbruk, batterinivå og import/ eksport av energi over et utvalgt døgn i april	43
4.17	Livsløpskostnad som funksjon av batterikapasitet	44
4.18	Påvirkning av <i>peak shaving</i> og økt effektpris på prosjektets lønnsomhet	45
4.19	Effektutjevning i oktober og desember med 20% økning i effektpris	46

4.20	Effektutjevning i oktober og desember med 10% og 20% reduksjon i maksimalt effektuttak	47
4.21	Lønnsomhet med en årlig kostnadsreduksjon på 3% og 10%	47
4.22	Fremtidsutsikter for prosjektets lønnsomhet ved bruk av batteri til <i>peak shaving</i>	48
4.23	Døgnvariasjon i kraftpris, produksjon og ladenivå for batteri i Brattørkaia Mikronett	49
4.24	<i>Energy matching</i> diagram med påvirkning av økt solcelleareal i tre utvalgte måneder	51
4.25	Produksjonsprofil over en uke i juni med solcelleareal på 3887 m ² og 5204 m ²	52
4.26	Produksjon, forbruk, batterinivå og import/ eksport av energi over et døgn i juni (8.juni)	53
4.27	Produksjonsprofil over en uke i august med solcelleareal på 3887 m ² og 5204 m ²	54
4.28	Produksjon, forbruk, batterinivå og import/ eksport av energi, 18.august (500 kWh)	54
4.29	Påvirkning av økt batterikapasitet på $LOLP_b$ ved økt solproduksjon	55
7.1	Flytskjema for likning 3.1 og 3.2 i batterimodell	70

Begrep og forkortelser

BK15	Brattørkaia 15
BK16	Brattørkaia 16
BMS	<i>Battery Management System</i>
C-rate	Mål på batteriets maksimale ladehastighet
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
EASE	European Association for Storage of Energy
EMS	<i>Energy Management System</i>
EOS	Energioppfølgingssystem
EU	Den europeiske union
FCE	<i>Full Cycle Equivalent</i>
IRENA	International Renewable Energy Agency
<i>LOLP_b</i>	<i>Loss of load probability</i> : Beskriver andelen av forbruket som dekkes av kraft fra nettet.
Mikronett	Et lokalt kraftnett basert på fornybar kraftproduksjon som kan operere i øydrift eller tilkoblet drift.
NOK	Norske kroner
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
PHB	Powerhouse Brattørkaia
Plusskunde	En sluttbruker med produksjon og forbruk av energi som i enkelttimer leverer overskuddsproduksjon til kraftnettet
RTE	<i>Round-trip efficiency</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
SoH	<i>State of Health</i>
Overskuddsproduksjon	Energi som ikke blir utnyttet i det øyeblikket den produseres.
<i>φ_{SC}</i>	<i>Self-consumption</i> : Andelen av den lokale kraftproduksjonen som utnyttes
<i>φ_{SS}</i>	<i>Self-sufficiency</i> : Andelen av lasten som dekkes av egenprodusert energi

1 | Introduksjon

1.1 Bakgrunn og motivasjon

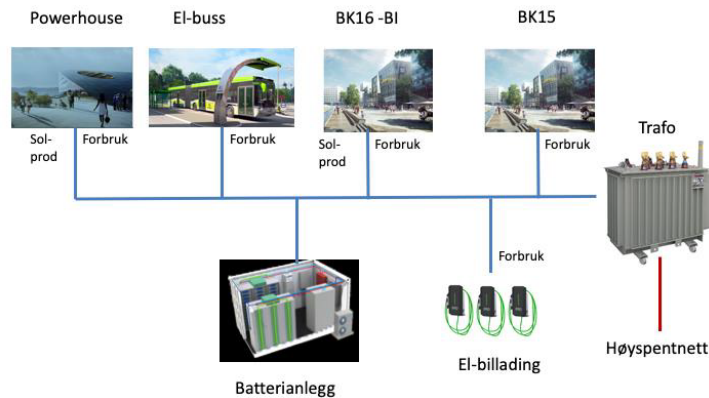
Verden står i dag overfor store miljøutfordringer og fokuset på bærekraft og energieffektivisering er stadig økende. Vekstrategien «The European Green Deal», lagt frem av Europakommisjonen i slutten av 2019, beskriver det langsiktige målet til den europeiske union (EU) om klimanøytralitet innen 2050 [18]. Et sentralt satsningsområde i vekstrategien er å dekarbonisere det europeiske kraftsystemet og utvikle kraftsektoren slik at den i størst mulig grad baserer seg på fornybare energikilder [18]. Kraftproduksjon basert på fornybare energikilder, som sol og vind, er uforutsigbar og ikke-regulerbar og det stilles krav til fleksibilitet i kraftsystemet når innslaget av fornybare energikilder øker [16, 45]. I en overgang fra fossilt til elektrisk energiforbruk vil også forbruksmønstre påvirkes i en vesentlig grad, og det er forventet et mer effektkrevenne forbruk i årene som kommer grunnet en økende elektrifisering innenfor ulike sektorer. Disse endringene vil påvirke systemdriften til kraftnettet og kan skape kapasitetsutfordringer.

Elektrokjemiske batterier kan være en fleksibilitetsressurs i kraftsystemet som kan avlaste nettet ved store lastøkninger og bidra til å balansere mellom forbruk og produksjon. Nettselskapene er spesielt interessert i å ta i bruk batterier i kraftnettet da det øker anleggets pålitelighet, stabilitet og leveringskvalitet. I tillegg kan elektrokjemiske batterier bidra til å opprettholde frekvensstabiliteten i nettet og håndtere utfordringer relatert til spenningsvariasjoner. Elektrokjemiske batterier har en kort responstid og høy virkningsgrad, noe som også gjør de velegnet for slike formål. Stasjonære energilagringssystemer kan også benyttes i kombinasjon med solcelleanlegg i næringsbygg og private husholdninger for å øke utnyttelsen av lokal solproduksjon.

Norge samarbeider tett med EU for å redusere klimagassutslipp og det er etablert flere økonomiske støtteordninger som skal bidra til at bedrifter og privatpersoner investerer i innovative energiløsninger. Investeringskostnaden for batterier er i dag høy, men med økonomisk støtte kan det likevel være lønnsomt å investere i et batteri da det gir reduserte energi- og nettleiekostnader. I en overgang til et lavutslippssamfunn er det essensielt å utvikle nye markeder og teknologier som kan bidra til at klimautfordringene løses [42]. Brattøra i Trondheim sentrum er et av demonstrasjonsområdene i EU-prosjektet +CityxChange som skal bane vei for utvikling av energipositive byer og et lavutslippssamfunn [14]. I samarbeid med EU-prosjektet har det Enova støttede demoprojektet Storskala Brattøra et mål om å etablere et lokalt kraftsystem, et mikronett, på Brattørkaia. Dette vil muliggjøre optimalisert energiomsetning ved at overskuddsproduksjon kan kjøpes og selges internt mellom ulike aktører i mikronettet [13, 14]. Et av målene til storskala demoprojektet er å teste ut batterier i mikronettet.

Brattørkaia Mikronett vil bestå av tre bygg, Brattørkaia 15 (BK15), Brattørkaia 16 (BK16) og Powerhouse Brattørkaia (PHB), og elbussladestasjonen på hurtigbåtterminalen. En prinsipiell skisse over Brattørkaia Mikronett er gitt i figur 1.1. PHB er Norges største plusshus og produserer mye mer solenergi enn bygget forbruker. Internt i mikronettet er det også høy solproduksjon på BK16. Dagens regelverk tillater ikke direkte nabosalg og det må gis dispensasjon av reguleringsmyndigheten for energi - RME (NVE) for at prosjektet kan realiseres [13]. I tillegg er plusskundegrensen, som tilsier at maksimal innmatet effekt ikke kan overstige 100 kW, en begrensende faktor for Brattørkaia Mikronett [36]. Dersom det ikke gis dispensasjon for direkte nabosalg av strøm er det en mulighet å installere et batteri på PHB for å optimalisere utnyttelsen av solproduksjonen i bygget, men dette vil også kreve en utvidet plusskundeordning. Det er

derfor én begrensende faktor for et batteriprojekt på PHB, mens det er to begrensende faktorer for Brattørkaia Mikronett.



Figur 1.1: Systemoversikt for Brattørkaia Mikronett [13]

1.2 Problemstilling

Masteroppgaven undersøker hvordan et batteri kan bidra til økt utnyttelse av solproduksjonen på Powerhouse Brattørkaia og i Brattørkaia Mikronett, der målet er å finne en batteristørrelse som bidrar til at prosjektene blir kostnadseffektive. Usikkerhetsmomenter evalueres ved å utføre ulike sensitivitet- og scenarionalyser. Følgende problemstilling er utarbeidet:

Hvordan påvirkes den lokale utnyttelsen av fornybarproduksjonen i Brattørkaia Mikronett og på Powerhouse Brattørkaia av en økning i batterikapasitet? Hva skal til for at prosjektene blir lønnsomme?

Problemstillingen er konsentrert rundt følgende forskningsspørsmål:

- Hvordan påvirker ulike usikkerhetsmomenter, som effekt- og kraftpris, batterilevetid og investeringskostnad for batteri, prosjektene lønnsomhet?
- Basert på prognoser for innkjøpspris av batterier; når vil det være lønnsomt å investere?
- Hvilke tiltak kan bidra til at nytteverdien til et batteri øker?
- På hvilken måte kan batteriet benyttes i perioder med lav solinnstråling for å øke lønnsomheten til et batteri i Brattørkaia Mikronett?
- Hvordan påvirker økt solproduksjon energiomsetningen i Brattørkaia Mikronett?

Underliggende mål:

- Utføre litteraturstudie av batteriteknologi med fokus på sentrale parametere og kontrollstrategier som påvirker ytelsen til et stasjonært energilagringssystem i bygningsapplikasjoner.
- Beskrive hvordan litium-ion batteriet egner seg godt til energilagring i bygg
- Gjennomføre et litteratursøk for å belyse hvilke fordeler stasjonær energilagring i kraftnettet og i bygningsapplikasjoner gir.

-
- Undersøke metoder som kan benyttes i forbindelse med batteridimensjonering og hvilke batteriparametere som er essensielle i en batterimodell
 - Samle inn måledata for PHB, BK15, BK16 og ladestasjonen for elbuss på hurtigbåtterminalen og gjøre nødvendige antagelser.

1.3 Struktur

Opgaven er strukturert som følger:

- Kapittel 1
 - Gir en introduksjon til oppgaven med mål, bakgrunn og avgrensning av arbeidet.
- Kapittel 2
 - Litteraturstudiet gir en oversikt over ulike batteriparametere, markedsutvikling, bruksområder for stasjonær energilagringssystemer og retningslinjer for batteridimensjonering. Terminologi og begreper som benyttes videre i oppgaven er beskrevet.
- Kapittel 3
 - I metodekapittelet er det gitt en oversikt over hvilke verktøy som er benyttet og en beskrivelse av hvordan batterimodellen fungerer. Det er også gitt informasjon om hvordan data har blitt samlet inn og hvilke antagelser som ligger til grunn i analysen.
- Kapittel 4
 - Inkluderer en presentasjon av scenarier, antagelser og analyse av resultatene fra simuleringene. Kapittelet er delt inn i to deler der den første delen omhandler Powerhouse Brattørkaia og den andre Brattørkaia Mikronett.
- Kapittel 5-7
 - Omhandler en diskusjon av oppgaven og analysene som er utført. Til slutt er det lagt frem en konklusjon og forslag til videre arbeid.

1.4 Avgrensning av arbeid

Brattøra er et av satsningsområdene i EU-prosjektet +CityxChange og er med i ulike forskningsprosjekter [6]. Da det er mest ønskelig for Entra å gjennomføre Brattørkaia Mikronett prosjektet har det vært nødvendig å avgrense oppgaven til dette. I analysene blir det derfor lagt mest vekt på Brattørkaia Mikronett. En installasjon av et batteri på Powerhouse Brattørkaia er kun sett på som en mulighet dersom det ikke gis dispensasjon av RME (NVE) for direkte nabosalg av strøm. Det vil ikke undersøkes hvordan kraft- og nettleiepriser påvirker lønnsomheten til en batteriinstallasjon på PHB. Det vil heller ikke bli sett på hvordan bruk av batteriet til lastutjevning påvirker lønnsomheten til et batteri på Powerhouse Brattørkaia. Disse momentene vil kun undersøkes for Brattørkaia Mikronett.

Som vist i figur 1.1 skal lading av elbiler være en del av Brattørkaia Mikronett. Dette er valgt å se bort i fra i denne masteroppgaven.

En potensiell ekstra verdi av batteri ved å benytte det for systemtjenester, som frekvensregulering, spenningsregulering og økt leveringskvalitet og pålitelighet, er ikke vurdert eller analysert i denne oppgaven.

2 | Teoretisk bakgrunn

2.1 Grunnleggende om batterier og sentrale parametere

2.1.1 Levetid

Batterialdring er et komplekst fenomen og det er flere feilkilder som kan føre til raskere degradering av en elektrokjemisk battericelle. Disse kan inndeles i følgende to kategorier; progressiv aldring og øyeblikkelig feil [52]. Designfeil, fysiske skader på batteri, intern kortslutning i battericellen og overlading er blant de vanligste årsakene til at øyeblikkelig feil forekommer [1, 52]. Øyeblikkelig feil som følge av fysiske skader på batteri er gjerne en større utfordring i mobile applikasjoner, som i elektrisk drevne transportmidler, enn det er når batterier blir brukt for stasjonære formål. Batterier i stasjonære energilagringssystemer er ikke utsatt for de samme ytre mekaniske påkjenningene som det batterier i mobile applikasjoner er. Fysiske skader, grunnet vibrasjoner og slag, på batteri er dermed ikke en utfordring for stasjonære batterisystemer.

Intern kortslutning og overlading av batteriet kan føre til varmgang, som i verste fall kan resultere i en ukontrollert eksoterm reaksjon dersom celletemperaturen blir høy nok [1]. Denne prosessen omtales som *thermal runaway*. *Thermal runaway* oppstår når de kjemiske reaksjonene internt i battericellen genererer mer varme enn det som kan avgis til omgivelsene, og kjennetegnes ved at temperaturen stiger veldig raskt og ukontrollert [7, 30]. Reaksjonsraten øker deretter eksponentielt og det akkumuleres mer og mer varme i batteriet [7]. Varmeutviklingen kan medføre at batteriet tar fyr og i verste fall eksploderer [7, 52]. Faremomentet med et overopphetet batteri er at det frigjør oksygen internt i battericellen. Det vil si at det kan brenne uavhengig av tilgang til luft fra omgivelsene. Øyeblikkelige feil kan være vanskelige å forutse, men med sikker drift av batteriet vil de kunne unngås i en stor grad [52].

Progressiv aldring kan deles inn i to kategorier; kalender- og syklusaldring. Forventet levetid til et elektrokjemisk energilagringssystem er hovedsakelig bestemt av drift og oppbevaring av batteriet. Disse faktorene påvirker hvorvidt batteriet degraderer raskt eller over lengre tid. Kalenderaldring er uavhengig av drift av batteriet og aldringsprosessen påvirkes hovedsakelig av eksterne forhold under lagring. Omgivelsestemperatur, lengde på lagringsperiode, batteridesign og andre ytre forhold kan påvirke kalenderlivet til et batteri [53, 41]. Omgivelsestemperatur er den mest kritiske faktoren med tanke på kalenderaldring. For høy temperatur kan blant annet føre til korrosjon i battericellen [28, 52].

Sykluslivet til et energilager defineres som antall lade- og utladningssykluser batteriet klarer å levere før det ikke lenger klarer å nå ytelseskriteriene som er satt for den spesifikke applikasjonen [41]. Syklusaldring påvirkes av driften til batteriet og det mange faktorer som påvirker sykluslivet til et elektrokjemisk energilagringssystem. Små endringer i drift kan påvirke levetiden betraktelig og det er derfor viktig å kontrollere batteriet under drift for å begrense degradering av battericellen. Syklusaldring påvirkes blant annet av utladningsdybde, driftsområdet for *State of Charge* (SoC), operasjonstemperatur og C-rate [28, 50].

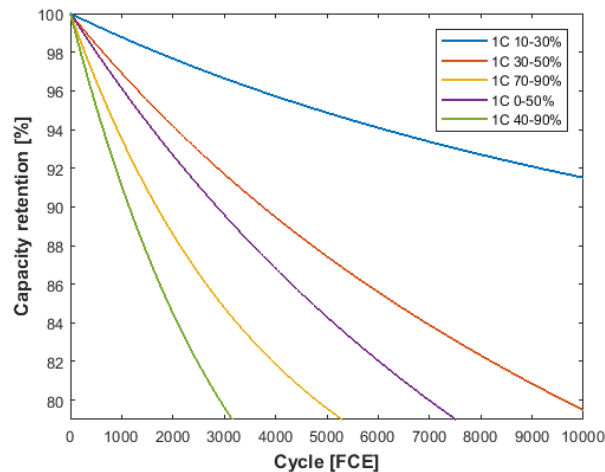
Etterhvert som batteriet degraderer øker den interne motstanden i battericellen og det observeres et tap av utnyttbar kapasitet [28, 52]. For å kontrollere hvor mye av levetiden som gjenstår for et energilager benyttes parameteren *State of health* (SOH). SoH, helsetilstanden til batteriet, indikerer den fysiske tilstanden til batteriet til en hver tid og er en sentral parameter i batteriets kontrollsystem [35]. SOH defineres som;

$$SOH = \frac{K - K_{EOL}}{K_{nom} - K_{EOL}} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

der K er kapasiteten til batteriet ved et gitt tidspunkt, K_{EOL} er kapasiteten til batteriet ved *end of life* (EOL) og K_{nom} er batteriets nominelle kapasitet [35]. Initiell verdi for SOH er 100% ettersom batterikapasiteten er lik nominell kapasitet når batteriet er nytt. Etterhvert som batteriet degraderer, registreres et tap i kapasitet i batteriet og SOH reduseres helt til EOL er nådd [35]. Ved EOL er SOH lik 0%. Grenseverdier for intern motstand og batterikapasitet benyttes til å spesifisere EOL for en gitt applikasjon [28]. For et elbilbatteri er EOL grensen satt til 80% [4]. Et 20% tap i kapasitet påvirker batteriytelsen i en svært stor grad, og krav til blant annet akselerasjon og kjørelengde vil ikke lenger være opprettholdt. Batteriet bør derfor byttes ut etter EOL er nådd. Det viser seg også at batteriet degraderer raskere og mer ukontrollert etter batteriets kapasitet har falt til 80% av nominell verdi [4, 35, 52]. EOL avhenger av bruksområdet til batteriet, og en grense på 80% er dermed ikke absolutt [52]. I stasjonære applikasjoner vil ikke et tap på 80% i utnyttbar kapasitet påvirke ytelsen til energilageret i noen vesentlig grad, og det er derfor mulig å sette EOL-grensen lavere (P.T.Nilsen, personlig kommunikasjon, 5.mars 2020). Sykluslivet til batteriet er dermed gitt som antall lade- og utladningssykluser batteriet klarer å levere før en maksimal indre motstand og minimal batterikapasitet er nådd [41, 53].

2.1.2 State of Charge

SoC, ladetilstanden til batteriet, indikerer hvor mye av batteriets kapasitet som er tilgjengelig til enhver tid [41]. SoC defineres som forholdet mellom tilgjengelig kapasitet og batteriets maksimale kapasitet [41]. SoC er uttrykt i prosent, der 100% indikerer en fullt oppladet battericelle. Et annet uttrykk som ofte blir brukt til å beskrive batteriets energinivå er *Depth of Discharge* (DoD). DoD beskriver dybden til en utladningssyklus, og er ved 100% en helt tom battericelle. Både SoC og DoD refererer til battericellens ladestatus, og summen av de to parameterne utgjør tilsammen 100% [4]. Et batteri med SoC-vindu på 70% vil dermed tilsvare 30% DoD.



Figur 2.1: Syklusaldring som funksjon av FCE for ulike ladenivåer [50]

Figur 2.1 viser resultatet fra en test av et litium-ion batteri for under fem ulike driftsforhold for SoC, der C-raten og temperaturen holdes konstant [50]. Opp- og utladningssyklus er normalisert til *Full Cycle Equivalent* (FCE) for å muliggjøre sammenlikning av syklusliv under ulike driftsforhold. Under tre av testforholdene, 10-30%, 30-50% og 70-90% SoC, benyttes kun

20% av nominell batterikapasitet. Fem ladesykluser under disse betingelsene tilsvarer dermed én FCE, fra 0-100% SoC. Testresultatet viser at degraderingen av battericellen påvirkes sterkt av utladningsdybde og ladevindu. Battericellen degraderer raskest ved 40-90% SoC, tilvarende en utladningsdybde på 50% DoD. For samme utladningsdybde, men ved 0-50% SoC, er battericellen kapabel til å levere mer enn dobbelt så mange sykluser. Det viser at SoC-intervallet påvirker syklusaldringen i større grad enn utladningsdybden.

Det finnes ulike anbefalinger for ladenivå for batterisystemer. Dette avhenger av den kjemiske sammensetningen til batteriet, bruksområde og andre faktorer. Anbefalt ladenivå for et litium-ion batteri brukt i elbiler er blant annet 20-90% [4]. Dersom batteriet opererer utenfor dette driftsområdet vil det observeres et raskere tap av kapasitet i battericellen og den indre resistansen i batteriet øker raskere sammenliknet med drift innenfor anbefalt område [30]. Det er derfor ønskelig å holde ladenivået innenfor anbefalte grensebetingelser for å begrense degradering i battericellen.

Det kan likevel diskuteres hvorvidt det er lønnsomt å drifte batteriet innenfor et gitt SoC-vindu eller ikke. Ved 20-90% SoC er det 30% av brutto batterikapasitet som aldri utnyttes. Det vil si at med et begrenset ladeområde må energilageret overdimensjoneres for å møte de kapasitetskravene som er satt for den gitte applikasjonen, noe som medfører økte kostnader. Det må derfor utføres en kostnad-nytte analyse for å kunne vurdere hvorvidt det er lønnsomt å drifte batteriet innenfor et gitt ladeområde for å forlenge levetiden til energilageret eller om det er mer kostnadseffektivt å lade opp batteriet fra 0-100% kapasitet og investere i et nytt batteri ved EOL (P.T.Nilsen, personlig kommunikasjon, 5.mars 2020).

2.1.3 Selvutladning

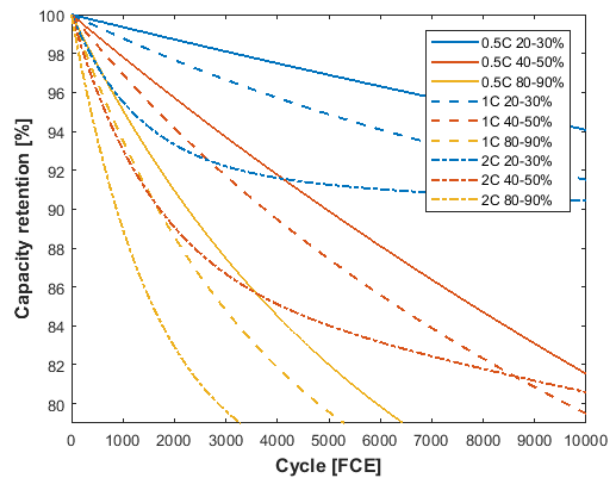
Kapasitetstap over tid, som følge av interne kjemiske reaksjoner i battericellen, omtales som selvutladning [30, 41]. Alder, SoC og temperatur er faktorer som påvirker selvutladningen til et batteri [8]. Selvutladningsraten er høyere ved høye temperaturer, og det er derfor fordelaktig å opprettholde en lav temperatur [41]. Selvutladning er også sterkt påvirket av lagringstid og er spesielt høy dersom lagringstiden er lang [41]. For energilagringssystemer som benyttes til korttidslagring av energi er derimot selvutladning av liten betydning [30]. I bygningsapplikasjoner er lagringstiden relativt kort, og det kan antas at selvutladning har en svært liten eller neglisjerbar effekt [30].

2.1.4 C-rate

C-rate er et mål på batteriets maksimale ladehastighet, og indikerer hvor mye energi som kan overføres til eller fra battericellen i løpet av en gitt tidsperiode [41, 52]. Ved 1C kan batteriet lades opp fra 0-100% SoC, tilsvarende en full ladesyklus, i løpet av en time [4]. Dersom C-raten er 2C vil det ta 30 minutter å lade opp battericellen til full kapasitet, mens det for et batteri med en C-rate på C/2 vil ta to timer. Med andre ord er tiden det tar å lade opp batteriet fra 0-100% SoC den inverse av C-raten [52]. Hvilket krav som stilles til ladehastighet avhenger brukerområdet til batteriet. Batterier i elbiler eller i andre elektrisk drevne transportmidler vil typisk ha en mye høyere C-rate enn batterier som blir benyttet i stasjonære applikasjoner, som energilagring i bygg og i kraftnettet. Årsaken til dette er at batterisystemer som benyttes i transportsektoren må kunne hurtiglades ved behov, og stiller dermed krav til en relativt høy C-rate.

Studier viser at en høy opp- og utladningshastighet fører til et større tap i kapasitet i en battericelle sammenliknet med en lav C-rate [31, 48, 50]. Figur 2.2 viser hvordan C-raten og batteriets ladenivå, SoC, påvirker syklusaldringen til en battericelle. Med en 0.5C, eller C/2 er det mulig

for batteriet å levere langt flere sykluser enn ved 1C og 2C. Med en SoC-vindu på 80-90%, representert ved de gule kurvene i figuren, er batteriet kapabel til å levere omlag dobbelt så mange sykluser ved en 2C. En lav C-rate er derfor fordelaktig for å begrense degradering av battericellen.



Figur 2.2: Syklusaldring som funksjon av C-rate og SoC [50]

2.1.5 Virkningsgrad

I en battericelle konverteres kjemisk energi til elektrisk energi gjennom en redoksreaksjon. I et sekundærbatteri blir den elektrokjemiske reaksjonen reversert når batteriet lades opp igjen [41]. Den totale virkningsgraden for et batterisystem uttrykkes ofte ved en *round-trip efficiency* (RTE), som inkluderer alle elektrokjemiske og termiske tap relatert til lagring og energiomforming. Tapene påvirkes av celleteperatur, omgivelsestemperatur og andre faktorer. RTE reflekterer hvor godt energien blir utnyttet under energiomforming og er definert som forholdet mellom mengden energi som avgis under utladning og mengden energi som kreves for at battericellen skal nå startbetingelsen for SoC, vist i likning 2.2 [41, 23]. RTE beskriver med andre ord hvor godt energien utnyttes for et batteri som gjennomgår en full ladesyklus.

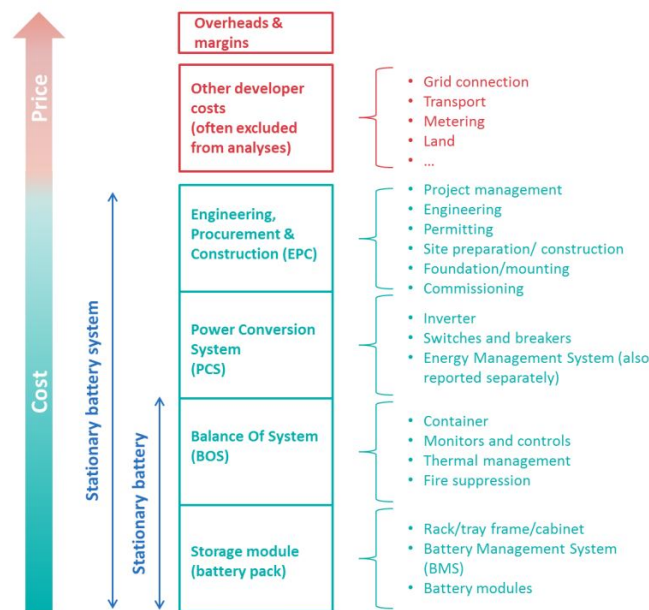
$$\eta_{RTE} = \frac{E_{ut}}{E_{inn}} \quad (2.2)$$

Det er viktig å skille mellom RTE og virkningsgraden under opp- eller utladning. RTE inkluderer tap av energi under lagring, men dette er ikke inkludert dersom virkningsgraden er definert for de to prosessene alene. Virkningsgraden én vei, for opp- eller utladning, beskriver hvor mye energi som går tapt under selve energiomforming og lagringstap er dermed ikke tatt høyde for.

2.1.6 Styring og overvåking

Stasjonære energilagringssystemer består av flere ulike komponenter, som sammen sørger for sikker og optimal drift av energilageret. De mest sentrale komponentene er illustrert i figur 2.3. I følge en teknisk rådgiver (J.M.Durand, personal communication, 4 December 2019) i European Association for Storage of Energy (EASE) vil et stasjonært energilagringssystem hovedsakelig bestå av de tre nederste lagene i figur 2.3, men at kompleksiteten til energilagringssystemet øker dersom det kobles til nettet [30]. Blant de mange komponentene et energilager består av,

vil dette studiet i all hovedsak fokusere på kontroll- og styringssystemer som vil påvirke ytelsen og nytteverdien av et energilagringssystem. Battery Management System (BMS), Energy Management System (EMS) og automasjonssystemer er dermed sentralt.



Figur 2.3: Komponenter i et stasjonært energilagringssystem [47]

I et stasjonært energilager er flere battericeller koblet sammen i serie eller i parallell, som til sammen utgjør en batteripakke [24]. Hvilke elementer som er inkludert i batteripakken er vist i det nederste laget i figur 2.3. Internt i hver enkelt battericelle er det et elektronisk sikkerhetssystem, et BMS, som overvåker batteridriften og sørger for at grenseverdier ikke overskrides. Dette gjøres blant annet ved å overvåke og balansere celledspenning, temperatur og strøm, og ved å begrense tilført og avgitt effekt dersom det er nødvendig [24, 29]. Et BMS optimaliserer også ladeforløpet til batteriet slik at det til enhver tid yter maksimalt [24]. Sentrale parametere i et BMS er SoC og SOH. Kontrollsystemet estimerer SoC og SOH til en hver tid og overvåker batteridriften slik at grensebetingelser ikke overskrides. På denne måten kan kontrollsystemet beskytte cellene mot rask degradering.

Et BMS består også av et termisk styringssystem som overvåker og balanserer celledtemperatur til enhver tid [5]. Som nevnt i avsnitt 2.1.1 degraderer batteriet raskere ved høye temperaturer, og det er derfor essensielt å begrense temperaturøkningen i battericellen for å forlenge levetiden til energilageret. Sikkerhetssystemet beskytter cellene mot ugunstige forhold og opprettholder en sikker drift av batteriet. Et BMS overvåker og kompenserer for temperaturendringer ved bruk av viftekjøling eller oppvarming, og kan på denne måten sørge for at celledtemperaturen holdes innenfor et anbefalt temperaturområde [5].

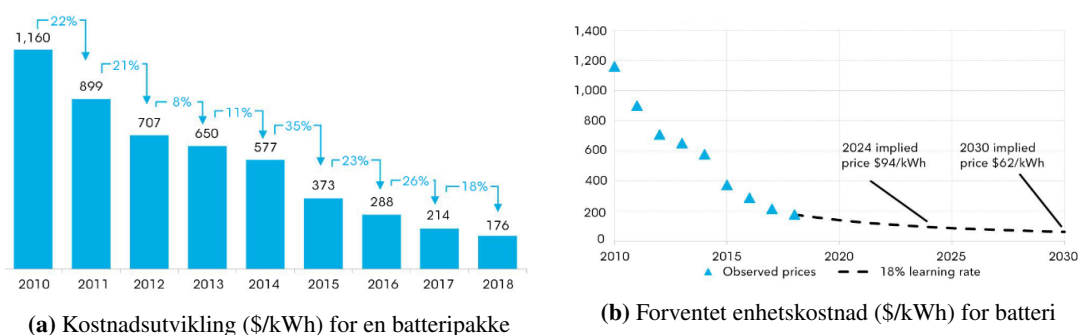
I tillegg til interne sikkerhetsmekanismer og kontrollsystemer i battericellen, vil det typisk være et toppsystem som overvåker og kontrollerer hele installasjonen. Innenfor et slikt overordnet kontrollsystem vil blant annet et EMS kunne kjøre enkel drift med *peak shaving* eller drift basert på ulike settpunkter for tid, spenning, ampere eller liknende (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 3. april 2020). Dersom det kreves mer avansert funksjonalitet, må dette håndteres av et automasjonssystem (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 3 april 2020). Slike avanserte funksjonaliteter kan eksempelvis innebære prognosestyring, spenningsstøtte og frekvensregulering,

og kan bidra til å optimalisere driften av energilageret (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 3. april 2020).

For et energilager som er tilknyttet et solcelleanlegg vil prognosebasert styring gi bedre utnyttelse av overskuddsproduksjonen og økt lønnsomhet da energiflyten i energilageret kan reguleres ut i fra forventet produksjon og forbruk. En slik prediksjonsmodell kan blant annet basere seg på værdata og prognoser for lastprofiler [12]. Styring med hensyn til værdata kan innebære å lade ut batteriet dagen før dersom det forventes høy produksjon dagen etter. Det er også mulig å inkludere prognoser for kraftpris i modellen ved å innhente spotpriser fra den nordiske kraftbørsen Nord Pool. Optimeringsalgoritmer vil dermed sørge for at opp- og utladning av batteriet foregår når det er mest kostnadseffektivt. Ved å innhente prognoser for kraftpris kan energilageret benyttes til å forsyne bygget eller området med energi når prisene er høye, typisk om morgenen og om ettermiddagen, og lagre energi i perioder med lave kraftpriser.

2.2 Markedsutvikling og nåværende status

De siste årene har det foregått en rask utvikling innen markedet for batteriteknologi. Økt etterspørsel, spesielt i forbindelse med elektrifisering av transportsektoren, og designforbedringer har ført til at investeringskostnaden for batterier har falt kraftig [22]. Lavere energitetthet er en type designforbedring som spesielt har bidratt til å redusere enhetskostnaden, kostnad per kWh, for batterier [19, 22]. I årene som kommer er det forventet at etterspørselen etter stasjonære energilagere i kraftnettet vil være en essensiell drivkraft å drive kostnadene videre ned [22]. I følge en rapport publisert av *Bloomberg New Energy Finance* i 2019 har kostnaden for litium-ion batterier falt med omlag 85% fra 2010 til 2018 [19]. Basert på de historiske batteriprisene presentert i figur 2.4a, er det forventet at kostnaden skal reduseres til 62 \$/kWh innen 2030 [19]. Det tilsvarer en prosentvis reduksjon på 65 % i perioden 2018 til 2030.

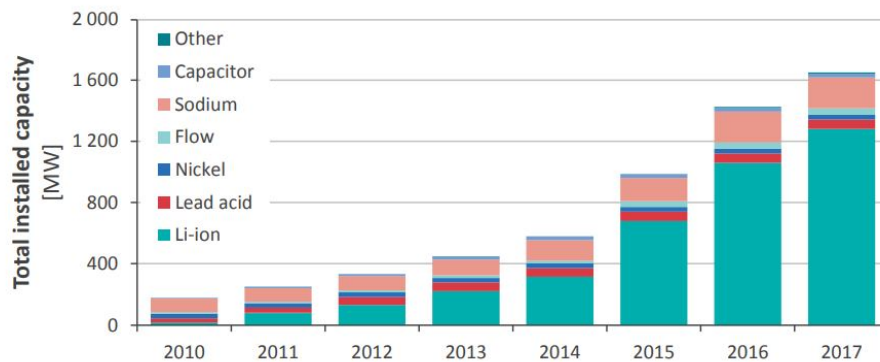


Figur 2.4: Kostnadsutvikling for litium-ionbatteriet [19]

Prisen for elbilbatterier er lavere enn for stasjonære energilagere da kontrollsystemer og annen kraftelektronikk som inngår i et stasjonært energilager kommer i tillegg til kostnaden for selve batteripakken. I følge datasenteransvarlig Pål Trygve Nilsen i ABB utgjør kontrollsystemer, tavler og andre komponenter 40-45% av den totale investeringskostnaden, mens selve batteriet utgjør omlag 55-60%. Figur 2.3 viser hvordan de ulike komponentene i et stasjonært energilagringssystem bidrar til en økning i investeringskostnad. Da det forventes en reduksjon i innkjøpspris for batterier i årene som kommer, vil dette også medføre en prisreduksjon for stasjonære energilagere da selve batteriet utgjør oppmot 60% av den totale kostanden.

Kostnadsprognoser for stasjonære energilagere følger, i likhet med elbilbatterier, en avtagende trend. En rapport publisert av International Renewable Energy Agency (IRENA) i 2016 predik-

terer en kostnadsreduksjon på 54-61% innen 2030 for stasjonære energilagringssystemer som benytter seg av litium-ion batterier [40]. Det vil si at kostnaden kan falle ned til 145 \$/kWh innen 2030 [40]. Med en valutakurs på 8.4 i 2016, tilsvarer dette en enhetskostnad på 1218 NOK/kWh [33]. I likhet med IRENA, estimerer NVE og Europakommisjonen en drastisk nedgang i pris for stasjonære energilagringssystemer frem mot 2030 [22, 47]. Basert på tilgjengelig litteratur er det forventet en årlig reduksjon i investeringskostnad for stasjonære energilagringssystemer basert på litium-ion batterier på 3 til 5% [19, 22, 40, 47]. Prognosen forutsetter at etterspørselen øker som forventet.



Figur 2.5: Global utvikling av installert batterikapasitet for stasjonære formål [47]

Etterspørselen etter batterier for stasjonære formål har økt kraftig de siste årene. Figur 2.5 viser økningen i installert batterikapasitet i verden fra 2010 til 2017 [47]. Det er forventet at denne økningen vil fortsette i årene som kommer da batterikostnader stadig reduseres og andelen fornybar kraftproduksjon øker [3]. Figur 2.5 indikerer også hvilken markedsandel de ulike batteriteknologiene utgjør, der det er tydelig at litium-ion batteriet har den største markedsandelen og vekst blant batteriteknologiene inkludert i studiet. Litium-ion batteriet har egenskaper som egner seg godt for stasjonære formål og det er forventet at litium-ion batteriet vil være en av de ledende batteriteknologiene i mange år fremover [30].

2.2.1 Litium-ion batteriet

Noen batteriteknologier er bedre egnet for bygningsapplikasjoner enn andre. I prosjektoppgaven som ble skrevet høsten 2019, ble det gjort en sammenlikning mellom ytelseskarakteristikkene til fem ulike batteriteknologier [30]. Det ble konkludert med at høy sikkerhet, langt syklus- og kalenderliv, høy virkningsgrad og lave krav til vedlikehold er essensielle karakteristikk for batterier i bygningsapplikasjoner [30]. Basert på sammenlikningen ble litium-ion batteriet vurdert som den mest aktuelle teknologien da det oppfylte samtlige krav. Med bakgrunn fra dette er det valgt å kun fokusere på litium-ion batterier i dette studiet.

Litium-ion batteriet er en veletablert teknologi som det i dag foregår mye forskning rundt. Batteriet kjennetegnes ved en høy energi- og effektetthet, høy virkningsgrad og et langt syklusliv [51, 53]. Den høye energi- og effektettheten gjør denne typen batteriteknologi spesielt godt egnet i forbrukerelektronikk, elbiler og andre mobile applikasjoner. Spesifikk energitetthet påvirker derimot ikke ytelsen til et stasjonært energilager, og er derfor ikke avgjørende for valg av type batteri for stasjonære formål. Basert på tilgjengelig litteratur kan et litium-ion batteri levere mellom 2000 og 20 000 fulle ladesykluser innen EOL-grensen på 80% er nådd [4, 20]. Som nevnt tidligere påvirkes sykluslivet til et elektrokjemisk batteri av en rekke ulike faktorer, som

kan være en av årsakene til at spekteret er så bredt [30]. Litium-ion batteriet kan også driftes over et vidt temperaturområde, stiller lave krav til drift og vedlikehold og har en relativt lav selvutladningsrate på omlag 3-5% per måned [25, 41, 53].

Litium-ion batteriet er spesielt utsatt for *thermal runaway*, og det er derfor viktig å unngå overlading, varmgang og andre ugunstige forhold [41, 53]. BMS og kontrollmekanismer i energilagret sørger for at grensebetingelser ikke overskrides og at sikkerheten opprettholdes [21, 53]. Det er derfor ikke noen spesielle utfordringer tilknyttet sikkerhet for litium-baserte batterier så lenge kontrollanlegget sørger for sikker drift til enhver tid [30].

Energi Wh/kg	Effekt W/kg	Syklusliv	Virkningsgrad %	Temp. °C	SoC-vindu %	Kostnad NOK/kWh
150-250	100-500	2000-20 000	90-98	-20 - 50	20-90	4927 ¹

¹ Informasjon fra ABB (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 5 mars 2020)

Tabell 2.1: Ytelseskarakteristikker for litium-ion batteriet [4, 20, 47]

Tabell 2.1 viser en oversikt over ytelseskarakteristikker for et litium-ion batteri. Det er valgt å benytte informasjon fra ABB som datagrunnlag for investeringskostnad da litteraturen viser til store forskjeller i pris. Investeringskostnaden for litium-ion batterier er i dag relativt høy, men det forventes at denne reduseres betraktelig i tiden fremover som følge av rask teknologisk utvikling og en økende etterspørsel etter energilagring. Investeringskostnaden på 4927 NOK/kWh gjelder for Samsung SDI batterier som benytter seg av NMC batterikjemi (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 10 mars 2020).

Katodemateriale Kjemisk sammensetning	LFP LiFePO ₄	NCA LiNiCoAlO ₂	NMC LiNiMnCoO ₂
Spesifikk energi [Wh/kg]	90-140	200-260	140-200
Syklusliv	~2000	1000-1500	1000-3000
Spesifikk effekt [W/kg] ¹	3	2	3
Sikkerhet ¹	3	2	2

¹ Rangeringssystem (relativt): 1-3, 1: dårlig, 2: middels, 3: utmerket

Tabell 2.2: Karakteristikker for ulike katodematerialer [4, 52, 53]

Det finnes en rekke ulike litium-ionbatterier som skilles fra hverandre basert på hvilket katodemateriale som er benyttet. Tabell 2.2 gir en oversikt tre ulike litium-ion batterier, LFP, NCA og NMC, som egner seg godt til stasjonær energilagring. Den kjemiske sammensetningen til de ulike katodene gir opphav til batterienes navn. NCA-katoder består eksempelvis av nikkell, kobolt og aluminium, derav forkortelsen NCA [52]. NCA-batteriet har en høy spesifikk energitetthet, noe som gjør det godt egnet i mobile applikasjoner [52]. I stasjonære applikasjoner er et langt syklusliv og høy sikkerhet egenskaper som er ønsket. NMC-katoden har den lengste levetiden blant de tre litium-ion batteriene, men sikkerheten er noe lavere enn for LFP-batterier.

NMC-batterier er den mest utbredte litium-ion batteriteknologien og benyttes i dag til en rekke ulike formål [52]. En av fordelene med NMC-batteriet er at det mulig å endre på forholdet mellom grunnstoffene nikkell, mangan og kobolt for å påvirke egenskapene til batteriet, og på denne måten tilpasse løsningen etter formål og bruksområde [52, 53]. En økning i nikkellinnhold vil eksempelvis resultere i en høyere energitetthet, men den termiske stabiliteten og levetiden

til energilageret vil da reduseres [52]. Ulempen med NMC-batteriet er at det benytter seg av kobolt, en begrenset ressurs, som kan bli en demper for langsiktig markedsvekst [52, 53]. Det samme gjelder for NCA-batteriet. LFP-batterier er uavhengig av kobolt og benytter seg kun av miljøvennlige materialer [52, 53]. I tillegg til bruk av miljøvennlige materialer har LFP-batteriet et stort potensiale for stasjonær energilagring grunnet dets høye sikkerhet og relativt lange levetid.

2.3 Bruksområde og formål

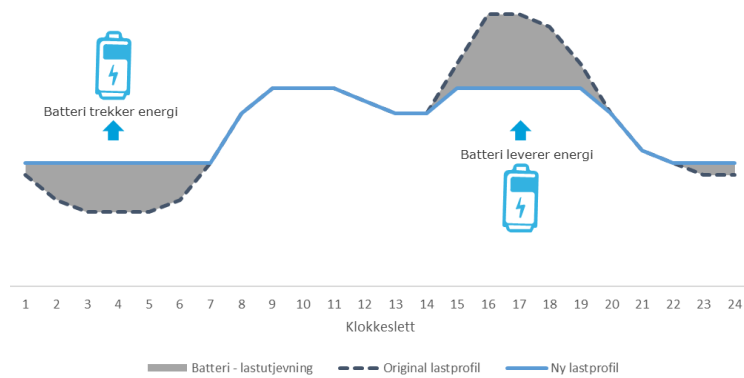
2.3.1 *Peak shaving* og effektutjevning

Forbruket er forventet å bli mer effektkrevende i årene som kommer grunnet en økende elektrifisering innenfor ulike sektorer. I forbindelse med Energimeldingen, som ble lagt frem av regjeringen i 2016, estimerte Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) at maksimalt effektuttak i Norge potensielt kan øke med opptil 35 000 MW frem mot 2030 [37]. Forbruksmønstre vil også påvirkes av overgangen fra fossilt til elektrisk energiforbruk, og det er forventet at effekttoppene vil inntreffe på ulike tidspunkt enn tidligere [10]. Disse endringene vil påvirke driften av kraftsystemet og kan skape kapasitetsutfordringer, særlig i det lokale distribusjonsnettet [10].

Tekniske komponenter og kraftlinjer er dimensjonert etter forventet maksimalbelastning på nettet. Dersom den dimensjonerte overføringskapasiteten til nettet er lavere enn effektterspørselen kan det oppstå flaskehals [10]. Slik flaskehalsproblematikk kan typisk oppstå dersom elektriske ferger, elbiler og andre elektrisk drevne transportmidler lader på samme tid, og kan være spesielt utfordrende i områder med svakt nett [44]. Deler av distribusjonsnettet er i dag overbelastet og krever oppgraderinger for å dekke effekttoppene. Det er da nødvendig at nettselskapene forsterker kraftnettet i områder der overføringskapasiteten ikke er tilstrekkelig [10, 38].

Tradisjonelle nettinvesteringer er svært kostbart, spesielt hvis den tekniske tilstanden til nettet ellers er god og den gjenværende levetiden til komponenter og kraftlinjer er lang [10]. Det er derfor ønskelig å finne gode alternativer til tradisjonelle nettoppgraderinger som kan utsette investering i ny kraftlinje med økt kapasitet til det er helt nødvendig. For å vurdere hvorvidt kapasitetsutfordringene skal løses ved tradisjonelle nettforknninger eller andre alternativer, må nettselskapene kartlegge hyppighet og lengde på maksimalbelastningene som forekommer [10]. Dersom gjennomsnittsbeklastningen jevnt over er høy, er det trolig være nødvendig å investere i en kraftlinje med økt tverrsnitt [9, 10]. Dersom maksimalbelastningene som oppstår derimot er relativt kortvarige og forekommer sjeldent, kan elektrokjemiske batterier være et konkurransedyktig alternativ til tradisjonelle nettinvesteringer [9]. Det forventes at batterier kan bli et konkurransedyktig alternativ til tradisjonelle nettinvesteringer, som utbygging eller forsterkning av eksisterende nett, i årene som kommer [9, 12]. Bruk av batterier i strømmettet kan på denne måten bidra til at tradisjonelle nettinvesteringer unngås eller utsettes.

Batterier kan bidra til å håndtere kapasitetsutfordringer i kraftnettet ved å avlaste nettet ved store lastøkninger. Figur 2.6 viser hvordan et batteri kan benyttes til lastutjevning ved å lade opp i perioder med lav last og avgi energi i perioder der lasten er høy. På denne måten bidrar energilageret til å øke fleksibiliteten og utnyttelsen av det allerede eksisterende nettet. Bruk av batterier som et alternativ til tradisjonelle nettforknninger er spesielt økonomisk gunstig dersom investering i økt nettkapasitet kan unngås eller utsettes i tilfeller der den tekniske tilstanden til nettet ellers er god. Batterier i strømmettet er også være gunstig for nettkunder da det kan jevne ut kraftprisene.



Figur 2.6: Effektutjevning i distribusjonsnett ved bruk av batteri [9]

Innføring av smarte strømmålere (AMS) i Norge har gjort det mulig for nettselskapene å utforme tariffen basert på maksimalt effektuttak [17]. Effektleddet i tariffene til næringsbygg avregnes i dag etter kundens maksimale effektuttak hver måned, og RME ønsker nå at tariffen også skal gjelde for husholdninger [17]. Intensjonen bak effektleddet i nettleien er å begrense effektuttak i perioder med høy belastning på nettet, typisk om morgenen og om ettermiddagen, og oppfordre nettkunder til å tilpasse forbruksmønstre for å redusere nettleiekostnadene. I årene som kommer kan det forventes at effektleddet skal utgjøre en større andel av nettleien sammenliknet med energikostnadene. En sentral årsak til dette er at nettkostnadene i stor grad påvirkes av sluttbrukerens behov for nettkapasitet [17]. Økt effektterspørsel resulterer i økte kostnader i nettet, og skaper behov for nettoppgraderinger for å møte kundenes behov.

Effektbaserte tariffen vil trolig gjøre det mer aktuelt med batterier i boliger og næringsbygg i tiden fremover da de kan utnyttes til å jevne ut effektoppene som oppstår, omtalt som *peak shaving*, og på denne måten bidra til redusere nettleiekostnader for kunden. Batteriet kan da benyttes til å lagre energi i perioder med lave kraftpriser for å forsyne bygget med energi i perioder med høy last. Det vil spesielt være lønnsomt å utnytte batteriet til *peak shaving* applikasjoner i vinterhalvåret når effektprisen er høy.

2.3.2 Økt utnyttelse av lokal solproduksjon

Utfordringer knyttet til fornybar kraftproduksjon er at den er ikke-regulerbar og sterkt avhengig av vær- og klimaforhold, det resulterer i at det ikke alltid er samsvar mellom forbruk og produksjon. Solkraft avhenger blant annet av intensiteten på solinnstrålingen, som typisk er høyest midt på dagen. I denne perioden er ikke nødvendigvis forbruket høyt, og overproduksjon må da mates inn i distribusjonsnett. Elektrokjemiske batterier brukes til å lagre overskuddsenergi fra fornybarproduksjon til senere bruk, og på denne måten øke utnyttelsen av den lokale kraftproduksjonen. Måten dette kan gjøres på er beskrevet i avsnitt 2.4.

2.4 Retningslinjer for batteridimensjonering

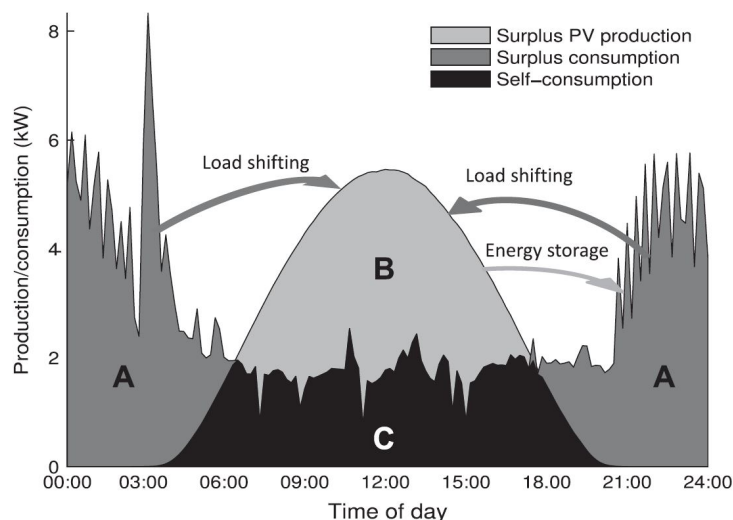
For å optimalisere nytteverdien til et batteri er det viktig at størrelsen på energilageret er tilpasset både solproduksjon og last. To indikatorer som blir brukt for å studere samspillet mellom forbruk og produksjon er *self-sufficiency* (φ_{SS}) og *self-consumption* (φ_{SC}) [26, 30]. Indikatoren φ_{SS} , også omtalt som *load cover factor*, defineres som andelen av lasten som dekkes av egenprodusert kraft, mens φ_{SC} defineres som andelen av den lokale kraftproduksjonen som utnyttes [26, 30,

43]. Et annet uttrykk som ofte blir benyttet for å beskrive φ_{SC} er *supply cover factor*. De to parameterne omtales som *load matching* indikatorer og kan uttrykkes ved

$$\varphi_{SC} = \frac{C}{B + C} \quad (2.3)$$

$$\varphi_{SS} = \frac{C}{A + C} \quad (2.4)$$

der arealene $B + C$, $A + C$ og C , gitt i figur 2.7, indikerer henholdsvis netto kraftproduksjon fra solcelleanlegget, byggets lastprofil i løpet av et døgn og egenforbruk [30]. Kapasiteten til et energilager og den installerte effekten til solcelleanlegget påvirker φ_{SS} og φ_{SC} i en vesentlig grad [30, 49]. Økt batterikapasitet fører til at en større andel av solproduksjonen utnyttes da overskuddsproduksjonen kan lagres til senere bruk. Det kan ses fra figur 2.7 ved at energioverskuddet i areal B kan flyttes til areal A . Dette medfører også at en større andel av lasten dekkes av solproduksjon. Når φ_{SC} og φ_{SS} er 100% er samspillet mellom forbruk og produksjon optimalt [26].



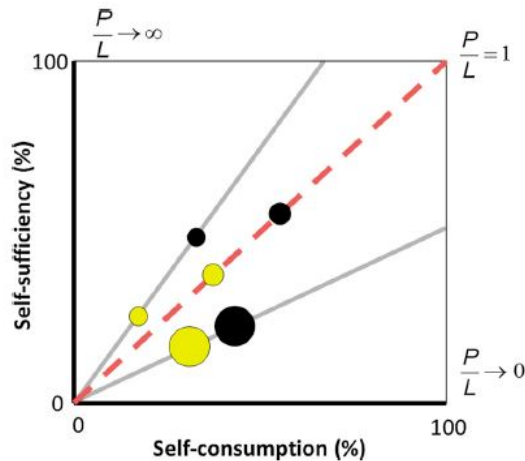
Figur 2.7: Samspill mellom solproduksjon og last [27]

Et *energy matching* diagram kan benyttes til å visualisere φ_{SC} og φ_{SS} , og er et nyttig verktøy for å evaluere eventuelle tiltak som kan bidra til å øke utnyttelsen av lokal solproduksjon [26]. Prinsippene bak diagrammet er vist i figur 2.8, der φ_{SS} er representert på den vertikale aksene og φ_{SC} på den horisontale. Ettersom φ_{SS} representerer andelen av lasten som dekkes av egenprodusert kraft og φ_{SC} beskriver egenforbruket, kan uttrykkene i likning 2.3 og 2.4 benyttes til å beskrive forholdet mellom produksjon og last som følger [26]:

$$\frac{\varphi_{SS}}{\varphi_{SC}} = \frac{B + C}{A + C} = \frac{P}{L} \quad (2.5)$$

Et perfekt samspill mellom produksjon og last oppnås når både φ_{SS} og φ_{SC} er 100%, hvilket vil være øverst i høyre hjørne i et *energy matching* diagram [26]. Dersom produksjon og forbruk sammenfaller i liten grad, eksempelvis dersom det produseres mye kraft i perioder med lavt

forbruk, vil både φ_{SS} og φ_{SC} være lave. Dette kan ses ved at punktet befinner seg langt nede til venstre i et *energy matching* diagram. Dersom lasten er høyere enn solproduksjonen, $P/L < 1$, vil punktet finne seg under den røde kurven i diagrammet. Tilsvarende vil punktet være over den røde kurven hvis det produseres mer kraft enn det som forbrukes. Et *energy matching* diagram vil på denne måten gi nyttig informasjon om samspillet mellom forbruk og produksjon, både med hensyn på tid og størrelse på forbruk og produksjon [26].



Figur 2.8: Prinsippene bak et *energy matching* diagram [26]

En viktig egenskap i et *energy matching* diagram er at forholdet P/L ikke endres med mindre det skjer en økning eller reduksjon i last eller produksjon [26]. Dette resulterer i at et system aldri kan oppnå en perfekt *load match* med mindre det opprinnelige punktet starter et sted på den diagonale linjen der $P/L = 1$ [26]. Ved å installere et batteri er det mulig å øke både φ_{SS} og φ_{SC} , men forholdet P/L holdes konstant. Det vil si at det initielle punktet forskyves langs den diagonale aksene det startet på. Dette kan ses i figur 2.8 for tre ulike tilfeller, der det gule punktet viser til et system uten batteri. Med et batteri vil både φ_{SS} og φ_{SC} øke, noe som resulterer i at punktet forflyttes lenger opp til høyere i diagrammet, representert ved de sorte punktene. En av fordelene ved å ta i bruk *load matching* indikatorene, sammenliknet med å bare analysere produksjon- og lastprofiler, er at det gjør det mulig å analysere virkningen av å inkludere et batteri i systemet [43].

En annen «load matching» indikator som ofte blir brukt i forbindelse med batteridimensjonering er *loss of load probability* ($LOLP_b$). Denne indikatoren beskriver andelen av forbruket som må dekkes av importert kraft fra nettet [43]. Det er i dag er mer gunstig å utnytte energien lokalt fremfor å selge overskuddsenergi til nettet. Installasjon av et batteri vil derfor kunne gi kostnadsbesparelser ved at overskuddsproduksjon som ellers ville blitt solgt billig til nettet kan utnyttes lokalt. Nytteverdien av energilagring kan potensielt være stor for næringsbygg og boliger med solcelleanlegg da det kan benyttes til å lagre overskuddsproduksjon til perioder med høy last. Det vil spesielt være lønnsomt å utnytte den lokale solproduksjonen i perioder der kraftprisene er høye, typisk om morgenen og om ettermiddagen. For å finne optimal størrelse på et energilagring er det ønskelig å minimere $LOLP_b$ og maksimere φ_{SC} og φ_{SS} .

Utfordringen med å dimensjonere et batteri kun basert på *load matching* indikatorer er at det ikke tydeliggjør hvor godt batterikapasiteten utnyttes. Dersom batterikapasiteten overskrider en viss størrelse vil ikke batteriet kunne lades fullstendig ut før det lades opp igjen påfølgende dag. Det er derfor viktig å studere døgnvariasjoner i forbruk og produksjon i tillegg til bruk av indikato-

rene og et *energy matching* diagram. Studiet i [49] presenterer tidsperioden mellom soloppgang og solnedgang som et godt dimensjoneringskriterium da det er lite eller ingen solproduksjon i løpet av dette tidsrommet. Ved å studere lastkurven til bygget mellom soloppgang og solnedgang er det mulig å evaluere hvor stor lagringskapasitet som er nødvendig. I sommerhalvåret er solproduksjonen høyest og det er i denne perioden et energilager kan bidra til å optimalisere samspillet mellom forbruk og produksjon. Et elektrokjemisk batteri er ment for korttidslagring av energi og det vil derfor ikke kunne bidra til å jevne ut sesongvariasjoner mellom forbruk og produksjon.

2.4.1 Essensielle parametere i en batterimodell

Det finnes både enkle og mer komplekse software programmer som som kan benyttes til å dimensjonere batterisystemer og for å vurdere lønnsomheten til et batteriprojekt. For å etablere en enkel batterimodell er følgende parametere nødvendige [2]:

- Lagringskapasitet [kWh]
- Maksimal ladeeffekt [kW]
- Virkningsgrad under opp- og utladning [%]
- Selvutladning [%]

Det ble i prosjektoppgaven «Grid interaction of Norwegian all-electric buildings equipped with batteries» konkludert med at selvutladning er neglisjerbar i elektrokjemiske batterier som benyttes i bygningsapplikasjoner da lagringstiden er relativt kort [30]. Selvutladning er derfor ikke relevant dersom batteriet er ment for korttidslagring av energi. Parameterne som må spesifiseres i en enkel batterimodell for bygningsapplikasjoner er dermed maksimal ladeeffekt, lagringskapasitet og batterivirkningsgrad.

For å evaluere lønnsomheten til et batteriprojekt er det viktig å ta hensyn til batterialdring. Etterhvert som energilageret degraderer vil ytelsen til batteriet svekkes og det registreres et tap av utnyttbar kapasitet. En mer detaljert batterimodell bør derfor ta høyde for degradering av battericellen over tid. Kontrollstrategier, SoC og C-rate er også sentrale parametere som bør inkluderes i en detaljert batterimodell for å oppnå et så riktig resultat som mulig.

3 | Metodikk

3.1 Datagrunnlag og antagelser

Energidata for byggene i Brattørkaia Mikronett er hentet fra Optima Energi [15]. Optima Energi er Entro sitt nettbaserte energioppfølgingssystem (EOS) der forbruk- og produksjonsdata registreres. Måledata for solproduksjon og forbruk for de ulike byggene er direkte eksportert fra Optima Energi. En oversikt over hvilke målere som tilhører hvert enkelt bygg er gitt i tabell 3.1. Hvilke målere som skulle benyttes ble avklart med veileder i Skanska.

Bygg	Kategori	Målernavn	Målernr.
BK17A	Forbruk	EL Hovedmåler BK 17A PHB (everk)	6970631401219214
	Produksjon	EL Hovedmåler levert ut på nettet (everk)	51277151p
BK16	Forbruk*	EL Hovedmåler Brattørkaia 16 BI (everk)	6970631402662422
	Produksjon	EL Levert energi solceller (sd)	432.011-OE102
BK15	Forbruk	EL Hovedmåler Brattørkaia 15 A (everk)	6970631400031022

*Forbruk fratrukket produksjon.

Tabell 3.1: Målerinformasjon for byggene i Brattørkaia Mikronett [15]

3.1.1 Solproduksjon

Solcelleanlegget på Powerhouse Brattørkaia var ikke fullstendig ferdig før i august 2019 og det er derfor ikke tilgjengelige måledata for solproduksjon før dette. Da analysen ble påbegynt i slutten av mars 2020 var det derfor mangel på måledata for solproduksjon fra april til juli. Solinnstrålingen i Norge er høyest fra mai til juli, hvilket betyr at kraftproduksjonen i denne perioden vil utgjøre en betydelig andel av den totale produksjonen på Powerhouse Brattørkaia i løpet av et driftsår [34]. For å inkludere denne perioden i analysen, ble gjort en vurdering på om simulert solproduksjon, basert på klimadata «Meteonorm 7.1 Trondheim 2000-2009» (H.B. Tømmerbakke, personlig kommunikasjon, 13. februar 2020), ville være en god tilnærming til forventet kraftproduksjon på Powerhouse Brattørkaia fra april til juli.

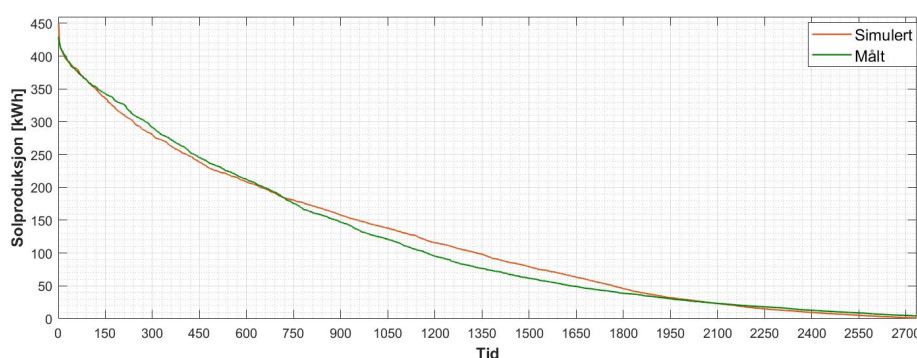
Tabell 3.2 gir en oversikt over målt og simulert solproduksjon i perioden august 2019 til mars 2020. Det er som forventet avvik mellom simulert og målt solproduksjon samtlige måneder. Ved bruk av historiske klimadata for simulert solproduksjon vil ikke innstråling, lufttemperatur, vindforhold og andre faktorer som påvirker mengden avgitt effekt fra solcellene være lik som de faktiske forholdene. En sammenlikning mellom målt og simulert solproduksjon uten å normalisere med hensyn på innstråling vil derfor ikke kunne gi et korrekt bilde på forventet solproduksjon fra april til juli. Det ble likevel tatt en avgjørelse på at målt og simulert solproduksjon skulle sammenliknes direkte, uten å hensynta innstrålingen benyttet i simuleringene og målt innstråling. Dette ble avklart med veileder Svein Nassvik i Skanska.

Det er tydelig at simuleringen underestimerer solproduksjonen i perioder med lav innstråling. Dette kan ses fra tabell 3.2 ved at simulert kraftproduksjon er lavere enn målt fra oktober til desember. De resterende månedene overestimeres solproduksjonen. Selv med relativt store månedlige avvik, er totalavviket på kun 8%. Figur 3.1 viser en varighetskurve for solproduksjonen ved PHB i perioden august 2019 til mars 2020, der den grønne og oransje kurven representerer henholdsvis målt og simulert kraftproduksjon. Målt solproduksjon er noe lavere enn det som

var forventet basert på simuleringene, men til tross for noen avvik sammenfaller de to kurvene godt. Basert på sammenlikningen er det konkludert med at simulert solproduksjon i perioden april til juli er en relativt god tilnærming til målt kraftproduksjon. For Powerhouse Brattørkaia er derfor målt solproduksjon fra 01.08.2019 til 31.03.2020 benyttet og tall fra simuleringene er benyttet fra april til juli. Hvorvidt solproduksjonen underestimeres eller overestimeres i denne perioden er ukjent, men det bakgrunn for å tro at simuleringene vil overestimere solproduksjonen i perioder med høy innstråling. Konsekvensen av å benytte simulert solproduksjon er at det periodevis kan store avvik i resultatene. For Brattørkaia 16 er målt solproduksjon fra 01.04.2019 til 31.03.2020 benyttet.

Måned	Målt [kWh]	Simulert [kWh]	Avvik [kWh]	Avvik [%]
August	54 119	57 344	-3 225	-6 %
September	36 459	39 820	-3 361	-9 %
Oktober	25 844	19 910	5 934	23 %
November	7 890	6 448	1 442	18 %
Desember	1 011	399	612	61 %
Januar	2 789	3 587	-798	-29 %
Februar	10 610	14 887	-4 277	-40 %
Mars	25 975	35 644	-9 669	-37 %
Total	164 697	178 040	-13 342	-8 %

Tabell 3.2: Sammenlikning mellom målt og simulert solproduksjon på PHB fra august 2019 til mars 2020



Figur 3.1: Varighetsdiagram for solproduksjon på Powerhouse Brattørkaia fra august 2019 til mars 2020

3.1.2 Energibruk

I likhet med solkraftproduksjonen, går analyseperioden for energiforbruk over et helt år, fra april 2019 til mars 2020. For BK15, BK16 og PHB er målt energiforbruk fra 01.04.2019 til 31.03.2020 lagt til grunn i analysen. Frem til juni 2019 var det fremdeles en del leietakere som ikke var på plass i kontorlokalene på Powerhouse Brattørkaia, slik at forbruket fra april til juni er trolig noe lavt sammenliknet med hva det vil være i tiden fremover (S. Nassvik, personlig kommunikasjon, 8. april 2020). Det ble gjort en vurdering på om forbruket fra april 2020 skulle benyttes i stedet for data fra 2019, men grunnet unntakstilstander i forbindelse med covid-19, var mange ansatte pålagt hjemmekontor og driften av bygget var dermed ikke normal denne måneden.

Forbruket til BK16 er regnet ut ved å summere måler «EL Hovedmåler Brattørkaia 16 BI

(everk)» og «EL Levert energi solceller (sd)». Årsaken til dette er at «EL Hovedmåler Brattørkaia 16 BI (everk)» ikke tar hensyn til egenforbruk av strøm fra solcelleanlegget til bygget. Solproduksjonen må derfor legges til for å regne ut det totale energiforbruket til BK16.

De elektrisk drevne bussene i Trondheim har ikke har vært i drift et helt år, og det har derfor vært nødvendig å gjøre noen antagelser i forbindelse med måledata fra hurtigladestasjonen på Brattørkaia. Tidlig i februar 2020 ble ruten oppdatert og måledata før februar 2020 var derfor ikke relevant for analysen (E. Utseth, personlig kommunikasjon, 23.april 2020). Grunnet unntakstilstander i forbindelse med covid-19 i mars og april var heller ikke måledata for disse månedene representative for driften fremover. Det ble derfor besluttet å basere simuleringene på måledata fra en vilkårlig uke i februar. Videre er det antatt at elbussene lader like mye og på samme tidspunkt hver uke. Februar i 2020 var en relativt kald måned med mye nedbør, noe som trolig har påvirket forbruksmønsteret til elbussene. Det er forventet at energiforbruket kan være lavere om sommeren enn om vinteren. Dette har dog ikke vært mulig å undersøke da bussen ikke har vært i drift så lenge. Antagelsen om at ladeforløpet til bussen er likt som den utvalgte uken i februar gjennom hele året medfører at det ikke er tatt høyde for ferier og helligdager. I årene som kommer vil det også kunne bli en økning i antall avganger for de elektriske bussene, men elbussene vil da lade på en annen ladestasjon på havnen da ladestasjonen på Brattørkaia er beregnet for den ruten som allerede er der (S.Nassvik, personlig kommunikasjon, 9.mai 2020). En økning i antall elbusser og avganger vil derfor ikke påvirke måledata for denne ladestasjonen.

3.1.3 Kostnader og ytelseskarakteristikker for batteri

Investeringskostnaden for et Samsung SDI batteri, et litium-ion batteri med NMC batterikjemi, med installert effekt på 540 kW og en kapasitet på 548 kWh er benyttet som referanse i simuleringene. Informasjon om batteriet er gitt av datasenteransvarlig Pål Trygve Nilsen i ABB (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 5 mars 2020). Batterispesifikasjonene er gitt i vedlegg A.1. Den totale kostnaden for denne typen batteri er 2.7 MNOK, hvilket tilsvarer en enhetskostnad på 4 927 NOK/kWh og 5 000 NOK/kW. Størrelsen på energilageret er skalerbart, men kostnadene vil derimot kunne avvike dersom batteriet ikke skaleres lineært (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 5 mars 2020). Det vil si at både mengden energi og effekt må skaleres like mye for at kostnadene skal stemme overens med størrelsen på energilageret. En av årsakene til dette er at en endring i kun energi- eller effektkapasitet vil påvirke hvilket oppsett som er nødvendig for at batteriet skal møte de kravene som er satt for en gitt applikasjon. Samsung SDI batteriet har eksempelvis et 1C oppsett, som vil si at det tar en time å lade opp batteriet til full kapasitet. Dersom effektkapasiteten til batteriet øker og energikapasiteten holdes konstant, eller motsatt, vil dette påvirke hvor raskt det forventes at batteriet lader opp og ut. Det er derfor en forutsetning at batteristørrelsen skaleres lineært for at Samsung SDI batteriet skal kunne benyttes. I denne oppgaven skaleres batteristørrelsen lineært ut i fra referansebatteriet med maksimal ladeeffekt på 540 kW og energikapasitet på 548 kWh. En økning eller reduksjon i energikapasiteten til energilageret vil gi en tilsvarende endring i maksimal ladeeffekt. I resultatene vil kun batterikapasiteten, gitt i kWh, bli benyttet til å beskrive størrelsen på energilageret. Tilhørende effektkapasitet er alltid benyttet.

I tillegg til investeringskostnad for energilageret, vil det være en installasjonskostnad som må inkluderes i analysen. Denne kostnaden avhenger av størrelsen på energilageret, plassering i forhold til hovedfordeling i bygget og andre faktorer (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 5.mars 2020). Det er kjent at et typisk anlegg tar omlag 3-5 dager å igangkjøre, og at kostnader for installasjonsmateriell er minimale da dette i all hovedsak kun er kabling mellom energilager og hovedfordeling (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 5.mars 2020). Det er antatt at

installasjonskostnaden er 50 000 NOK. Dette vil også kunne inkludere uforutsette kostnader for prosjektet.

I systemspesifikasjonen, gitt i vedlegg A.1, står det at RTE er forventet å være større enn 85%. I følge datasenteransvarlig i ABB, er dette et verst tenkelig scenario, og det er å forvente at virkningsgraden vil være noe høyere enn dette (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 5.mars 2020). Med bakgrunn fra dette er det i simuleringene antatt at energilageret har en RTE på 87%. Det er også antatt at virkningsgraden under opp- og utladning er lik (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 5. mars 2020). En RTE på 87% tilsvarer totale tap på 13% for en full ladesyklus. De totale tapene dividert på to, tilsvarer dermed tapene én vei. Virkningsgraden under opp- og utladning er dermed 93.5%. I vedlegg A.1 er det også spesifisert hvilke tap som inngår for de ulike delene i energilageret, omtalt som *parasitic loads*.

Forventet levetid for energilageret er satt til 10 år, som kan ses fra systemspesifikasjonen i vedlegg A.1. Etter EOL er det 80% av utnyttbar kapasitet igjen og C-raten kan være litt svekket, men dette vil ikke påvirke ytelsen til et batteri i bygningsapplikasjoner i noen vesentlig grad (P.T. Nilsen, personlig kommunikasjon, 5 mars 2020). Det er derfor å forvente at batterilevetiden er lenger enn 10 år. Levetiden er satt til 15 år i de fleste analysene, men dette er spesifisert i kapittel 4.

3.1.4 Kraftpriser og nettleie

Kraftpriser varierer ut i fra tilbud og etterspørsel. Når elektrisitetsbehovet øker, typisk om morgenen og om ettermiddagen, øker også prisen for kraft. Tilsvarende bidrar økt kraftproduksjon til reduserte kraftpriser. Det vil alltid være en grad av usikkerhet relatert prisutsikter for kraft da det er mange faktorer som spiller inn. Ettersom kraftprisen påvirker lønnsomheten til en investering i et energilager, må slike usikkerhetsmomenter tas høyde for i vurderingen. Hvilke kraftpriser som benyttet i analysen er presentert i kapittel 4.

I tillegg til kraftpris, kommer nettleie og avgifter som kundene betaler når de forbruker strøm. Netttariffen består av variable og faste kostnader. Nettleien for byggene i Brattørkaia Mikronett er beregnet etter nettleieavtalen til Tensio under kategorien «NMT Effektmålt næring, lavspenning» (S. Nassvik, personlig kommunikasjon, 8.april 2020) [46]. Nettleien er sammensatt av følgende:

- Fastledd: 8 800 kr/år
- Energipris: 5.0 øre/kWh
- Forbruksavgift: 16.13 øre/kWh
- Effektledd: Gitt i tabell 3.3.

Effektleddet i nettleien avregnes etter maksimalt effektuttak hver måned, der effektprisen som betales bestemmes ut i fra hvilket intervall den høyeste timesverdien faller innenfor. Tabell 3.3 gir en oversikt over hvilke effektpriser som gjelder for ulike effektuttak og perioder. Mer detaljert informasjon om nettleie og kraftpriser som er benyttet i analysene er gitt i kapittel 4.

	0-200 kW	200-500 kW	500-800 kW	>800 kW
Vinter (jan., feb., nov., des.)	60	53	47	40
sommer (mars - okt.)	45	40	35	30

Tabell 3.3: Effektpris [kr/kWh/mnd] for nettleie [46]

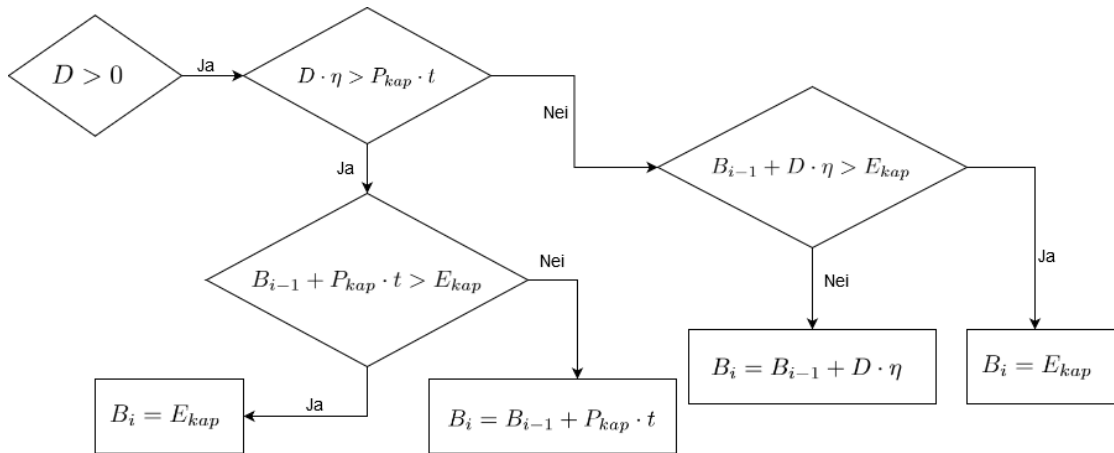
3.2 Beregninger for batterimodell

Simuleringene baserer seg på en enkel batterimodell der det er kun virkningsgrad, maksimal ladeeffekt og energikapasitet som er tatt hensyn til. Batterimodellen optimaliserer egenforbruk, og import/ eksport av energi til og fra kraftnettet er forekommer kun når det er nødvendig. Beregningene er basert på timesverdier for forbruk og produksjon. Ladenivået til batteriet regnes ut ved å teste for om differansen D , som er solproduksjon fratrukket forbruk, er større enn null. Når $D > 0$ er solproduksjonen høyere enn lasten og batteriet lades opp. Batteriet lades ut når $D < 0$ for å forsyne bygget med energi. Opp- og utladning av batteri er beskrevet i likning 3.1 og 3.2, der B_{i-1} og B_i beskriver henholdsvis forrige og nåværende batterinivå, η er batteriets virkningsgrad og P_{kap} og E_{kap} er batteriets maksimale ladeeffekt og energikapasitet.

$$B_i = \begin{cases} \text{MIN} \left[B_{i-1} + \text{MIN} \left((D \cdot \eta), (P_{kap} \cdot t) \right), E_{kap} \right], & D > 0 & (3.1) \\ \text{MAX} \left[B_{i-1} + \text{MAX} \left(\frac{D}{\eta}, (-P_{kap} \cdot t) \right), 0 \right], & D < 0 & (3.2) \end{cases}$$

Når $D > 0$, gitt i likning 3.1, lades batteriet opp så mye som mulig basert på de begrensningene som er satt for maksimal ladeeffekt og energikapasitet. Det er ikke mulig å lade opp batteriet mer enn det den maksimale ladeeffekten tillater, og dersom batteriet er fullt oppladet må resterende overskuddsproduksjon selges til nettet. Noe energi går tapt under oppladning av batteriet. Hvor stort tapet er, bestemmes av batteriets virkningsgrad. Flytskjemaet i figur 3.2 viser hvordan B_i regnes ut i likning 3.1. Et flytskjema for både opp- og utladning er gitt i vedlegg A.2.

I perioder der forbruket er større enn solproduksjonen, $D < 0$, vil batteriet lades ut for å forsyne bygget med energi. Utladning av batteriet er gitt i likning 3.2. Hvor mye energi og effekt som kan trekkes fra energilageret er også her begrenset av maksimal ladeeffekt og batterikapasitet. Når energilageret er tomt vil ikke batteriet kunne forsyne bygget strøm. Begrensningen for batterikapasitet er derfor her satt til 0 kWh. I likhet med oppladning, vil noe energi gå tapt under energiomformingen ved utladning.



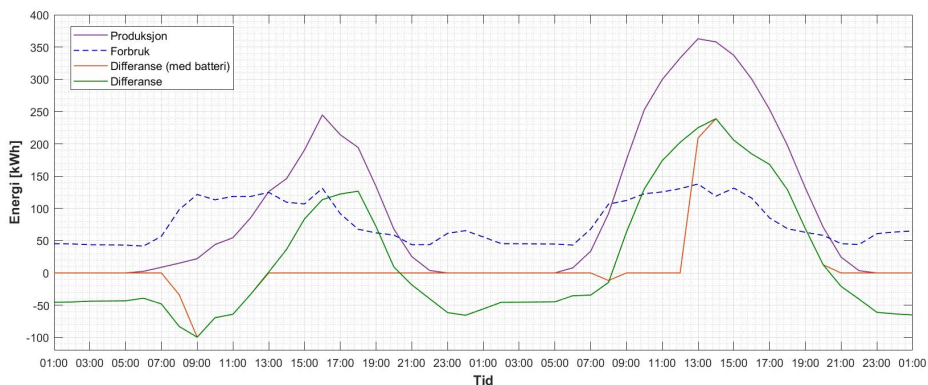
Figur 3.2: Flytskjema for likning 3.1 i batterimodell

Basert på differansen i batterinivå, $B_i - B_{i-1}$, utføres det en økonomisk analyse av hvor mye som energi som må kjøpes og selges til nettet med et energilager. Det regnes da ut en egen

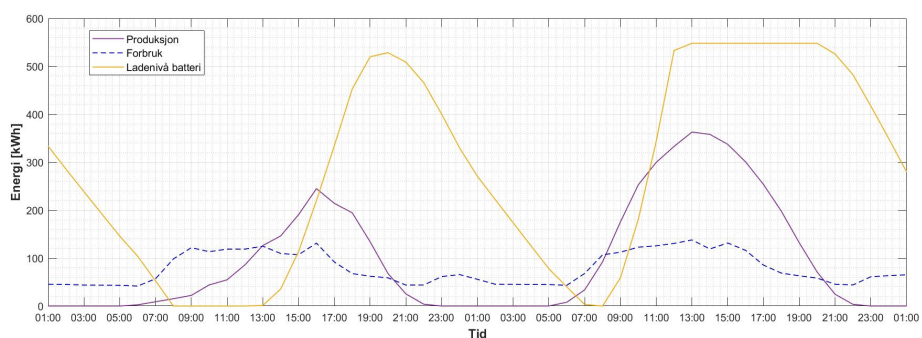
differanse mellom solproduksjon og forbruk, omtalt som «differanse med batteri» (D_B), som beskriver energiflyten inn og ut av batteriet. Likningene for salg og kjøp av kraft er gitt ved likning 3.3 og 3.4 .

$$D_B = \begin{cases} D - \left(\frac{B_i - B_{i-1}}{\eta}\right), & D > 0 \\ D - \left((B_i - B_{i-1}) \cdot \eta\right), & D < 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

Dersom $D > 0$, vil overskuddsproduksjon som ikke kan lagres i batteriet, enten fordi maksimal ladeeffekt er nådd eller fordi batteriet er fullt oppladet, mates inn til kraftnettet. Hvor mye av overskuddsproduksjonen som mates inn til nettet hver time er gitt ved likning 3.3. Totalt kraftoverskudd fratrukket hvor mye energi som kan lagres i batteriet gir overskuddet som må selges til nettet. Det vil gå noe energi tapt under oppladning av batteriet. I perioder der forbruket er høyere enn kraftproduksjonen, $D < 0$, og batterinivået ikke er tilstrekkelig nok til å dekke energibehovet må det importeres kraft fra nettet. Batteriet lades først ut så mye som mulig basert på de begrensningene som er satt, før det resterende underskuddet må dekkes av kraft fra nettet. Dette er vist i likning 3.4. Det vil, i likhet med oppladning av batteriet, gå noe energi tapt under utladning.



(a) Kjøp og salg av strøm med og uten energilager



(b) Ladenivå for batteri

Figur 3.3: Samspill mellom batterinivå, overskuddsproduksjon og kjøp/ salg av energi - et eksempeldøgn

Figur 3.3a viser hvordan et batteri kan bidra til å redusere kjøp og salg av kraft, og på denne måten øke egenforbruket av solproduksjon. Den grønne kurven representerer differansen, D ,

mellom produksjon og forbruk. Ved overproduksjon vil denne differansen være positiv, mens den vil være negativ når forbruket er høyere enn solproduksjonen. Når $D > 0$ mates overskuddsproduksjon inn på nettet. Ved negativ differanse må det importeres kraft fra nettet for å kunne dekke forbruket.

Med et energilager vil differansen D_B mellom produksjon og forbruk være annerledes da energioverskuddet kan lagres i batteriet til senere bruk. Batteriet lades da typisk opp i løpet av dagen og forsyner bygget med energi om natten. Dette kan ses fra figur 3.3 der den gule kurven i figur 3.3b representerer ladenivået til batteriet og den oransje kurven i figur 3.3a viser differansen D_B . Tidlig om morgenen første døgn, i tidsperioden 01:00-07:00, forsynes bygget med energi fra batteriet. Det er derfor ikke behov for å importere kraft fra nettet i denne perioden slik som for tilfellet uten batteri. På formiddagen dag to, er batteriet fullt oppladet og overskuddsproduksjonen må da mates inn til nettet.

3.3 Etablering av scenarier

Analysen baserer seg på fire ulike scenarier, der to av scenariene er uten batteri og to er med. Likt for alle scenariene er at det betales spotpris for kjøp av kraft fra nettet og overskuddsenergi selges til spotpris. I tillegg til spotpris, kommer nettleie og forbruksavgift. Scenariene er navngitt som følger:

- Uten batteri (leverer differanse)
- Uten batteri (selger/ kjøper alt)
- Med batteri (med Enova støtte)
- Med batteri (uten Enova støtte)

«Uten batteri (selger/ kjøper alt)»

Powerhouse Brattørkaia produserer i store perioder av året mer solkraft enn det som forbrukes, noe som medfører utfordringer i møte med NVEs plusskunde regelverk. NVE definerer en plusskunde som en «sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW» [36]. For Powerhouse Brattørkaia overstiges 100 kW grensen, og det vil derfor ikke være mulig å derfinere tilknytningspunktet som et plusskundepunkt [13]. Powerhouse Brattørkaia håndteres derfor i dag som et ordinært kraftverk, der all kraftproduksjon selges til nettet og energi som forbrukes må kjøpes tilbake. Scenariet «uten batteri (selger/ kjøper alt)» reflekterer dagens situasjon på Powerhouse Brattørkaia. I dette scenariet avregnes effektledet i nettleien etter høyeste forbrukstopp hver enkelt måned og kunden får et fradrag for elavgiften på 16.13 øre/kWh for forbruk som dekkes av egenprodusert solkraft (S.Nassvik, personlig kommunikasjon, 16.april 2020). Elavgiften må derimot betales i periodene der forbruket er høyere enn solproduksjonen.

«Uten batteri (leverer differanse)»

For scenariet «uten batteri (leverer differanse)» forsynes Powerhouse Brattørkaia og Brattørkaia Mikronett med egenprodusert solkraft og all overskuddsproduksjon selges til nettet. Effektledet i nettleien avregnes i dette scenariet etter maksimalt effektuttak den aktuelle måneden og bestemmes ut i fra differansen D mellom produksjon og forbruk, beskrevet i avsnitt 3.2.

«Med batteri (med Enova støtte)» og «med batteri (uten Enova støtte)»

For scenariene «med batteri (uten Enova støtte)» og «med batteri (med Enova støtte)» forsynes Powerhouse Brattørkaia og Brattørkaia Mikronett med solenergi i likhet med scenariet over. Forskjellen er at overskuddsproduksjonen lagres i batteriet fremfor at den mates inn til nettet. Overskuddsproduksjon som ikke kan lagres i batteriet, grunnet begrensingene for maksimal ladeeffekt eller energikapasitet, selges til nettet til spotpris. Dersom forbruket er høyere enn solproduksjonen, vil batteriet forsyne bygget med energi dersom det er mulig. Energifyten inn og ut av batteriet er beskrevet i avsnitt 3.2.

Scenariet «med batteri (uten Enova støtte)» baserer seg på en brutto investeringskostnad for energilageret på 4927 NOK/kWh og 5000 NOK/kW. Scenariet «med batteri (med Enova støtte)» er brukt til å undersøke lønnsomheten til et batteriprojekt dersom Enova støtte inkluderes. Gitt at Enova støtter 40% av batterikostnaden (S.Nassvik, personlig kommunikasjon, 24.januar 2020), vil netto batterikostnad ligge på 2956 NOK/kWh og 3000 NOK/kW. Maksimalt effektuttak for den aktuelle kalendermåneden regnes her ut fra differansen D_B beskrevet i avsnitt 3.2. Effektuttaket er uavhengig av kostnad, hvilket betyr at maksimalt effektuttak er den samme med og uten Enova støtte.

3.4 Verktøy

3.4.1 Excel

Excel er benyttet for å finne en passende størrelse på et energilager for Brattørkaia Mikronett og Powerhouse Brattørkaia. Den økonomiske analysen for prosjektet er også utført ved bruk av Excel. Regnearket baseres på en enkel batterimodell, beskrevet i avsnitt 3.2, som tar høyde for batteriets virkningsgrad, maksimale ladeeffekt og energikapasitet. Basert på energikapasiteten til batteriet regnes investeringskostnaden ut basert på enhetskostnaden som er satt til 4927 NOK/kWh uten Enova støtte og 2956 NOK/kWh. Tidsoppløsningen for forbruk- og produksjonsdata er på en time. Utregninger for import/ eksport av kraft, batterinivå og nettleiekostnader utføres hver time og summeres til slutt til en månedlig og årlig oversikt.

Det er tatt utgangspunkt i et regneark som ble utviklet av Powel AS. Deretter har regnearket blitt videreutviklet på egenhånd med passende scenarier og beregninger for denne masteroppgaven.

3.4.2 Powel Microgrid Design Tool

Verktøyet Powel Microgrid Design Tool er utviklet for +CityxChange prosjektet beskrevet innledningsvis [6]. Powel Microgrid Design Tool tar høyde for hvordan hvordan batteridriften innvirker på selve kraftnettet og nettdriften og er basert på input fra åpne datakilder. Verktøyet gjør det mulig å kombinere ulike scenarier og komponenter for å finne en optimal kombinasjon av størrelse på energilager og solcelleanlegg.

I denne masteroppgaven er Powel Microgrid Design Tool primært benyttet i kapittel 4.2 i forbindelse med Brattørkaia Mikronett. Verktøyet baserer seg på en enkel batterimodell, beskrevet i avsnitt 3.2. Tidsoppløsningen for forbruk- og produksjonsdata er på en time. For Brattørkaia Mikronett er det spesielt interessant å undersøke påvirkningen av økt solproduksjon. Basert på datagrunnlag for solproduksjon kalkuleres en forventet produksjon basert på antall kvadratmeter med solceller som spesifiseres. Powel Microgrid Design Tool kan på denne måten regne ut forventet solproduksjon basert på måledata og størrelsen på anlegget, gitt i m^2 .

4 | Analyse

Dette kapittelet er inndelt i to hoveddeler. Den første delen, gitt i avsnitt 4.1, undersøker et batteriprojekt for Powerhouse Brattørkaia alene og den andre delen, gitt i avsnitt 4.2, undersøker tilsvarende for Brattørkaia Mikronett.

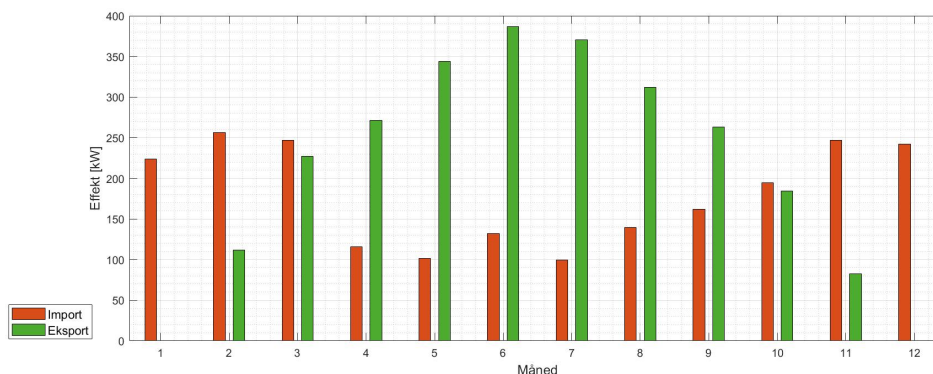
4.1 Dimensjonering av batteri for Powerhouse Brattørkaia

Det er et betydelig kraftoverskudd på Powerhouse Brattørkaia i sommerhalvåret. Et batteri kan benyttes til å lagre overskuddsenergi i perioder der produksjonen er høyere enn forbruket, og kan på denne måten bidra til bedre utnyttelse av solproduksjonen i bygget. For å vurdere hvorvidt en investering i et batteri er lønnsomt eller ikke er det utført ulike scenario- og sensitivetsanalyser. Det er valgt ut fire ulike scenarier som representerer potensielle driftsstrategier for Powerhouse Brattørkaia, både med og uten batteri. Disse er presentert i avsnitt 3.3.

4.1.1 Antagelser

Det er i denne delen av analysen valgt å holde kraftpriser konstant og det undersøkes ikke hvordan en endring i kraftpris påvirker lønnsomheten til batteriprojektet. Spotpriser er hentet fra Nord Pool og reflekterer døgn- og sesongvariasjoner i pris [32]. Historiske spotpriser for Trondheim fra 2019 er benyttet. Årsaken til at spotpriser fra 2020 ikke er inkludert i analysen er at kraftprisene hittil i år har vært unormalt lave i Norge grunnet en mild vinter med mye nedbør, snø i fjellet og vind. Dette har medført fulle vannmagasiner og økt vindkraftproduksjon [11]. Prisstruktur for nettleie følger nettleieavtalen til Tensio, gitt i avsnitt 3.1.4. Nettleieprisene holdes konstant.

Figur 4.1 viser maksimalt effektuttak for Powerhouse Brattørkaia, der både import av effekt fra distribusjonsnettet og eksport fra Powerhouse Brattørkaia tilbake til nettet er inkludert. For at scenariet «uten batteri (leverer differanse)» skal kunne realiseres forutsettes at det gis dispensasjon av RME (NVE) til en utvidet plusskundeordning. Det antas at plusskundegrensen utvides til minst 400 kW da innmatet effekt ikke på noe tidspunkt overstiger denne grensen. Det er også antatt en utvidet plusskundeordning for scenariene «med batteri (uten Enova støtte)» og «med batteri (med Enova støtte)».



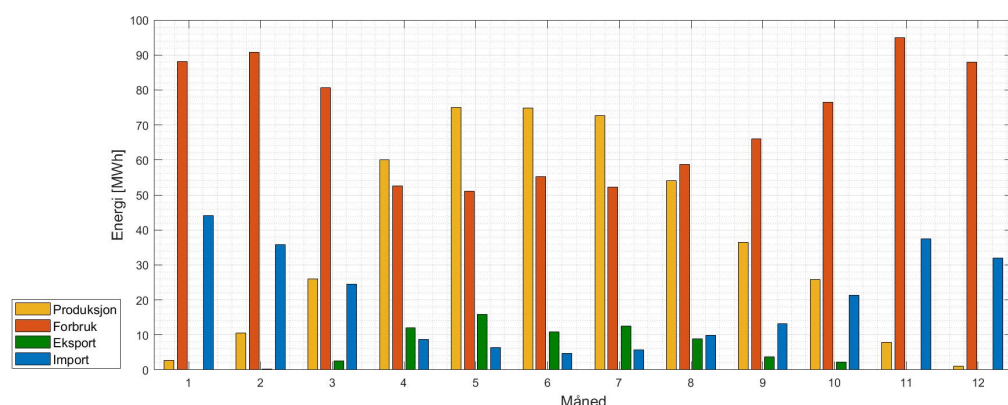
Figur 4.1: Maksimalt effekt per måned for import og eksport på Powerhouse Brattørkaia (uten batteri)

4.1.2 Analyse

Analysen omfatter en økonomisk evaluering av batteriprojektet og en vurdering på hvordan størrelsen på energilageret påvirker utnyttelsen av overskuddsproduksjonen i bygget.

Valg av størrelse på energilager

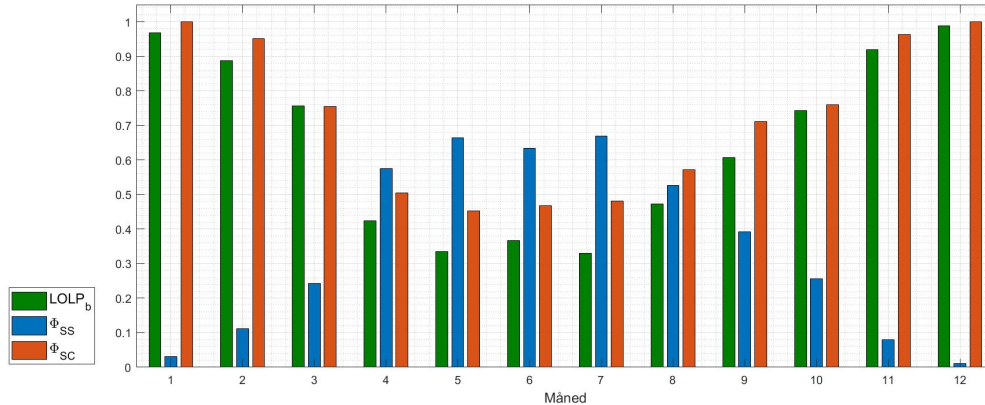
Størrelsen på energilageret er helt avgjørende for å kunne optimalisere utnyttelsen av den egenproduserte solkraften på Powerhouse Brattørkaia. I denne delen av analysen er det sett bort i fra scenariet «uten batteri (selger/ kjøper alt)», og i stedet fokusert på hvordan et batteri kan bidra til å øke utnyttelsen av overskuddsenergien i bygget.



Figur 4.2: Månedlig energiforbruk, solproduksjon og import/eksport av energi for PHB (uten batteri)

Figur 4.2 gir en oversikt over månedlig import og eksport av energi for scenariet «uten batteri (leverer differanse)». I perioden april til august er solproduksjonen høy, men det er likevel en del kraft som må importeres fra nettet for å dekke forbruket da det ikke til enhver tid er samsvar mellom forbruk og produksjon. Totalt i denne fem måneders perioden importeres 35.6 MWh fra kraftnettet. I tillegg til at store mengder kraft som importeres, vil omlag 60 MWh mates inn på nettet i løpet av denne tidsperioden. Det er ønskelig å minimere import av kraft fra nettet perioder med høy innstråling for å øke utnyttelsen av solproduksjonen internt i bygget.

For å evaluere hvor godt solproduksjonen utnyttes i bygget, er *load matching* indikatorene $LOLP_b$, φ_{SC} og φ_{SS} , beskrevet i avsnitt 2.3.2, benyttet. Figur 4.3 viser en grafisk fremstilling av indeksene for scenariet «uten batteri (leverer differanse)». Fra april til juli er andelen av lasten som dekkes av solkraft, φ_{SS} , relativt høy. Tidlig på våren og utover høsten reduserer φ_{SS} gradvis etterhvert som solinnstrålingen blir lavere. Powerhouse Brattørkaia er et plusshus, hvilket betyr at det vil være et vesentlig kraftoverskudd i sommerhalvåret som, uavhengig om det er tilgang til energilagring eller ikke, må mates inn til nettet. Dette kan ses i figur 4.3 ved at φ_{SC} , andelen av den lokale kraftproduksjonen som utnyttes i bygget, er lav om sommeren. I periodene med høyest solproduksjon, fra april til juli, utnyttes omlag 40-50% av solproduksjonen i bygget og det resterende overskuddet selges til nettet. Da det produseres mer kraft enn det som forbrukes vil det ikke være mulig å oppnå $\varphi_{SC} = 1$ med mindre lasten i bygget øker betraktelig. Det er likevel et stort potensiale for å øke utnyttelsen av solenergien ved å installere et batteri da i teorien hele lasten kan dekkes av fornybarproduksjon.



Figur 4.3: Load matching indekser for Powerhouse Brattørkaia (uten batteri)

En av de største utfordringene med solkraft er at den er ikke-regulerbar. Det resulterer i at solenergien kun utnyttes i perioder med behov dersom det ikke er lagringsmuligheter. Solproduksjonen er gjerne høy midt på dagen når forbruket er lavt, sammenliknet med tidlig på morgenen og på ettermiddagen. Et energilager kan bidra til å lagre overskuddsenergi til perioder der det er behov, og på denne måten redusere $LOLP_b$, andelen av forbruket som er dekket av importert kraft fra nettet, og øke φ_{SC} og φ_{SS} . Ved å installere et batteri i bygget vil φ_{SS} øke betydelig i perioden april til august. Tabell 4.1 viser gjennomsnittsverdier for de ulike indeksene for denne perioden på fem måneder. Med et batteri på 274 kWh øker φ_{SS} fra 61.4% til 74.4%, tilsvarende en økning på 21%. En doubling av batterikapasiteten, til 548 kWh, fører til at 84.1% av lasten dekkes av solenergi i løpet av denne perioden. Det resulterer i at 227.2 MWh av et totalt energibehov på 270.1 MWh som dekkes av fornybar kraftproduksjon. Vedlagt i B.1 er det en tabell med månedlig forbruk- og produksjonsdata for Powerhouse Brattørkaia.

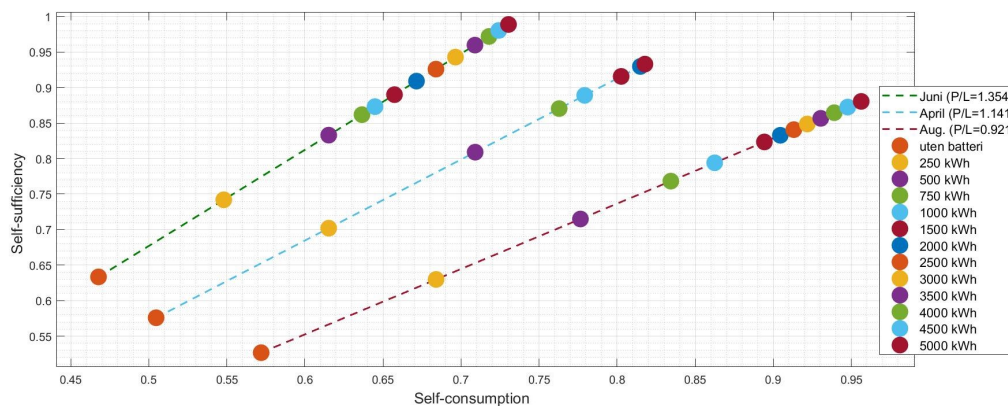
Andelen av den lokale kraftproduksjonen som utnyttes i bygget, φ_{SC} , vil også øke når det installeres et batteri. Fra april til august er φ_{SC} lav sammenliknet med resten av året da solproduksjonen er veldig høy i denne perioden. Gjennomsnittlige verdier for de ulike indeksene i perioden april til august er vist i tabell 4.1. Uten et energilager utnyttes 49.6% av solproduksjon i bygget. Ved å installere et batteri på 548 kWh øker φ_{SC} til 68.1%. Dette tilsvarer en prosentvis økning på 37%.

	0 kWh	274 kWh	548 kWh
$LOLP_b$	0.386	0.256	0.159
φ_{SS}	0.614	0.744	0.841
φ_{SC}	0.496	0.602	0.681

Tabell 4.1: Gjennomsnittlige load matching indekser fra april til august 2019

For å øke lønnsomheten til batteriprojektet, er det ønskelig å finne en batterikapasitet som minimerer import av kraft fra nettet. $LOLP_b$ er derfor en nyttig indikator. I likhet med φ_{SC} og φ_{SS} , er det mest potensiale for å redusere $LOLP_b$ i perioden april til august når solkraftproduksjonen er høy. Et batteri på 274 kWh vil kunne redusere andelen av forbruket som er dekket av strøm fra nettet fra 38.6% til 25.6%, mens et batteri på 548 kWh vil kunne redusere til 15.9%. Med et batteri på 548 kWh er derfor kun behov for å importere 42.9 MWh fra nettet i løpet av denne perioden på fem måneder.

Bruk av gjennomsnittlige indekser over en periode på fem måneder gir en overordnet oversikt over virkningen av å inkludere et batteri i systemet, men da det er store forskjeller i solproduksjon og forbruk i løpet av disse månedene er det vanskelig å si noe om hvilken effekt et energilag har i de ulike månedene. Det er derfor sett på tre perioder høy solproduksjon for å studere påvirkningen av økt batterikapasitet med månedlig oppløsning. April og august er valgt som ytterpunkter for sommerhalvåret. Juni er den måneden med høyest produksjon, og ekstremverdiene i denne måneden vil danne et godt grunnlag for hvilken batteristørrelse som kreves for å utnytte overskuddsproduksjonen optimalt i bygget. Figur 4.4 viser et *energy matching* diagram for Powerhouse Brattørkaia. I diagrammet er størrelsen på batteriet økt med 250 kWh per punkt frem til 1000 kWh der økningen er doblet. De største batteriene er i hovedsak ment for demonstrasjon, og vil ikke bli fokusert på.

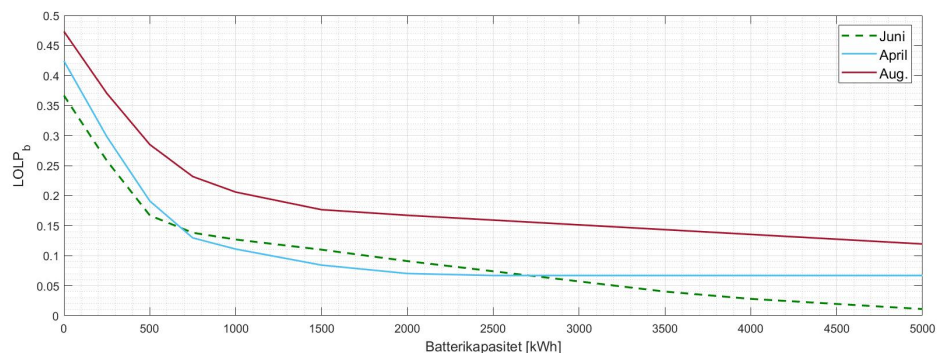


Figur 4.4: *Energy matching* chart for ulike batterikapasiteter for henholdsvis april, juni og august 2019

I figur 4.4 vises det tre ulike kurver med ulikt forhold mellom produksjon og last. I april og juni er $P/L > 1$, hvilket betyr at produseres mer kraft enn det som forbrukes i bygget. Som vist i figur 4.2 er produksjonen vesentlig høyere i juni enn i april, noe som resulterer i et høyere forholdstall P/L . Dette er årsaken til at kurven ligger lenger til venstre i diagrammet. Det er også noen forskjeller mellom lasten i de to månedene, men ettersom det produseres omlag 15 MWh mer kraft i juni enn i april, er det denne parameteren som gir størst utslag på P/L . I august er $P/L < 1$ hvilket betyr at det produseres mindre solkraft enn det som forbrukes i bygget. *Energy matching* diagrammet viser hvordan indeksene φ_{SS} og φ_{SC} påvirkes av en økning i batterikapasitet. Den største endringen i indeksene finner sted i overgangen fra uten batteri til batterikapasitet på 250 kWh og fra en energikapasitet på 250 kWh til 500 kWh. I juni og april er produksjonen høyere enn lasten, hvilket gjør det umulig å utnytte hele solproduksjonen lokalt. Det vil si at $\varphi_{SC} \neq 100\%$. Det er derimot mulig å oppnå $\varphi_{SS} = 100\%$ for de to månedene da i teorien hele lasten kan dekkes av solenergi.

Felles for april og juni er at det kun er marginale forbedringer i både φ_{SS} og φ_{SC} etter en batterikapasitet på 750 kWh er nådd. I august observeres det litt større forbedringer opp til en kapasitet på 1500 kWh. Deretter ligger punktene tett inntil hverandre og forbedringen er minimal. I august produseres det mindre kraft enn det som forbrukes i bygget, og det vil da være mulig å utnytte en større andel av solproduksjonen enn det er i april og juni. Dette kan ses ved at φ_{SC} er høyere for samtlige punkter sammenliknet med de to andre månedene. I motsetning er φ_{SS} lavere, og det vil ikke være mulig å dekke hele forbruket med lokal produksjon, uansett batteristørrelse.

Uten et batteri utnyttet kun 46.8% av den totale solproduksjonen i juni. Det resulterer i at totalt 39.8 MWh mates inn til nettet. Med et batteri på 500 kWh øker φ_{SC} med 14.7 prosentpoeng, og 61.5% av solproduksjonen utnyttet i bygget. En økning i batterikapasitet til 750 kWh resulterer i at φ_{SC} øker til 63.7%, tilsvarende en økning på 2.2 prosentpoeng. Det viser at økningen opp til 500 kWh utgjør størst forbedring i juni. I april observeres det også størst forbedring opp til en batterikapasitet på 500 kWh, der φ_{SC} øker fra 50.5% til 70.9%. Det tilsvarer en økning i egenforbruk på 12.2 MWh. En økning i batterikapasitet til 750 kWh resulterer i at 76.3% av solenergien kan utnytted, som er en vesentlig større økning enn det som ble observert i juni. I likhet med de andre månedene, er det størst økning i φ_{SC} opp til en batterikapasitet på 500 kWh i august. Uten et batteri utnyttet 57.2% av solproduksjonen i bygget. Med et batteri på 500 kWh og 750 kWh øker φ_{SC} til henholdsvis 77.6% og 83.4%. Deretter er det relativt små forbedringer.



Figur 4.5: Påvirkning av økt batterikapasitet på $LOLP_b$ for henholdsvis april, juni og august 2019

Figur 4.5 viser hvordan $LOLP_b$ påvirkes av en økning i batterikapasitet. I de tre månedene reduseres andelen av lasten som dekkes av importert kraft nettet betraktelig i overgangen fra uten batteri til et energilager på 500 kWh. I august er $LOLP_b$ høyest for alle batterikapasiteter. En sentral årsak til dette er at den samlede lasten er høyere enn produksjonen, hvilket medfører et økt behov for å importere kraft fra nettet. Initielt er $LOLP_b$ relativt høy i de tre månedene, og ligger mellom 47% i august og 37% i juni. Ved å installere et batteri på 500 kWh er det mulig å redusere $LOLP_b$ betraktelig. Andelen av lasten som dekkes av kraft fra nettet kan da reduseres til 17% i juni og 28% i august. En ytterligere økning i batterikapasitet resulterer i at $LOLP_b$ reduseres. Passert 1000 kWh flater kurvene for april og august mer ut, og det vil ikke ha noen vesentlig effekt å øke størrelsen på batteriet over dette.

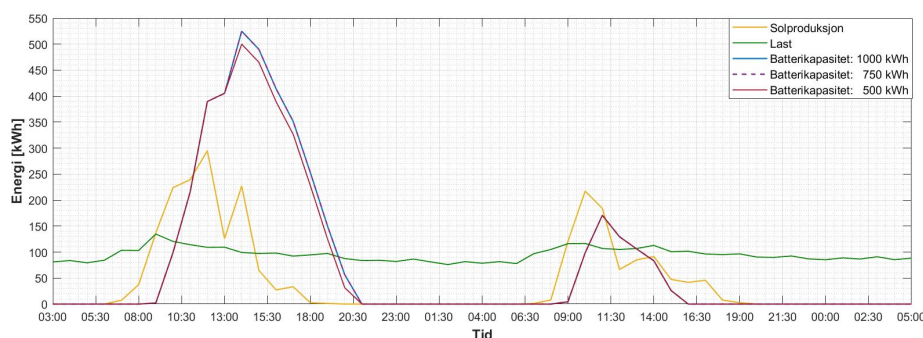
I juni er det et energioverskudd på 19.6 MWh som det er mulig å utnytte ved å installere et stort nok batteri. I teorien vil det være mulig å oppnå $LOLP_b \approx 0$ og $\varphi_{SS} \approx 1$ i juni med et batteri på 5000 kWh. Da det noen dager er veldig lav eller ingen solproduksjon vil dette kreve at overskuddsenergien kan lagres over lange perioder for å forsyne bygget med strøm. Simuleringene baserer seg på en enkel batterimodell som fungerer som et ideelt batteri uten tap i form av selvutladning. I praksis er det derfor usikkert hvordan batteriet vil fungere dersom energien lagres over lange perioder. I tillegg til tap, vil ikke batterikapasiteten utnytted optimalt da batteriet aldri vil lades ut fullstendig før det lades opp igjen påfølgende dag. Et veldig stort batteri vil derfor være lite økonomisk lønnsomt og vil ikke fungere optimalt under drift da det ikke rekker å lades ut før det lades opp igjen dagen etter.

I tillegg til å se på utnyttelsen av overskuddsenergi med en månedlig oppløsning, er det nødvendig å se på en kortere tidsoppløsning, på timer, for å evaluere hvor godt batterikapasiteten utnytted. Figur 4.6 viser sammenhengen mellom solproduksjon, forbruk og ladenivået til et bat-

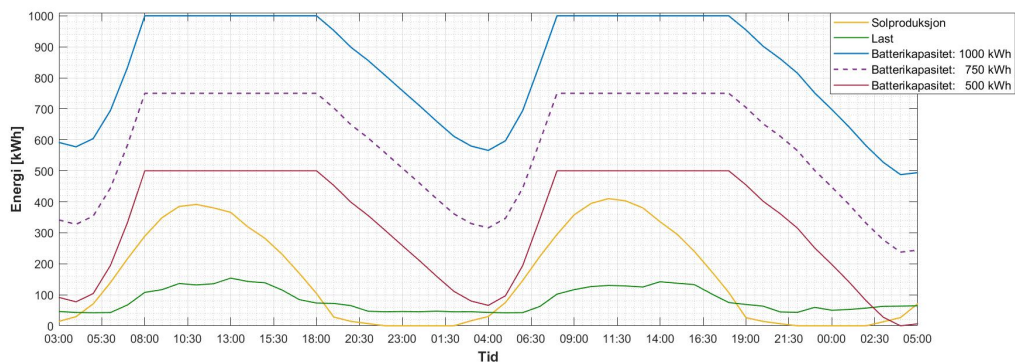
teri med tre ulike energikapasiteter over en tidsperiode på to døgn. I januar, februar, november og desember er innstrålingen lav, noe som resulterer i liten eller null solproduksjon. Det er derfor ikke valgt å inkludere en representativ dag for vinterhalvåret da solproduksjonen ikke er tilstrekkelig nok til at batteriet utnyttes. Mars og oktober er valgt som representative måneder for vår- og høstsemesteret, og juni og august er valgt ut for sommerhalvåret.

I mars, vist i figur 4.6a, lagres overskuddsproduksjonen i batteriet fra klokken 09:00 til 15:00 første dag og fra klokken 09:00 til 11:00 dag. Overskuddsproduksjonen er størst den første dagen, der batteriet lader opp til full kapasitet med et 500 kWh batteri. Ved å øke batterikapasiteten til 750 kWh vil det resterende overskuddet på omlag 25 kWh også kunne lagres i batteriet. Det vil si at et batteri på 525 kWh ville vært nok til å lagre hele overskuddet. En batterikapasitet på 750 kWh gir like god utnyttelse av overskuddsproduksjonen i bygget som et energilager med kapasitet på 1000 kWh. Dette kan ses ved at kurven for en batterikapasitet på 1000 kWh ligger over kurven for 500 kWh. Den første dagen lader batteriet ut fra klokken 15:00 og forsyner bygget med energi frem til batteriet er tomt rundt klokken 21:00. Tilsvarende skjer dagen etter, men energioverskuddet er da mye lavere. Dette resulterer i at i underkant av 35% av kapasiteten til et batteri på 500 kWh utnyttes.

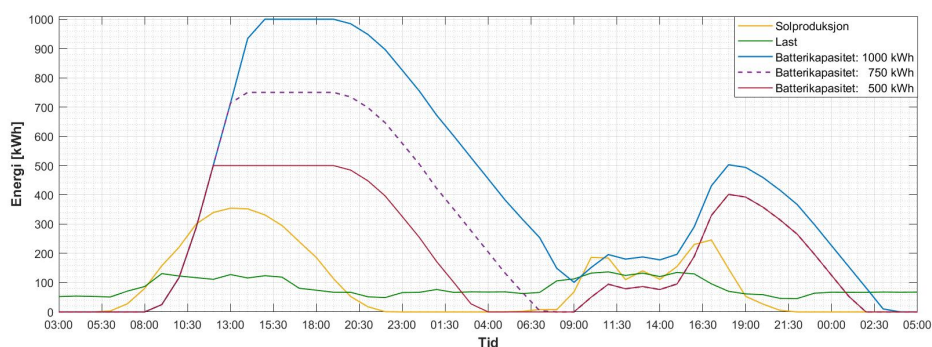
Figur 4.6b viser ladenivået til et batteri på henholdsvis 500 kWh, 750 kWh og 1000 kWh i juni. Solproduksjonen er veldig høy denne måneden i tillegg til at det produseres solkraft i mange timer hver eneste dag. Fra figuren kan det ses at solproduksjonen starter allerede før klokken 03:00 og frem til klokken 21:00. Det resulterer i mange timer med overskuddsenergi og medfører at samtlige batterier lades helt opp begge dagene. Den første dagen er det tydelig at det var et betydelig kraftoverskudd dagen i forveien da batteriet ikke rekker å lade helt ut før det starter oppladningen igjen. Med et batteri på 1000 kWh utnyttes bare 40-50% av batterikapasiteten da det kun lader ut til mellom 500-600 kWh før det lades opp igjen påfølgende dag. Med et batteri på 750 kWh vil heller ikke batteriet kunne lades fullstendig ut før det lades opp igjen påfølgende dag. Viktigheten av å studere energiforbruket mellom soloppgang og solnedgang for å finne optimal størrelse på energilageret kommer tydelig frem her. Et for stort energilager resulterer i at kun deler av kapasiteten utnyttes da det ikke lader fullstendig ut i løpet av natten. Lasten i juni er relativt lav, spesielt om natten, og det vil derfor ikke være mulig for batteriet å lade helt ut. Ved å redusere batteristørrelsen til 500 kWh vil batteriet kunne lade fullstendig ut tidlig om morgenen på dag to. I løpet av de to døgnene er batteriet fullt oppladet mellom klokken 08:00 og 18:00, og det resterende overskuddet må mates inn til nettet. Likevel er bygget selvforsynt med energi begge dagene.



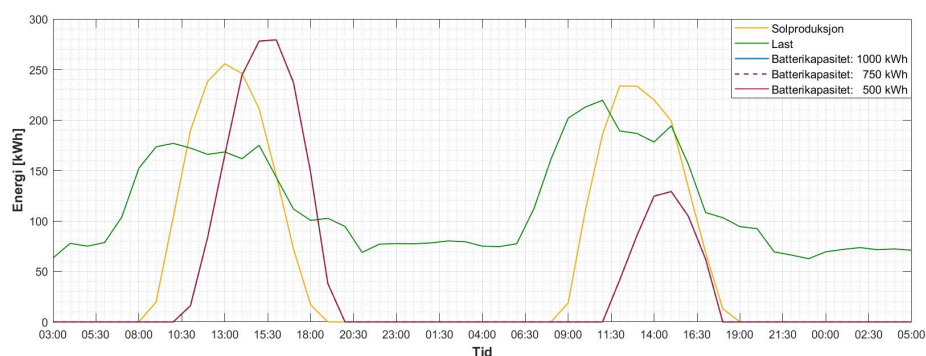
(a) Mars



(b) Juni



(c) August



(d) Oktober

Figur 4.6: Ladenivå for batteri med variabel kapasitet over fire utvalgte perioder

I august, vist i figur 4.6c, starter batteriet å lade opp fra 0% SoC første dag. Det vil si at batteriet har rukket å lade helt ut i løpet av kvelden og natten før det starter oppladningen igjen. Fra klokken 06:00 starter solproduksjonen og frem til rundt klokken 08:00 utnyttes denne direkte i bygget. Deretter lagres overskuddsproduksjonen i batteriet. Med et 500 kWh batteri er energilageret fullt oppladet fra klokken 12:00 og frem til utladningen starter klokken 20:00. Batteriet lader så fullstendig ut innen klokken 04:00 før batteriet lades opp igjen klokken 09:00 dagen etter. Tilsvarende vil et 750 kWh batteri kunne lade helt ut i løpet av kvelden og natten. Med en batterikapasitet på 750 kWh forsynes bygget med energi tre timer lenger enn med et 500 kWh batteriet klarer. Dagen etter er det ikke noen forskjell mellom ladenivået til et batteri på 500 kWh og 750 kWh da det kun lades opp til 400 kWh. Dette kan ses ved at kurven til energilageret på 750 kWh ligger over kurven for et batteri på 500 kWh. Med et batteri på 1000 kWh vil

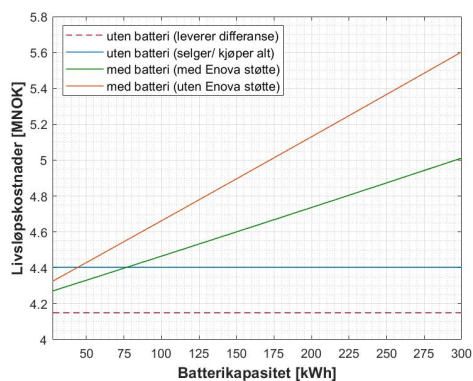
ikke batteriet lades fullstendig ut før det lades opp igjen dagen etter. Grunnet lav solproduksjon dag to vil det likevel lade helt ut innen klokken 02:00 dagen etter. Med et 1000 kWh batteri vil det ikke være nødvendig å importere kraft fra nettet i løpet av disse to dagene.

I oktober er dagene kortere og innstrålingen lavere enn den er om våren og om sommeren. I tillegg er forbruket høyere da det er et økt behov for oppvarming, noe som fører til at en større andel av solproduksjonen utnyttes direkte i bygget. Fra figur 4.6d kan det ses at batteriet maksimalt lades opp til omlag 280 kWh før det lades ut igjen. Grunnet en høy last lades batteriet raskt ut og bygget må forsynes med importert kraft fra nettet de resterende timene. I figur 4.6d er det kun batterinivået til et energilager på 500 kWh som er synlig. Årsaken til dette er at de andre kurvene følger samme ladenivå.

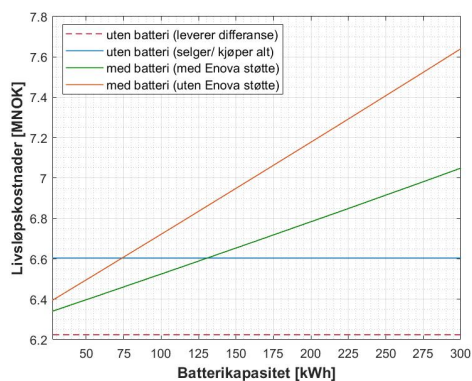
Lønnsomhet som funksjon av batterikapasitet

For å vurdere hvorvidt en investering i et energilager på PHB er lønnsomt eller ikke, er det utført en sensitivitetsanalyse for ulike batterikapasiteter. Resultatet fra analysen er gitt i figur 4.7, der den vertikale aksene i representerer livsløpskostnaden for de ulike scenariene og den horisontale aksene beskriver størrelsen på energilageret i kWh. Batteristørrelsen skaleres lineært som vil si at tilhørende maksimal ladeeffekt alltid er benyttet. Livsløpskostnaden er beregnet over en analyseperiode på henholdsvis 10, 15 og 20 år, der lengden på analyseperioden bestemmes ut i fra batteriets levetid. For scenariene uten batteri er livsløpskostnaden regnet ut ved å multiplisere analyseperioden, gitt i antall år, med energikostnadene per år. Energifkostnadene inkluderer nettleie og strømkostnader for kjøp og salg av kraft. For scenariene med batteri kommer kapitalkostnaden for energilageret, summen av investeringskostnad og installasjonskostnad, i tillegg til energikostnadene.

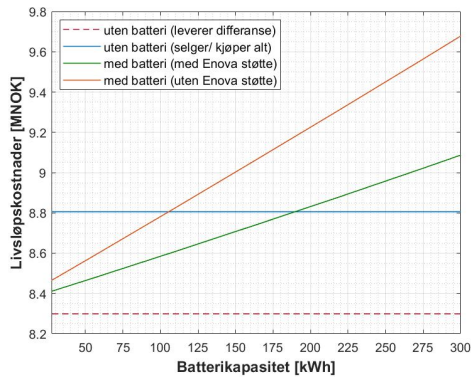
Sett fra figur 4.7 er det en lineær sammenheng mellom batterikapasitet og livsløpskostnad for de to scenariene med batteri, der kostnadene til prosjektet øker når størrelsen på energilageret reduseres. Batteriets levetid er også en faktor som påvirker lønnsomheten i en vesentlig grad. En økning i batterilevetid resulterer i at skjæringspunktet mellom kurvene inntreffer ved en høyere batterikapasitet. Med en forventet batterilevetid på 20 år er det lønnsomt å investere i et batteri med en lavere energikapasitet enn 190 kWh dersom investeringen støttes av Enova. Dette er sammenliknet med slik situasjonen er i dag, representert ved scenariet «uten batteri (selger/ kjøper alt)». Uten Enova støtte vil det kun være lønnsomt å investere i et batteri dersom energikapasiteten til energilageret er mindre enn 105 kWh. Med støtte fra Enova vil det dermed være mulig å investere i et batteri med 85 kWh høyere energikapasitet.



(a) Batterilevetid: 10 år



(b) Batterilevetid: 15 år



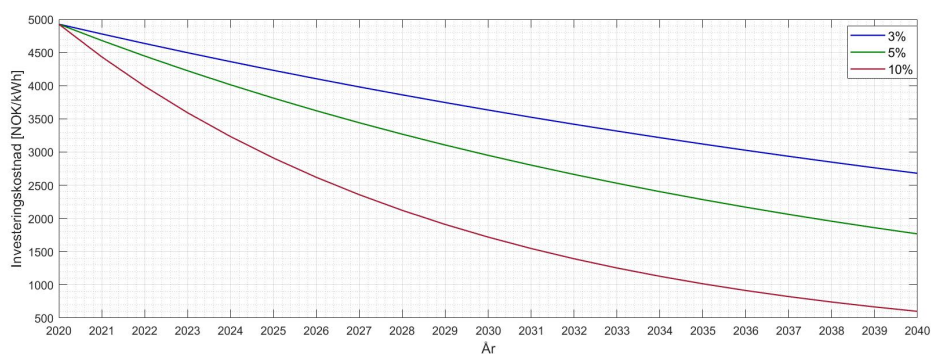
(c) Batterilevetid: 20 år

Figur 4.7: Lønnsomhet som funksjon av batterikapasitet og forventet levetid for batteri

Med en levetid på henholdsvis 10 og 15 år vil det derimot ikke være lønnsomt å investere i et så stort energilager. Dette kan ses ved at skjæringspunktet mellom kurvene i figur 4.7a og 4.7b er ved en lavere batterikapasitet enn i figur 4.7c. Med en batterilevetid på 15 år er det lønnsomt å investere i et energilager med lavere kapasitet enn 130 kWh dersom prosjektet støttes av Enova. Det er 60 kWh lavere enn med en levetid på 20 år. Dersom levetiden reduseres til 10 år er skjæringspunktet mellom «med batteri (med Enova støtte)» og «uten batteri (selger/ kjøper alt)» ved 77 kWh, som er 53 kWh lavere enn med en levetid på 15 år. Differansen mellom en levetid på 10 og 20 år er dermed 113 kWh, og det er tydelig at batteriets levetid har stor påvirkning på prosjektets lønnsomhet. Uavhengig av batteriets levetid og kapasitet, vil det være mest lønnsomt for Powerhouse å ikke investere i et batteri men i stedet selge overskuddsproduksjonen til nettet, representert som scenario «uten batteri (leverer differanse)».

Lønnsomhet ved redusert investeringskostnad for batteri

Økt etterspørsel og en stadig forbedring av eksisterende batteriteknologi bidrar til å redusere kostnadene for stasjonære energilagringssystemer. Investeringskostnaden for elektrokjemiske batterier er i dag høy, men etterhvert som markedet for stasjonær energilagring modnes er det forventet at investeringskostnaden reduseres betraktelig. En lavere investeringskostnad vil gjøre det mer aktuelt å investere i energilagring i årene som kommer. Det er i denne analysen sett på prognoser for batterikostnader og gjort en vurdering på når det vil være lønnsomt å investere i et batteri for Powerhouse Brattørkaia.

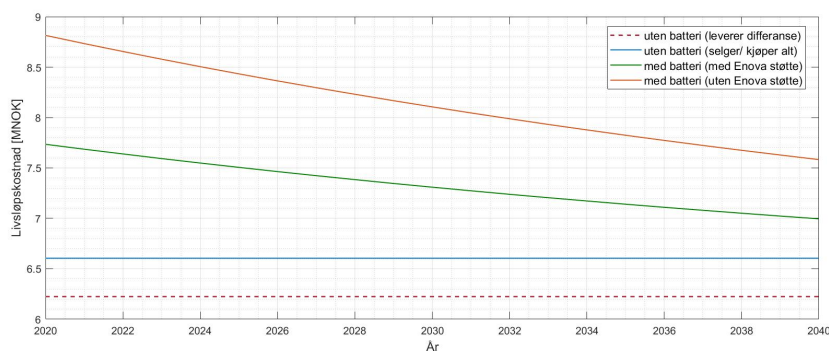


Figur 4.8: Prognoser for innkjøpspris på batteri

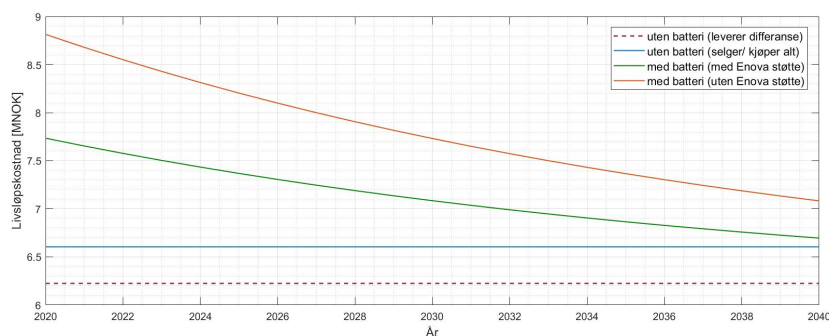
I litteraturstudiet ble det gitt en oversikt over prisutviklingen for litium-ion batterier. Basert på den tilgjengelige litteraturen, er det forventet en årlig kostnadsreduksjon på 3 til 5% for stasjonære energilagringssystemer. Det er valgt å se på tre ulike priskurver, med en årlig reduksjon i investeringskostnad på henholdsvis 3%, 5% og 10%. Priskurvene er vist i figur 4.8, der prosentvis endring er regnet ut fra batteriprisen året før. Det er i denne delen av oppgaven valgt å se på et batteri med energi- og effektkapasitet på 548 kWh og 540 kW. Batterilevetiden er satt til 15 år.

Figur 4.9 viser kostnadsutviklingen for de fire ulike scenariene over en periode på 20 år. Felles for alle tilfellene er at livsløpskostnaden viser en avtagende trend etterhvert som investeringskostnaden for batteri reduseres. Med en årlig reduksjon i batterikostnad på 3% og 5%, vil det ikke være lønnsomt å investere i et energilager med energikapaistet på 548 kWh innen 2040. Dersom kostnaden reduseres med 10% hvert år, vil det derimot være lønnsomt å investere i et energilager i løpet av 2031 dersom prosjektet støttes av Enova. Brutto batterikostnad vil da ligge på omlag 1470 NOK/kWh, hvilket tilsvarer en nettokostnad på 880 NOK/kWh med Enova støtte. Uten Enova støtte vil det være nødvendig å vente til starten av 2036 med å investere i et energilager for at prosjektet skal være lønnsomt sammenliknet med slik situasjonen er i dag.

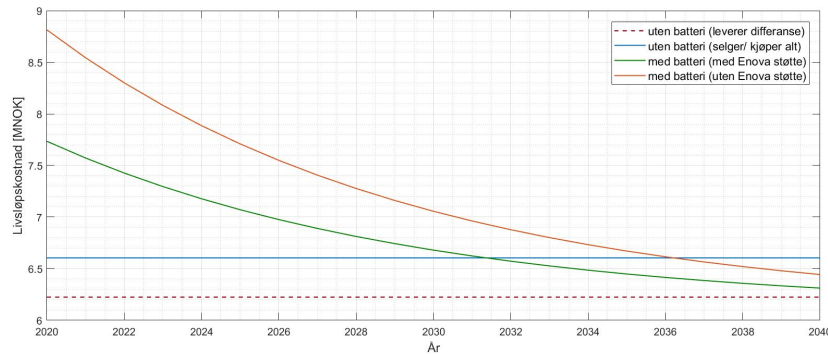
Det er tydelig at scenariet «uten batteri (leverer differanse)» er den mest lønnsomme løsningen for Powerhouse Brattørkaia. Dersom plusskundegrensen øker til 400 kW vil det være den mest økonomiske strategien å følge. Det er da mulig å forbruke den egenproduserte kraften internt i bygget og selge overskuddsproduksjon til nettet. I figur 4.9c kan det ses at kurven som representerer tilfellet «med batteri (med Enova støtte)» nærmer seg «uten batteri (leverer differanse)». I 2040 er batterikostnaden estimert til å være 599 NOK/kWh, og det krever derfor en ytterligere reduksjon i batterikostnad for at det skal være lønnsomt å investere i et batteri på 548 kWh sammenliknet med å selge overskuddsproduksjonen til nettet.



(a) Årlig reduksjon i innkjøpspris for batteri: 3%



(b) Årlig reduksjon i innkjøpspris for batteri: 5%



(c) Årlig reduksjon i innkjøpspris for batteri: 10%

Figur 4.9: Lønnsomhet ved en årlig reduksjon i innkjøpspris for batteri på 3%, 5% og 10%

Batteristørrelsen er også en avgjørende faktor da inntjeningstiden i stor grad avhenger av investeringskostnaden for energilageret. Dersom batteristørrelsen halveres, til 274 kWh, vil det være lønnsomt å investere i et batteri dersom enhetskostnaden reduseres til omlag 2600 NOK/kWh og prosjektet støttes av Enova. Dette er sammenliknet med scenariet «uten batteri (selger/ kjøper alt)». Fra figur 4.8 kan det ses at investeringskostnaden er på 2600 NOK/kWh i 2026 med en 10% årlig kostnadsreduksjon. Sammenliknet med et batteri på 548 kWh er det mulig å investere i et batteri 5 år tidligere. Med et batteri på 274 kWh vil det, i likhet med et 548 kWh batteri, være mest kostnadseffektivt å selge overskuddsenergien til nettet, representert ved scenario «uten batteri (leverer differanse)».

4.1.3 Diskusjon

En optimal størrelse på et energilager for Powerhouse Brattørkaia avhenger av flere faktorer, og det må utføres en kostnad-nytte analyse for å kunne evaluere hvilken batteristørrelse som er passende. Gitt at det gis dispensasjon av RME (NVE) til en utvidet plusskundegrense på 400 kW er det mest økonomisk lønnsomt for Powerhouse Brattørkaia å ikke investere i et batteri, men i stedet selge overskuddsproduksjonen til kraftnettet. Sammenliknet med dagens situasjon der all kraftproduksjon selges til nettet og energi som forbrukes kjøpes tilbake, vil et batteriprojekt gå i null dersom det investeres i et batteri på 130 kWh med en levetid på 15 år. Det forutsetter at prosjektet mottar økonomisk støtte fra Enova. Basert på de økonomiske analysene utført er det ikke lønnsomt for Powerhouse Brattørkaia å investere i et større batteri enn dette per i dag.

Basert på prognoser for innkjøpspris for batteri ble det gjort en vurdering på når det vil være lønnsomt å investere i et energilager på 548 kWh. Dersom det antas en batterilevetid på 15 år må kostnaden reduseres til 1470 NOK/kWh for at prosjektet skal gå i null sammenliknet med scenariet «uten batteri (selger/ kjøper alt)». Det forutsetter at det gis økonomisk støtte fra Enova. Uansett investeringskostnad for batteri er det mest økonomisk lønnsomt for Powerhouse Brattørkaia å selge overskuddsproduksjonen til kraftnettet og ikke investere i et batteri.

Til tross for at et batteri ikke er økonomisk lønnsomt bidrar det til å øke utnyttelsen av overskuddsproduksjonen i bygget. Da solproduksjonen er mye høyere enn lasten i bygget i er det ikke mulig utnytte solkraften optimalt, $\varphi_{SC} \neq 100\%$. Det er derimot mulig å dekke store deler av lasten med solenergi ved hjelp av et batteri. Basert på *load matching* indikatorene fra april, juni og august, vist i figur 4.4 og 4.5, er økningen i φ_{SS} og φ_{SC} og reduksjonen i $LOLP_b$ størst opp til en batterikapasitet på 500 kWh. I april og august observeres det en ytterligere forbedring ved å øke størrelsen på energilageret til 750 kWh. Utfordringen med å installere et større batteri

enn 500 kWh er at batterikapasiteten ikke utnyttes optimalt i perioder med høy solproduksjon. Dette ble observert fra døgnvariasjonene i forbruk, produksjon og batterinivå i juni. Med høy solproduksjon og relativt lavt forbruk rekker ikke batteriet å lade fullstendig ut før det lades opp igjen påfølgende dag. Det resulterer i en dårlig utnyttelse av batterikapasiten. Basert på analysene utført tyder det på at et batteri på omlag 500 kWh er en passende størrelse for Powerhouse Brattørkaia. Et lite batteri på 250 kWh vil også medføre en bedre utnyttelse av solkraften i bygget sammenliknet med uten et energilager.

Tabell 4.2 gir en oversikt over endringene i φ_{SS} og φ_{SC} opp til en batterikapasitet på 500 kWh. Med et energilager på 500 kWh er det mulig å utnytte henholdsvis 70.9%, 61.5% og 77.6% av solkraften i april, juni og august, hvilket er omlag 20 prosentpoeng høyere enn uten et batteri.

Måned	Indikator	Uten batteri	250 kWh	500 kWh
April	φ_{SC}	0.505	0.615	0.709
Juni	φ_{SC}	0.468	0.548	0.615
August	φ_{SC}	0.572	0.684	0.776
April	φ_{SS}	0.576	0.702	0.809
Juni	φ_{SS}	0.633	0.742	0.833
August	φ_{SS}	0.527	0.630	0.715

Tabell 4.2: Oppsummerende oversikt over φ_{SS} og φ_{SC} for Powerhouse Brattørkaia

I denne analysen er det antatt at kraftpris og nettleie holdes konstant i årene fremover. Både prisstruktur for nettleie og kraftpris vil trolig endres i tiden fremover, og det er derfor en grad av usikkerhet relatert til disse antagelsene.

4.2 Dimensjonering av batteri for Brattørkaia Mikronett

Det er et betydelig kraftoverskudd på Powerhouse Brattørkaia og BK16 i sommerhalvåret som, grunnet norske kraftreguleringer, i dag må strupes bort eller mates inn til distribusjonsnettet. Etablering av et lokalt kraftsystem på Brattørkaia vil muliggjøre optimalisert energiomsetning mellom BK15, BK16, PHB og elbusladesstasjonen på hurtigbåtterminalen ved at overskuddsproduksjonen kan kjøpes og selges internt mellom byggene i mikronettet [13]. Målet i masteroppgaven er å vurdere lønnsomheten til batteriprojektet og finne en passende størrelse på energilageret.

I en fremtidig analyse er det ulike usikkerhetsmomenter som kan påvirke lønnsomheten til et batteriprojekt. Det er derfor viktig å utføre sensitivitet- og scenarioanalyser for å evaluere hvordan ulike parametere påvirker resultatene. To sentrale usikkerhetsmomenter er kraftpriser og nettleie. Det vil alltid være en grad av usikkerhet relatert til prisutsikter for kraft, og det er derfor viktig å vurdere konsekvensen av en eventuell økning eller nedgang i denne prisen. Strømprisene i Norge har vært uvanlig lave i 2020 og det er forventet at økt utbygging av vindkraft i hele Europa vil påvirke nivået og variasjonene i strømprisene i tiden fremover [11]. Lave strømpriser reduserer lønnsomheten til prosjektet i en vesentlig grad, men hva vil skje dersom prisene øker?

De høyeste effekttoppene i Brattørkaia Mikronett inntreffer typisk mellom 08:00 og 16:00, og det vil derfor være økonomisk gunstig å innføre tiltak for å minimere kjøp av energi fra strømmettet i dette tidsrommet. Et batteri kan bli brukt til effektstyring av lastene i mikronettet og på den måten redusere effekttoppene som oppstår. Ved å redusere de daglige forbrukstoppene, kan den totale nettleien som kundene betaler reduseres betraktelig. Det vil spesielt være lønnsomt å redusere import av strøm fra nettet i perioder med høye spotpriser og høyt effektuttak. Hvordan effekttariffen påvirker lønnsomheten til batteriprojektet vil bli vurdert.

I dag er det til sammen installert 3887 kvadratmeter med solceller i Brattørkaia Mikronett. Det er ikke hensiktsmessig eller plass til flere solceller på PHB eller BK16, men det kan installeres solceller på BK15 (S.Nassvik, personlig kommunikasjon, 26.mai 2020). Dersom det installeres mer solceller i mikronettet vil det være mulig å sikre overskudd til perioder med høye spotpriser i markedet og mer grønn energi kan utveksles til bussen. Det vil bli gjort en vurdering på hvordan en økning i antall solceller påvirker utnyttelsen av den lokale kraftproduksjonen i mikronettet og nytteverdien til et energilager.

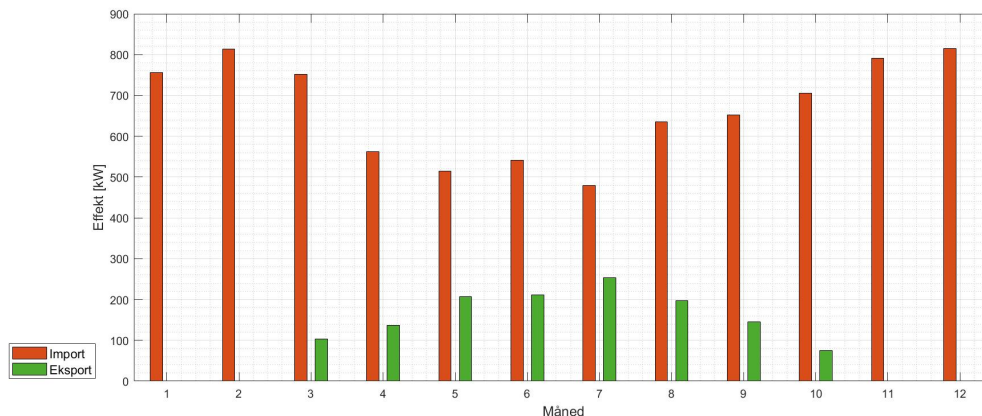
4.2.1 Antagelser

Det forutsettes i denne delen av oppgaven at det gis dispensasjon av RME (NVE) til direkte nabosalg av strøm da dagens regelverk ikke tillater dette [13]. Det er også antatt at det gis dispensasjon til en utvidet plusskundegrense. Det vil derfor ikke tas hensyn til om innmatet effekt overstiger 100 kW.

Basert på [14, 39] er Brattørkaia Mikronett definert som et ikke-isolert mikronett, som vil si at det er tilkoblet ovenforliggende nett. Det er antatt at krafttilførselen er stabil i området og at det ikke er noen kapasitetsbegrensninger i strømmettet. Ettersom det lokale kraftnettet opererer i tilkoblet drift vil overskuddsproduksjon mates inn til nettet, og tilsvarende forsynes området med strøm fra nettet i perioder der forbruket er høyere enn solproduksjonen. Brattørkaia Mikronettet inkluderer samlet forbruk og distribuert energiproduksjon for PHB, BK15, BK16 og elbusladesstasjonen på hurtigbåtterminalen.

Prisstruktur på nettariffen er beregnet etter kategorien «NMT Effektmålt næring, lavspenning», presentert i avsnitt 3.1.4. Figur 4.10 viser maksimalt effektuttak på import av energi fra net-

tet. I denne delen av oppgaven er månedlige kraftpriser for Trondheim fra 2019 benyttet [32]. Døgnvariasjoner i pris er derfor ikke hensyntatt.

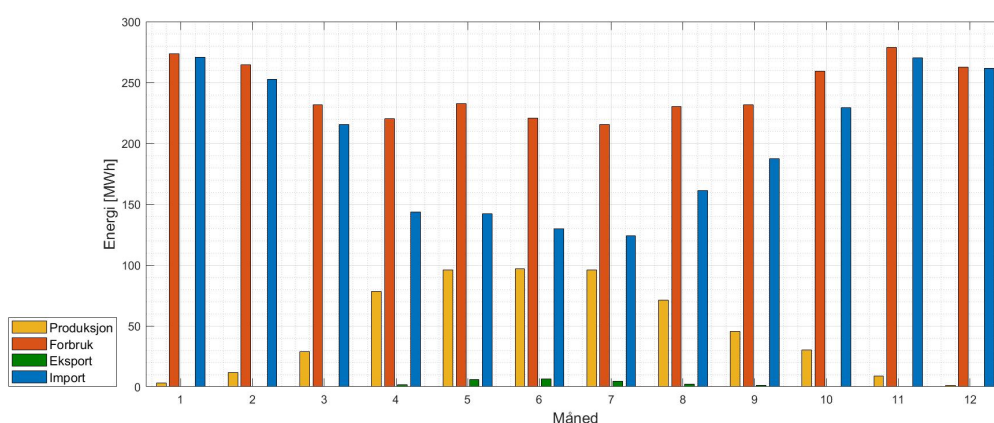


Figur 4.10: Maksimalt effekt per måned for import og eksport i Brattørkaia Mikronett (uten batteri)

Det er antatt at 65% av takarealet på BK15 kan utnyttes til solceller (S.Nassvik, personlig kommunikasjon, 26.mai.2020). Årsaken til at en faktor på 0.65 er valgt er at et godt utnyttet tak til solceller ligger på omlag 65% av totalt takareal (S.Nassvik, personlig kommunikasjon, 26.mai.2020). Det vil ikke bli gjort noen økonomiske vurderinger i forbindelse med investering og installasjon av solceller i mikronettet.

Scenariene presentert i avsnitt 3.3 er også benyttet i denne delen av analysen i forbindelse med en økonomisk evaluering av batteriprojektet. Da det er antatt at nabosalg av strøm er tillatt og plusskundegrensen er utvidet, ses det bort i fra scenariet «uten batteri (selger/ kjøper alt)». Det er i denne delen av oppgaven valgt å holde batterilevetiden konstant på 15 år.

4.2.2 Analyse



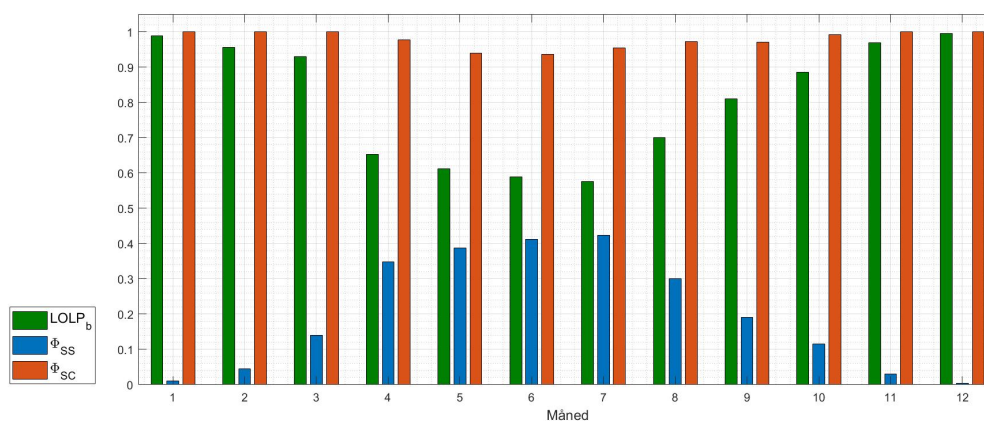
Figur 4.11: Månedlig energiforbruk, kraftproduksjon og import/eksport av energi (uten batteri)

Figur 4.11 viser månedlig energiproduksjon og last for Brattørkaia Mikronett. Forbruket er betydelig høyere enn solproduksjonen samtlige måneder, hvilket medfører et behov for å importere

store mengder kraft fra strømmettet, også i sommermånedene. Til tross for at forbruket er høyt, selges 22.4 MWh med overskuddsenergi i løpet av et år. Ved å installere et batteri i mikronettet kan denne overskuddsenergien lagres til senere bruk. Et batteri kan på denne måten bidra til å minimere eksport av overskuddsproduksjon til nettet slik at solkraften utnyttes optimalt i Brattørkaia Mikronett.

Valg av størrelse på energilager

Figur 4.12 viser månedlige *load matching* indikatorer for Brattørkaia Mikronett uten et energilager. Andelen av den lokale kraftproduksjonen som utnyttes i mikronettet, φ_{SC} , er veldig høy hele året. Samtlige måneder er φ_{SC} over 90%, noe som tyder på at det ofte er et energibehov i perioder med solproduksjon. Til tross for at φ_{SC} er høy hele året, er det muligheter for å øke egenforbruket ytterligere i sommerhalvåret ved å installere et batteri. Et energilager vil også bidra til en økning i φ_{SS} og reduksjon i $LOLP_b$.

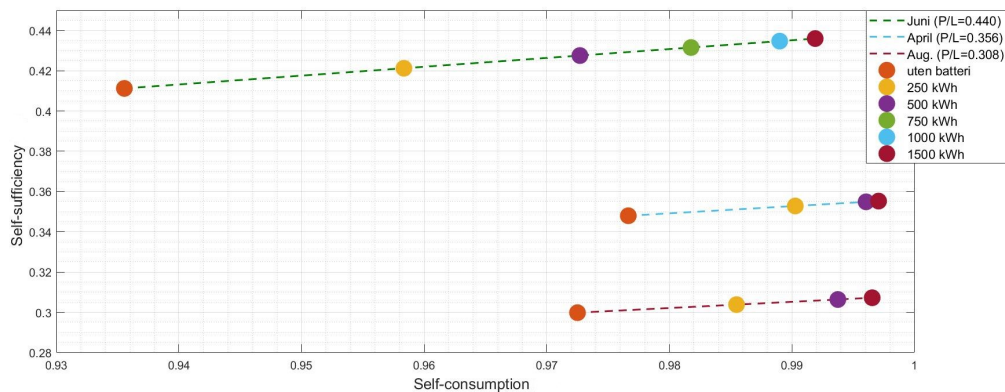


Figur 4.12: *Load matching* indikatorer for Brattørkaia Mikronett (uten batteri)

Figur 4.13 viser et *energy matching* diagram for Brattørkaia Mikronett for tre utvalgte måneder; april, juni og august. I vinterhalvåret påvirkes *load matching* indikatorene i en liten grad ved installasjon av et batteri da solproduksjonen er veldig lav. Det er derfor kun valgt å vise til endringene i måneder med høy solproduksjon da det i denne perioden er størst potensiale for å øke utnyttelsen overskuddsenergien i mikronettet. Solproduksjonen i mai, juni og juli er omtrent like høy, og det kan antas at et virkningen av å installere et batteri er lik i disse månedene. April og august er valgt ut som representative måneder for vår- og høstsemesteret. I august er lasten noe høyere enn i april og det er ønskelig å undersøke hvordan dette påvirker utnyttelsen av solenergien i mikronettet. Som figur 4.13 viser, bidrar et energilager til at egenforbruket, φ_{SC} , øker ved økt batterikapasitet.

Forholdet mellom produksjon og last, P/L , er mindre enn én i juni, april og august, hvilket betyr at det produseres mindre kraft enn det som forbrukes i mikronettet. Solproduksjonen i juni er en del høyere enn i april og august, hvilket medfører et høyere forholdstall P/L . Høyere solproduksjon gir et større potensiale for å utnytte overskuddsenergien ved å øke batteristørrelsen. Dette kan ses i figur 4.13 ved at egenforbruket, φ_{SC} , øker i juni helt opp til en batterikapasitet på 1500 kWh. Totalt kan φ_{SC} øke med 5.6 prosentpoeng i juni ved å installere et batteri på 1500 kWh, hvilket tilsvarer en økning i egenforbruket med 5 464 kWh. En ytterligere økning i energikapasitet og ladeeffekt gir ingen forbedring. I april og august er solproduksjonen lavere enn i

juni, og en økning i batteristørrelsen fra 500 kWh til 750 kWh gir kun marginale forbedringer i φ_{SC} .

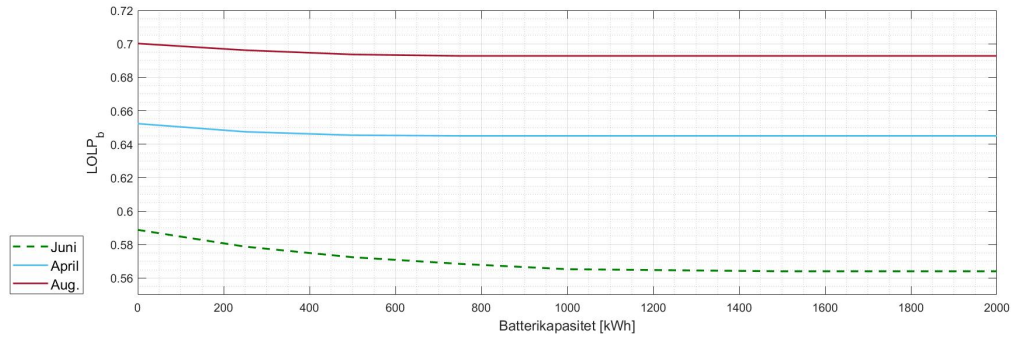


Figur 4.13: Energy matching chart for ulike batterikapasiteter for henholdsvis april, juni og august 2019

Felles for de tre utvalgte månedene er at den største forbedringen skjer i overgangen mellom «uten batteri» og med et batteri på 250 kWh. I april og august er φ_{SC} høy, selv uten et batteri. Det tyder på at det er et godt samspill mellom forbruk og produksjon de to månedene. Med et energilager på 250 kWh øker φ_{SC} fra 97.7% til 99% i april, og det er kun 785 kWh som må mates inn til nettet i løpet av denne måneden. En økning i batterikapasitet til 500 kWh gir $\varphi_{SC} \approx 1$. I august vil også så godt som 100% av den lokale solproduksjonen utnyttes med et batteri på 500 kWh. I juni er solproduksjonen en del høyere og det er ikke mulig å utnytte mer enn 97.3% av solenergien med et batteri på 500 kWh. Med et energilager på 500 kWh er det 2619 kWh med overskuddsproduksjon som må mates inn til nettet denne måneden.

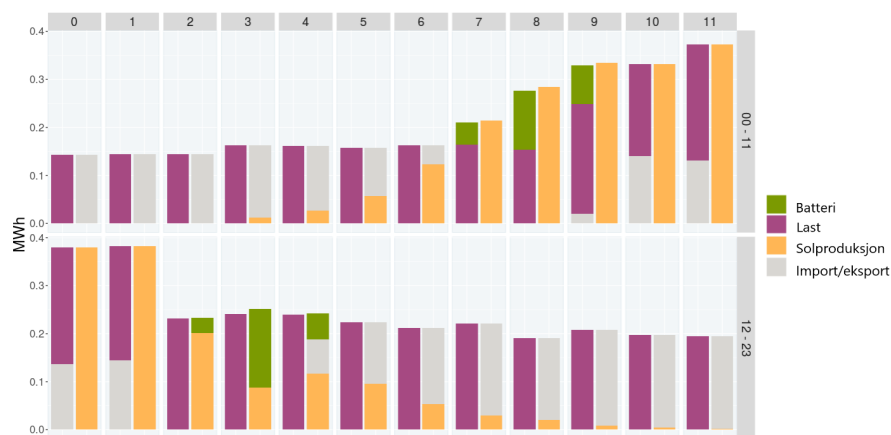
Et batteri bidrar også til at φ_{SS} øker og $LOLP_b$ reduseres. Sammenliknet med φ_{SC} er endringene som observeres i figur 4.13 og 4.14 for φ_{SS} og $LOLP_b$ relativt små da disse indikatorene er relative til lasten i mikronettet som er veldig høy. Største endringen skjer også her i overgangen mellom uten batteri og et energilager på 250 kWh. Sett fra figur 4.13 øker φ_{SS} mest i juni, der andelen av lasten som dekkes av solenergi maksimalt kan øke til 43.6% ved å installere et batteri på 1500 kWh. Uten batteri dekkes 41% av forbruket av solenergi. Dette tilsvarer en endring på 5737 kWh. I april og august er solproduksjonen mye lavere enn i juni og det er ikke mulig å dekke mer enn 35.5% av lasten med solenergi i april og 30.7% i august. I disse to månedene vil det ikke ha noen innvirkning på φ_{SS} å øke batterikapasiteten over 500 kWh. Ettersom lasten er mye høyere enn forbruket i de tre månedene er det ikke være mulig å oppnå $\varphi_{SS} = 1$ med mindre solproduksjonen øker.

Figur 4.14 viser reduksjonsraten for $LOLP_b$ ved installasjon av et batteri. Med et batteri på 500 kWh er det mulig å redusere andelen av lasten som dekkes av importert kraft fra nettet med 1.6 prosentpoeng, fra 58.9% til 57.2%, i juni. Det tilsvarer en energimengde på 3 530 kWh. Dersom batterikapasiteten doubles, til 1000 kWh, vil $LOLP_b$ reduseres til 56.5%. Etter en batterikapasitet på 1000 kWh er nådd skjer det kun marginale forbedringer i $LOLP_b$, og passert 1500 kWh er det ingen forbedringer i det hele tatt. I april og august er endringene svært små, og det skjer ingen forbedringer passert 750 kWh. Felles for alle *load matching* indikatorene er at de når et punkt ved en batterikapasitet på 1500 kWh der det ikke lenger er noen endring. Det vil si at en batterikapasitet på over 1500 kWh ikke vil ha noen betydning for hvor godt solenergien utnyttes i mikronettet i disse månedene.



Figur 4.14: Påvirkning av økt batterikapasitet på $LOLP_b$ for Brattørkaia Mikronett for henholdsvis april, juni og august 2019

I tillegg til å undersøke *load matching* indikatorene med månedlig oppløsning er det sett på døgnvariasjoner i forbruk, last og batterinivå for å vurdere hvor godt batterikapasiteten utnyttes. Overskuddsproduksjonen i mikronettet er gjerne størst i helgene når forbruket er lavt. Det er valgt ut en søndag i juni med høy solproduksjon for å demonstrere hvordan et batteri kan benyttes til å lagre overskuddsenergi i løpet av en dag. Figur 4.15 viser ladeforløpet til et batteri i løpet av et døgn for tre ulike batterikapasiteter, på henholdsvis 250kWh, 500kWh og 750kWh. Powel Microgrid Design Tool er her benyttet. Den øvre delen av figuren viser produksjon, forbruk, ladenivået til et batteri og import/ eksport av energi fra klokken 00:00 til 11:00 og den nedre delen viser tilsvarende i tidrommet 12:00 til 23:00. I stolpediagrammet er det to søyler hver time, der den vestre søylen representerer forbruk og den høyre representerer produksjon. Ved overproduksjon lades batteriet opp, vist ved at den grønne søylen er til venstre i diagrammet. Tilsvarende er utladning av batteri representert ved at søylen ligger til høyre i diagrammet. Med et 250 kWh batteri, vist i figur 4.15a, er energilageret fullt oppladet mellom klokken 08:00 og 09:00. Dette kan ses ved at overskuddsenergi mates inn til nettet mellom klokken 09:00 og 13:00. Batteriet lades så ut mellom klokken 14:00 og 16:00 før det er tomt. Dette medfører et behov for å importere kraft fra nettet på ettermiddagen når kraftprisen er høy.



(a) Batterikapasitet: 250 kWh

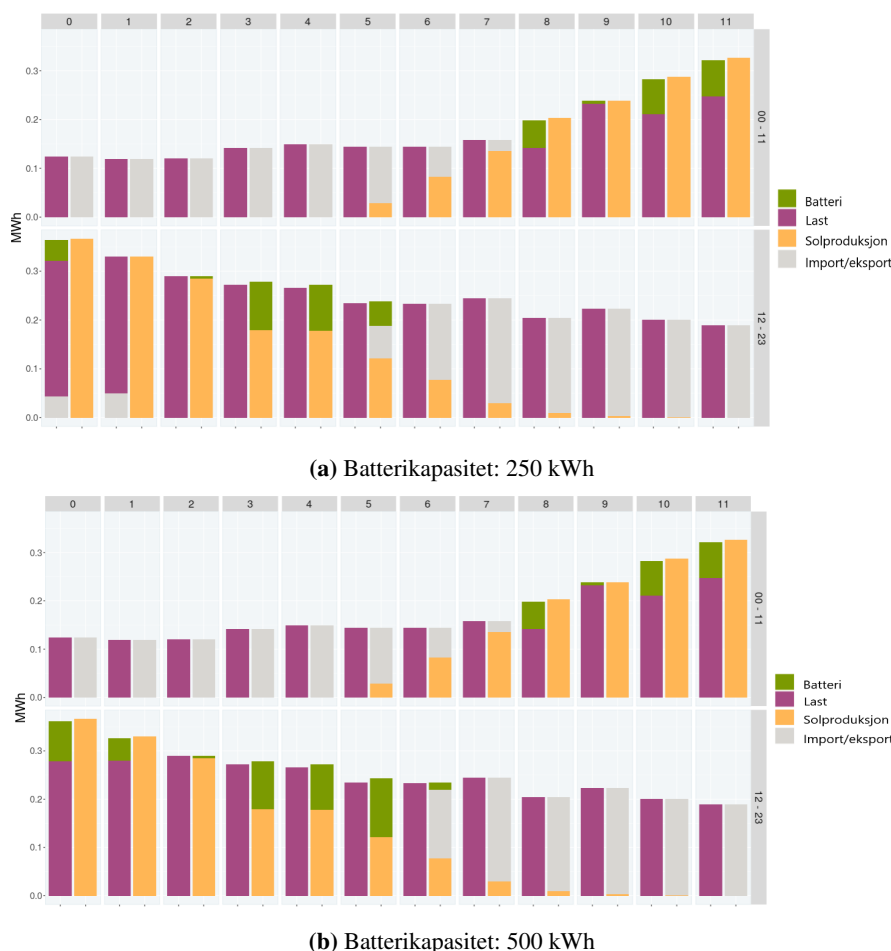


Figur 4.15: Produksjon, forbruk, batterinivå og import/ eksport av energi over et utvalgt døgn i juni

Med et batteri på 500 kWh er det mulig å lagre overskuddsenergi helt frem til klokken 11:00, hvilket gjør det mulig å forsyne mikronettet med energi i to timer lenger enn med et energilager på 250 kWh. Ved en økning i batterikapasitet til 750 kWh er det kun 37 kWh med overskuddsenergi som må selges til nettet. Det vil si at så godt som hele overskuddsproduksjonen utnyttes i mikronettet. Det bekrefter at funnene fra figur 4.13 og 4.14 stemmer godt med døgnvariasjoner i forbruk og produksjon, og at *load matching* indeksene endres mest opp til en batterikapasitet på 750 kWh i juni. For at det skal være mulig å lagre hele energioverskuddet, er det nødvendig med en energikapasitet på 787 kWh. En økning i batterikapasitet over 787 kWh har ingen påvirkning på utnyttelsen av overskuddsenergien i mikronettet denne dagen. Både med en kapasitet på 500 kWh og 750 kWh bidrar batteriet til at de høye kraftprisene på ettermiddagen unngås i en stor grad.

Fra figur 4.13 kan det ses at φ_{SC} øker omtrent like mye i april og august ved en økning i batterikapasitet. Det er i tillegg observert at batteriet utnyttes omtrent likt i de to månedene. Med bakgrunn fra dette er det kun valgt å se på et døgn i april for å undersøke påvirkningen av økt kapasitet i energilageret. Figur 4.16a viser at andelen av solproduksjonen som utnyttes i mikronettet øker betraktelig ved installasjon av et 250 kWh batteri da overskuddsproduksjonen som ellers hadde blitt eksportert til nettet kan lagres i batteriet. Før klokken 12:00 er batteriet fullt oppladet og resterende overskuddsproduksjon må mates inn til nettet. En økning i batterikapasitet til 500 kWh, vist i figur 4.16b, bidrar til at den resterende overskuddsenergien kan lagres i

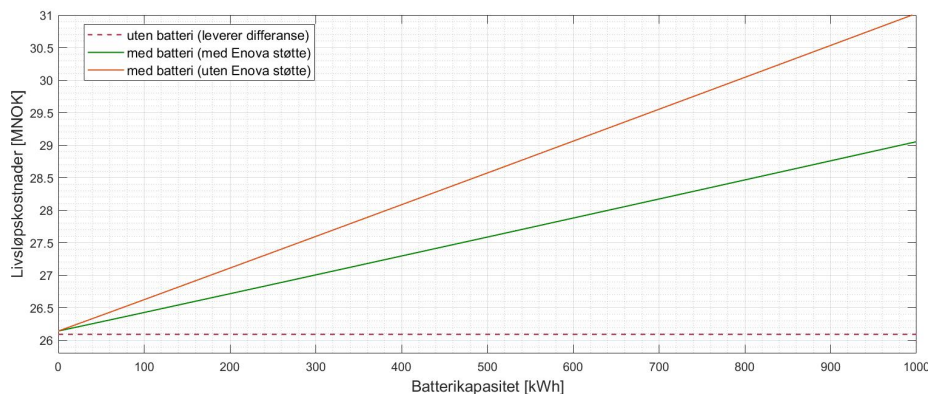
batteriet og $\varphi_{SC} = 100\%$ dette døgnet. Det bekrefter funnene fra figur 4.13 ved at den største forbedringen i april skjer opp til en batterikapasitet på 250 kWh og at en økning på over 500 kWh har ingen eller marginal påvirkning på utnyttelsen av overskuddsproduksjonen.



Figur 4.16: Produksjon, forbruk, batterinivå og import/ eksport av energi over et utvalgt døgn i april

Lønnsomhet som funksjon av batterikapasitet

Figur 4.17 viser en tydelig sammenheng mellom livsløpskostnadene til prosjektet og batterikapasitet, der en økning i batterikapasitet resulterer i økte livsløpskostnader. Kraftprisene fra 2019 og prisstrukturen på nettariiffen, presentert i avsnitt 3.1.4, holdes konstant. Kurvene i diagrammet viser også hvordan økonomisk støtte fra Enova påvirker livsløpskostnaden for prosjektet. Uansett størrelse på energilager er det ikke lønnsomt med et batteri sammenliknet med scenariet «uten batteri (leverer differanse)». I løpet av analyseperioden på 15 år, bestemt av batteriets levetid, vil det gi totale energikostnader på 26.1 MNOK for scenariet «uten batteri (leverer differanse)». Med et batteri på henholdsvis 250 kWh, 500 kWh og 1000 kWh øker livsløpskostnadene med 760.000 NOK, 1.5 MNOK og 2.95 MNOK sammenliknet med å levere overskuddsproduksjonen til kraftnettet. Dersom det investeres i et batteri er det klart mest økonomisk å velge et lite batteri som mulig.



Figur 4.17: Livsløpskostnad som funksjon av batterikapasitet

Påvirkning av økte effektpriser og *peak shaving* på prosjektets lønnsomhet

I årene som kommer er det forventet at effektleddet skal utgjøre en større andel av nettleien sammenliknet med energikostnadene da det er effektforbruket som gir kapasitetsutfordringer for kraftnettet og skaper behov for kostbare nettoppgraderinger. I denne analysen undersøkes nytteverdien av *peak shaving* og hvordan en eventuell økning i effektpris påvirker lønnsomheten til et batteriprojekt i Brattørkaia Mikronett. Effektleddet i nettleien avregnes i dag etter maksimalt effektuttak hver enkelt måned og det vil derfor være gunstig å redusere de høyeste lasttoppene som inntreffer. Sett fra figur 4.10 er lasttoppene spesielt høye fra oktober til mars. I tillegg til at lasttoppene er høye, er effektprisen høy og solproduksjonen lav i denne perioden. Batteriet kan i disse månedene benyttes til å jevne ut lasttoppene i forbruket ved å lagre energi fra nettet i perioder med lav last og lave kraftpriser, typisk om natten, for å avgi energi i perioder med høyt effektuttak. På denne måten kan effektleddet i nettleien reduseres og lønnsomheten til prosjektet øke.

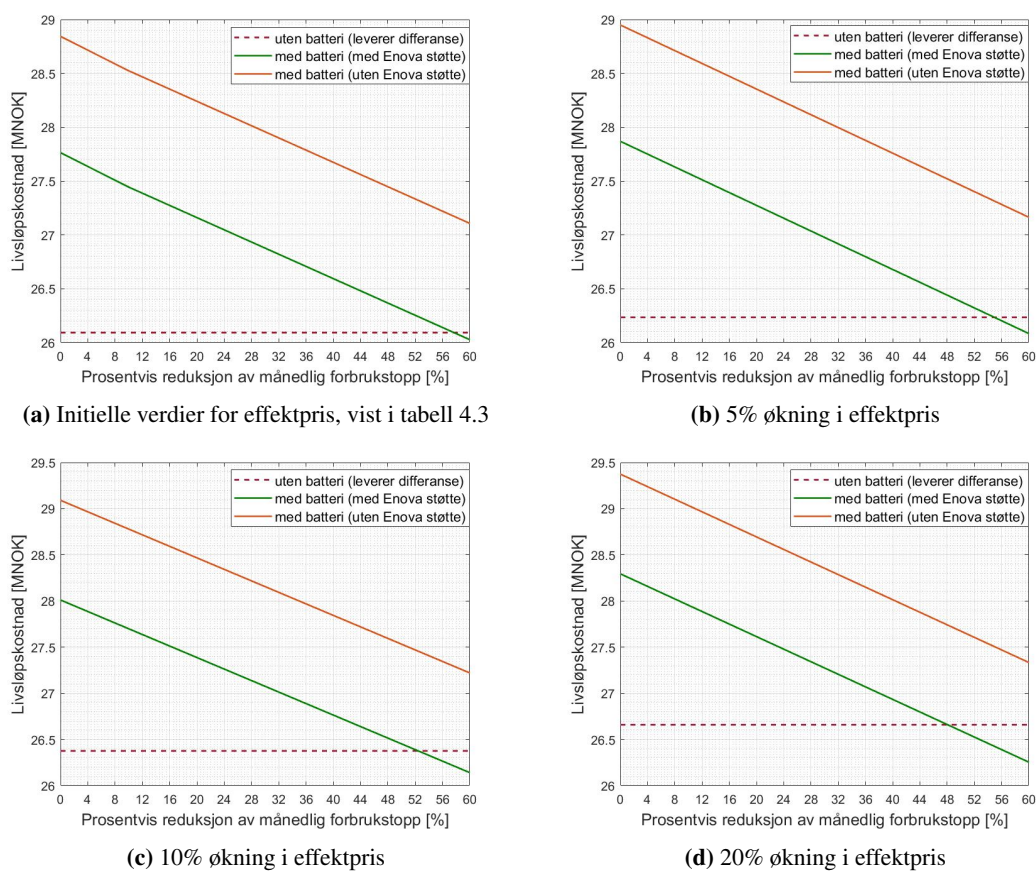
Måned	Effektpris [NOK/kW/mnd]	Maksimalt effektuttak [kW]
10	35	705
11	47	791
12	40	815
1	47	756
2	40	814
3	35	752

Tabell 4.3: Startbetingelser for effektpris [NOK/kW/mnd] og maksimalt effektuttak [kW]

For å kunne vurdere hvordan *peak shaving* påvirker lønnsomheten til prosjektet er maksimalt effektuttak i perioden oktober til mars prosentvis redusert ut fra de initielle verdiene gitt i kolonne tre i tabell 4.3. Eksempelvis vil en 10% reduksjon i maksimalt effektuttak i oktober føre til at høyeste timesverdi reduseres fra 705 kW til 635 kW. Det er kun gjort en økonomisk vurdering og er ikke gått i detalj på hvordan dette kan utføres. Referansebatteriet på 548 kWh er benyttet og spotprisene fra 2019 holdes konstant gjennom hele analyseperioden på 15 år.

Figur 4.18 viser livsløpskostnaden til batteriprojektet som funksjon av prosentvis reduksjon i maksimalt effektuttak. Felles for de ulike tilfellene er at livsløpskostnadene viser en avtagende trend ved økt reduksjon av lasttoppene i forbruket. Bakgrunnen for dette er at den årlige

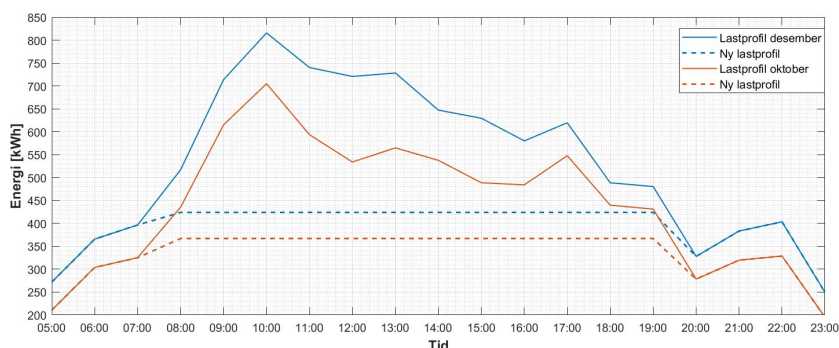
besparelsen i nettleiekostnader øker etterhvert som maksimalt effektuttak reduseres. Dersom effektprisene holdes konstant i årene som kommer, vist i figur 4.18a, er det nødvendig å redusere de månedlige effekttoppene med 58% for at et batteri på 548 kWh skal være lønnsomt sammenliknet med å selge kraftoverskuddet til nettet. Sett fra tabell 4.3, oppstår den høyeste lasttoppen i desember. Det er da nødvendig å redusere maksimalt effektuttak fra 815 kW til 424 kW for at batteriprojektet skal gå i null sammenliknet med scenariet «uten batteri (leverer differanse)». Det forutsetter at prosjektet støttes av Enova. Uten Enova støtte vil det være nødvendig å redusere effekttoppene med mye mer. Dersom effektprisen øker med henholdsvis 5%, 10% og 20%, må maksimalt effektuttak reduseres med 55%, 52% og 48% for at prosjektet skal gå i null. Økte effektpriser har derfor en positiv innvirkning på prosjektets lønnsomhet dersom batteriet benyttes til *peak shaving* i vinterhalvåret. Bakgrunnen for dette er at høye effektpriser gir en høyere årlig besparelse i nettleiekostnader sammenliknet med lave effektpriser.



Figur 4.18: Påvirkning av *peak shaving* og økt effektpris på prosjektets lønnsomhet

Sett fra tabell 4.3 er effektprisen høyest i desember og lavest i oktober. Figur 4.19 viser lastprofilen for det døgnet i oktober og desember med høyest effektuttak og hvordan batteriet må benyttes til å redusere lasttoppene med at prosjektet skal gå i null. Batterinivået er her basert på en 20% økning i effektpris, vist i figur 4.18d, da denne effektprisen krever lavest reduksjon i maksimalt effektuttak for at prosjektet skal være lønnsomt. Utfordringen med å redusere lasttoppene med 48% er at forbruket er veldig høyt gjennom hele dagen i vinterhalvåret. For at det skal være oppnåelig er det nødvendig med et batteri med lagringskapasitet på omlag 2600 kWh i desember og 1900 kWh i oktober. Maksimalt effektuttak for de resterende vintermånedene ligger et sted i mellom oktober og mars, og det antas at det er et behov for lagringskapasitet på

mellom 1900 kWh og 2600 kWh for å kunne redusere effekttoppene med 48%. Det er derfor ikke mulig å redusere effekttoppene med 48% ved bruk av et batteri på 548 kWh. Med lavere effektpriser er det nødvendig å redusere effekttoppene ytterligere og det nødvendig med et større batteri, som igjen medfører en høyere investeringskostnad.



Figur 4.19: Effekttutjevning i oktober og desember med 20% økning i effektpris

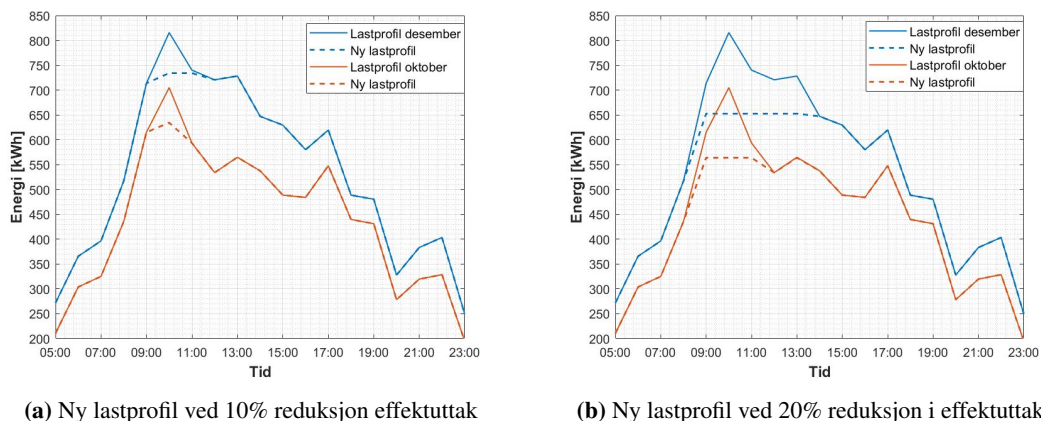
Uavhengig av om prosjektet er lønnsomt eller ikke er det økonomisk gunstig å benytte batteriet til *peak shaving* applikasjoner om vinteren da det gir reduserte nettleiekostnader. Tabell 4.4 gir en oversikt over månedlige besparelse i nettleiekostnader ved å redusere maksimalt effektuttak med 10%. Høyeste timesverdi før og etter er vist i tabellen. Dagens effektpriser, gitt i tabell 4.3, er benyttet. Da det kun er sett på månedlige besparelser i form av nettleiekostnader er kostnadene uavhengig av størrelse på energilager og investeringskostnad. Ved å benytte batteriet til å redusere lasttoppene på denne måten er det mulig å spare 18 889 NOK i nettleiekostnader i løpet av denne perioden på seks måneder. Dersom effektprisene øker med henholdsvis 5%, 10% og 20% vil det gi en besparelse på 19 883 NOK, 20 777 NOK og 22 666 NOK.

Måned	Maksimalt effektuttak før [kW]	Maksimalt effektuttak etter [kW]	Kostnadsbesparelse [NOK]
10	705	635	2 467
11	791	712	3 719
12	815	734	3 261
1	756	681	3 554
2	814	733	3 256
3	752	676	2 631
Total besparelse i nettleiekostnader:			18 889

Tabell 4.4: Årlig besparelse i nettleiekostnader ved 10% reduksjon i maksimalt effektuttak

Figur 4.20a viser hvordan den nye lastprofilen vil være dersom effektgrensen settes til 734 kW i desember og 635 kW i oktober, tilsvarende en 10% reduksjon i maksimalt effektuttak. Når høyeste timesverdi inntreffer klokken 10:00 avgir batteriet energi for å unngå at kraft importeres fra nettet. Det er her tilstrekkelig med en lagringskapasitet på 82 kWh for å redusere effektuttaket med 10%. Dersom maksimalt effektuttak reduseres med 20%, vil det gi en lastprofil som i figur 4.20b. Dette medfører en total besparelse på 37 777 NOK i løpet av disse månedene. Det vil si at jo lavere effektgrense som kan settes, desto bedre er det med tanke på prosjektets lønnsomhet. En reduksjon på 20% resulterer i et maksimalt effektuttak på 564 kW i oktober og 652 kW i desember. Batteriet må da lade ut mellom klokken 09:00 og 14:00 i desember, og det

er behov for en lagringskapasitet på minimum 456 kWh for å overholde grensen på 652 kW. I oktober må energilageret levere energi mellom klokken 09:00 og 11:00, og det er her nok med en batterikapasitet på 222 kWh. For å optimalisere driften av anlegget er det mulig å implementere prognosebasert styring med hensyn på spotpris. Energilageret kan da begrense kjøp av energi fra nettet i perioder med høye kraftpriser, og på denne måten øke nytteverdien ytterligere.

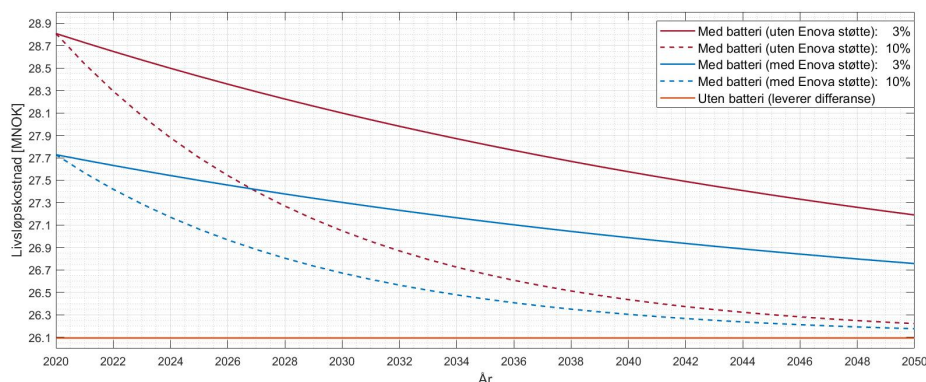


Figur 4.20: Effektutjevning i oktober og desember med 10% og 20% reduksjon i maksimalt effektuttak

Lønnsomhet ved redusert investeringskostnad for batteri

I likhet med i avsnitt 4.1.2 er det utført en analyse for å vurdere når det vil være lønnsomt å investere i et energilager for Brattørkaia Mikronett. Prisprognosene vist i figur 4.8 er benyttet, der det er valgt å se på ytterpunktene på henholdsvis 3% og 10% årlig reduksjon i investeringskostnad. Det er antatt at prisstrukturen for netttariffen, presentert i tabell 3.3 og spotprisene fra 2019 holdes konstant gjennom hele analyseperioden. Referansebatteriet på 548 kWh er benyttet.

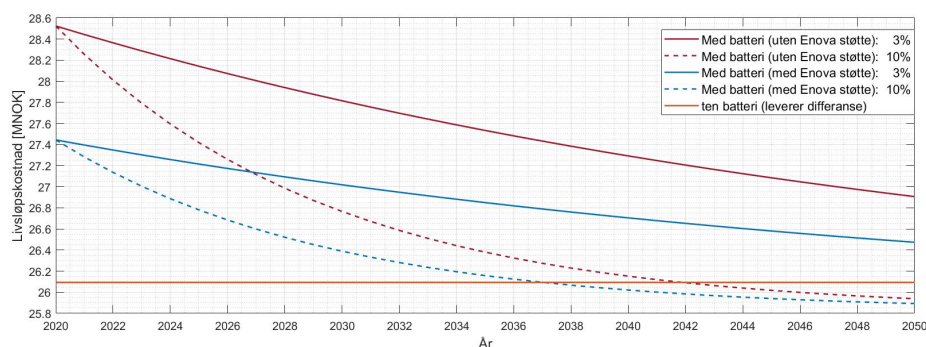
Figur 4.21 viser at det ikke vil være lønnsomt å investere i et batteri før 2050. I 2050 vil batteriprisen være 209 NOK/kWh dersom batterikostnaden reduseres med 10% hvert år. Selv om batterikostnaden er svært lav viser det seg at en batteriinstallasjon i Brattørkaia Mikronett ikke er lønnsom. En av årsakene til dette er den lave årlige besparelsen i energi- og nettleiekostnader.



Figur 4.21: Lønnsomhet med en årlig kostnadsreduksjon på 3% og 10%

Ved å inkludere *peak shaving* i batterimodellen vil den årlige besparelsen i nettleiekostnader bidra til at livsløpskostnaden for prosjektet reduseres betraktelig. Dersom lasttoppene i perioden

oktober til mars reduseres som i tabell 4.4, vil det være lønnsomt å investere i et batteri i 2037 dersom prosjektet støttes av Enova og kostnadene reduseres med 10% hvert år. Investeringskostnaden for batteri vil da være 822 NOK/kWh. Uten økonomisk støtte fra Enova vil det ikke være lønnsomt før i 2042. Med en 3% årlig prisreduksjon vil det ikke være lønnsomt å investere i et batteri sammenliknet med å selge overskuddsproduksjonen til nettet.



Figur 4.22: Fremtidsutsikter for prosjektets lønnsomhet ved bruk av batteri til *peak shaving*

Påvirkning av endring i kraftpris på batteriets lønnsomhet

Den årlige besparelsen i energikostnader ved bruk av batteri i mikronettet avhenger av størrelsen på energilageret og kraftpris. For å undersøke hvordan en eventuell økning eller reduksjon i kraftpris påvirker besparelsene i strømkostnader er det valgt ut fem ulike scenarier for kraftpris. Månedlige kraftpriser fra 2019, gitt i kolonne to i tabell 4.5, er benyttet som utgangspunkt. Scenario 1 og 2 viser til en nedgang i kraftpris, der kraftprisen fra 2019 er redusert med 90% og 50% hver måned. Scenario 3-5 tar for seg en økning i pris. I scenario 3 og 4 er kraftprisen fra 2019 økt med 50% og 100%. Scenario 5 er tatt med for å belyse virkningen av en eventuell kraftig økning i pris, der kraftprisen fra 2019 er multiplisert med 100.

Måned	Kraftpris 2019	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5
1	51.3	5.1	25.6	76.9	102.6	513.0
2	44.1	4.4	22.1	66.2	88.3	441.3
3	40.0	4.0	20.0	60.0	80.0	399.8
4	39.8	4.0	19.9	59.6	79.5	397.6
5	37.8	3.8	18.9	56.7	75.6	378.1
6	25.3	2.5	12.7	38.0	50.7	253.3
7	33.3	3.3	16.6	49.9	66.5	332.6
8	36.5	3.7	18.3	54.8	73.0	365.0
9	33.1	3.3	16.6	49.7	66.2	331.0
10	37.0	3.7	18.5	55.5	74.0	370.0
11	41.8	4.2	20.9	62.7	83.5	417.7
12	35.8	3.6	17.9	53.6	71.5	357.5

Tabell 4.5: Ulike scenarier for kraftpris [øre/kWh]

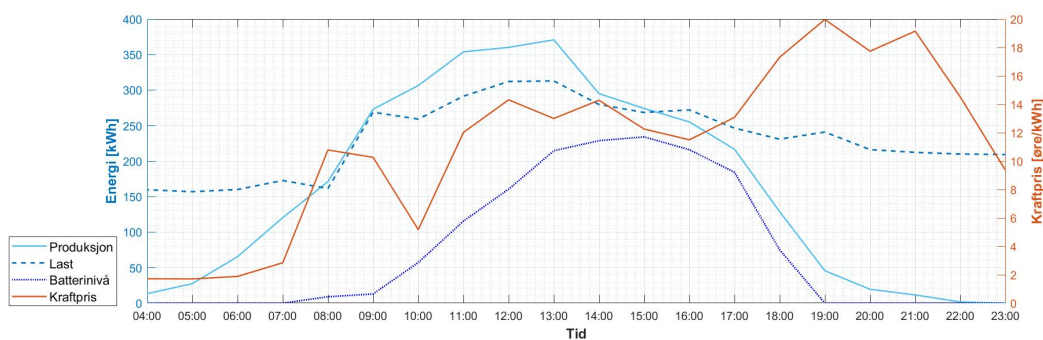
Tabell 4.6 viser den årlige besparelsen i energikostnader for de overnevnte scenariene ved tre ulike batterikapasiteter. Kostnadsbesparelsen viser til differansen mellom energikostnader med batteri og uten batteri. Det er kun sett på besparelse i strømkostnader og nettleie er derfor ikke tatt med i beregningen. Fra tabellen kan det ses at økt batterikapasitet og kraftpris resulterer i

høyere årlig besparelse i energikostnader. En økning i batteristørrelse muliggjør lagring av en større andel av overskuddsenergien i mikronettet, og det er derfor en lavere energimengde som mates inn til nettet. Ved bruk av månedlige kraftpriser kjøpes og selges strøm til samme pris. Det har derfor ingen innvirkning på besparelsen når på døgnet det importeres eller eksporteres kraft. Med dagens kraftpris, vist i kolonne fire i tabell 4.6, er det kun en årlig besparelse på 700 NOK med et batteri på 548 kWh. Med et energilager på 750 kWh øker besparelsen til 812 NOK. En reduksjon i kraftpris og batterikapasitet resulterer i en enda lavere besparelse. Det viser at kraftprisen har en marginal påvirkning på prosjektets lønnsomhet. I Norge er kraftprisene veldig lave, og det krever en betraktelig økning i kraftpris for at det skal lønne seg å investere i et batteri kun basert på besparelse i energikostnader. Med en betraktelig økning i kraftpris, vist som scenario 5 i tabell 4.6, gir et energilager på 500 kWh og 750 kWh en årlig besparelse på 7000 NOK og 8119 NOK. Det reduserer livsløpskostnadene til prosjektet men vil ikke bidra til at prosjektet blir lønnsomt i dag.

Batterikapasitet [kWh]	Scenario 1	Scenario 2	Kraftpris 2019	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5
274	45	223	447	670	893	4466
548	70	350	700	1050	1400	7000
750	81	406	812	1218	1624	8119

Tabell 4.6: Årlige besparelser [NOK] i energikostnader ved ulike batterikapasitet og kraftpris

Den enkle batterimodellen benyttet i simuleringene maksimerer egenforbruk av solenergi og har ingen funksjonalitet for å optimalisere kostnadsbesparelser i forbindelse med kraftpris. Batteriet lader ut når det er et energibehov i mikronettet og lader opp i perioder med overskuddsproduksjon. Da det ikke er tatt hensyn til når det er gunstig å kjøpe og selge kraft, er det interessant å undersøke hvordan timesverdier for kraftpris påvirker prosjektet økonomisk. Besparelsen ved bruk av timesverdier for kraftpris fra 2019 er sammenliknet med de månedlige kraftprisene gitt i kolonne fire i tabell 4.6. Kraftpriser for Trondheim fra 2019 med timesopløsning er hentet fra Nord Pool [32]. Det observeres at besparelsen er lavere når det benyttes timesverdier for kraftpris sammenliknet med månedlige gjennomsnittsverdier. Med et 548 kWh batteri er besparelsen kun på 549 NOK, omlag 150 kroner lavere enn med månedlige kraftpriser. Tilsvarende reduseres besparelsen for batteriene med kapasitet på 274 kWh og 750 kWh til henholdsvis 367 NOK og 621 NOK. Det viser at variasjonene i kraftpris ikke utnyttes på en god måte med et batteri i mikronettet.



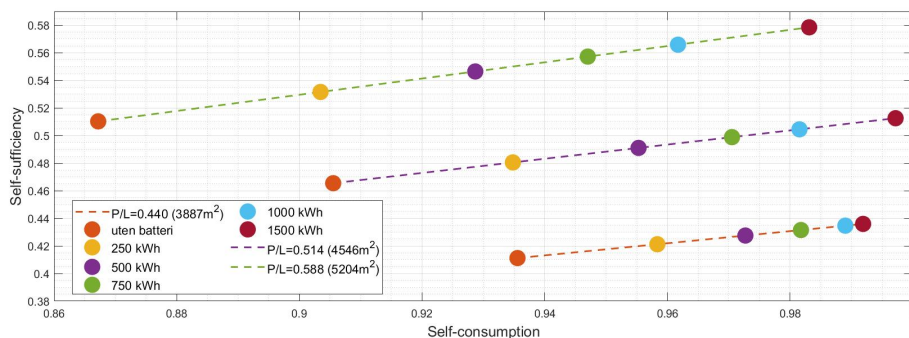
Figur 4.23: Døgnvariasjon i kraftpris, produksjon og ladenivå for batteri i Brattørkaia Mikronett

Figur 4.23 viser hvordan batteriet lader opp basert på kraftteterspørselen i mikronettet. De blå kurvene i figuren viser batterinivå og last- og produksjonsprofil over et utvalgt døgn og tilhører den venstre y-aksen i diagrammet. Døgnvariasjoner i kraftpris representeres ved den oransje kurven i diagrammet følger y-aksen til høyre. Batteriet lader opp fra tidlig om morgenen og frem til klokken 15:00 da det er et kraftoverskudd i mikronettet. Deretter lades batteriet ut frem til det er helt utladet klokken 19:00. Utover ettermiddagen og kvelden øker kraftprisene betraktelig og det blir dyrere å importere kraft fra nettet. For å optimalisere utnyttelsen av døgnvariasjonene i kraftpris kan overskuddsproduksjonen lagres i batteriet frem til ettermiddagen og forsyne bygget med energi utover kvelden når prisene er høye. Prognosestyring basert på spotpriser fra Nord Pool kan benyttes for å optimalisere energiflyten i energilageret og på denne måten bidra til at de høyeste kraftprisene unngås. Det er usikkert hvor store utslag dette vil gi da kraftprisene i Norge er veldig lave.

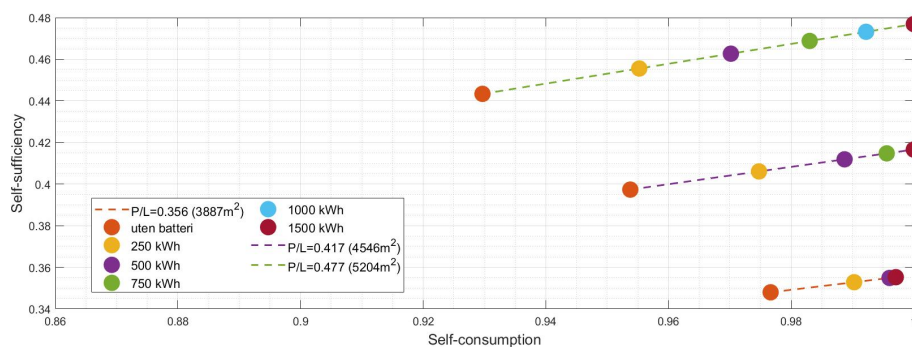
Påvirkning av økt solproduksjon

Det er ikke mulig å oppnå en perfekt *load match* i Brattørkaia Mikronett da forbruket er mye høyere enn solproduksjonen gjennom hele året. Et perfekt samspill mellom forbruk og produksjon i mikronettet krever en økning i solproduksjon eller en reduksjon av last. Det skal i denne delen av analysen undersøkes hvordan en økning i solproduksjon påvirker energiomsetningen i mikronettet ved bruk av Powel Microgrid Design Tool. Takarealet på BK15 er 2026 m² [39], hvilket betyr at det er omlag 1317 m² med tilgjengelig areal for solcellepaneler i mikronettet dersom en faktor på 0.65 benyttes. Det totale solcellearealet i mikronettet kan da maksimalt øke fra 3887 m² til 5204 m².

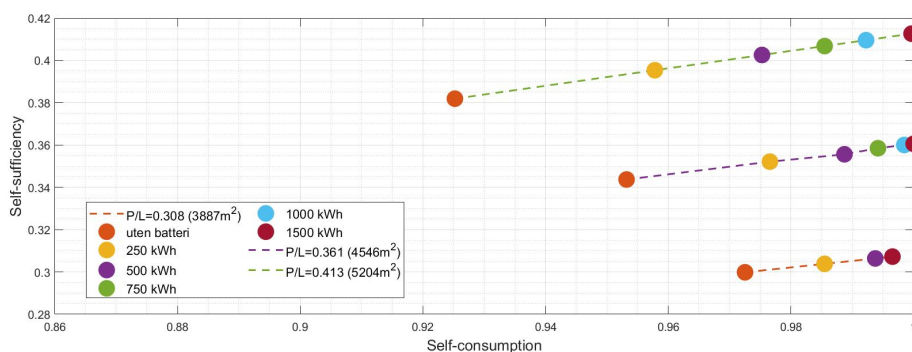
Figur 4.24 viser hvordan et økt solcelleareal påvirker forholdet P/L og *load matching* indikatorene φ_{SS} og φ_{SC} i april, juni og august. Det er valgt å se på disse tre sommermånedene da det i denne perioden observeres størst endring ved å installere flere solcellepaneler i mikronettet. Felles for de tre månedene er at andelen av lasten som dekkes av solenergi øker betraktelig ved en økning i solcelleareal. Økt solproduksjon fører til at linjen P/L forskyves nærmere $P/L = 1$, som vil si at samspillet mellom forbruk og produksjon forbedres. Med en økning i solcelleareal til 4546 m² øker solproduksjonen med 98.1 MWh sammenliknet med et areal på 3887 m². En økning i solcelleareal til 5204 m² resulterer i at produseres 194.4 MWh mer solkraft sammenliknet dagens situasjon. Vedlagt i B.2 er en tabell med månedlig forbruk- og produksjonsdata for de tre ulike tilfellene for solcelleareal. Da det observeres størst endring ved en økning i solcelleareal til 5204 m² er det valgt å fokusere på dette.



(a) Påvirkning av økt solcelleareal på φ_{SS} og φ_{SC} i juni



(b) Påvirkning av økt solcelleareal på φ_{SS} og φ_{SC} i april



(c) Påvirkning av økt solcelleareal på φ_{SS} og φ_{SC} i august

Figur 4.24: Energy matching diagram med påvirkning av økt solcelleareal i tre utvalgte måneder

Med et solcelleareal på 3887 m² har det en relativt liten effekt på φ_{SS} og φ_{SC} i de tre utvalgte månedene ved en økning i batterikapasitet over 500 kWh. Ved en økning i solcelleareal til 5204 m² observeres forbedringer helt opp til en batterikapasitet på 1500 kWh. Det viser at økt produksjon fører til et behov for større lagringskapasitet for å optimalisere utnyttelsen av overskuddsproduksjonen i mikronettet. Økningen er likevel størst i overgangen fra «uten batteri» til 250 kWh og fra 250 kWh til 500 kWh, slik som tidligere.

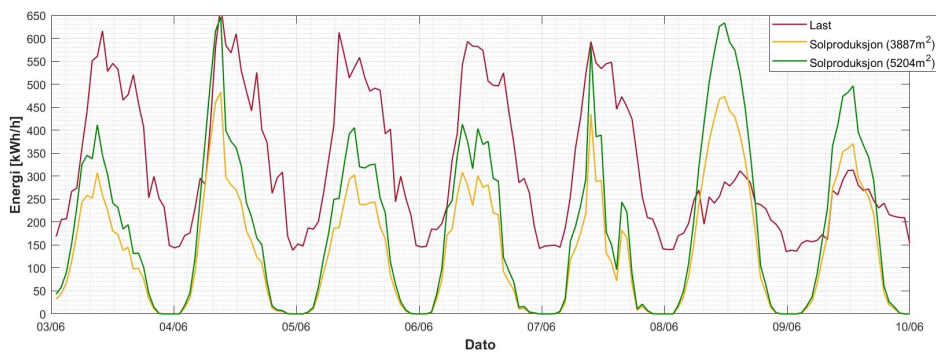
Juni er den måneden der solproduksjonen øker mest i løpet av et år med en økning i solcelleareal. Totalt i denne måneden produseres det 32.9 MWh mer kraft med et areal på 5204 m² enn med et solcelleareal på 3887 m², som resulterer i at forholdet P/L øker fra 0.440 til 0.588. Sett fra figur 4.24a dekkes en større andelen av lasten, høyere φ_{SS} , av solenergi når produksjonsnivået øker. En økning i solcelleareal til 5204 m² resulterer i at φ_{SS} øker med 10 prosentpoeng, fra 41% til 51%, for tilfellet uten batteri. Dersom det installeres et batteri i mikronettet er det mulig å dekke en enda større andel av forbruket med solenergi. Med et energilager på 500 kWh øker φ_{SS} til 54.6%, som vil si at totalt 120.6 MWh av forbruket dekkes av fornybar energi. En økning i batterikapasitet til 750 kWh og 1000 kWh bidrar til at φ_{SS} øker til 55.7% og 56.6%. Det viser at økningen er størst frem til en batterikapasitet på 500 kWh.

I april og august, vist i figur 4.24b og 4.24c, øker solproduksjonen med henholdsvis 26.6 MWh og 24.1 MWh ved en økning i solcelleareal til 5204 m². I likhet med i juni resulterer det i at en større andel av lasten kan dekkes av fornybar energi. Med et energilager på 500 kWh vil 46.3% av lasten dekkes av solenergi i april og 40.3% i august. I april og august gir det størst forbedring ved en økning i batterikapasitet opp til 500 kWh. Deretter er det relativt små forbedringer. Et batteri på 750 kWh fører til at φ_{SS} øker til 46.9% i april og 40.7% i august, tilsvarende en

økning på 0.6 og 0.4 prosentpoeng opp fra et batteri med lagringskapasitet på 500 kWh. Selv med en betraktelig økning i solproduksjon er lasten i mikronettet for høy til at hele lasten kan dekkes av solenergi i de tre utvalgte månedene, som vil si at $\varphi_{SS} \neq 100\%$.

Felles for de tre utvalgte månedene er at andelen av kraftproduksjonen som utnyttes i mikronettet, φ_{SC} , reduseres ved en økning i solcelleareal. Enkelte dager vil det være et betydelig kraftoverskudd med et solcelleareal på 3887 m², som medfører et enda større overskudd med økt produksjon. I helgene er lasten lav i mikronettet og det er et behov for stor lagringskapasitet for å kunne utnytte hele kraftoverskuddet. Som vist i figur 4.15 og 4.16 er det behov for et batteri på 500 kWh og 750 kWh for å lagre store deler av overskuddsproduksjonen med et solcelleareal på 3887 m². En økning i solproduksjon vil derfor medføre behov for et enda større batteri dersom overskuddet skal lagres til senere bruk.

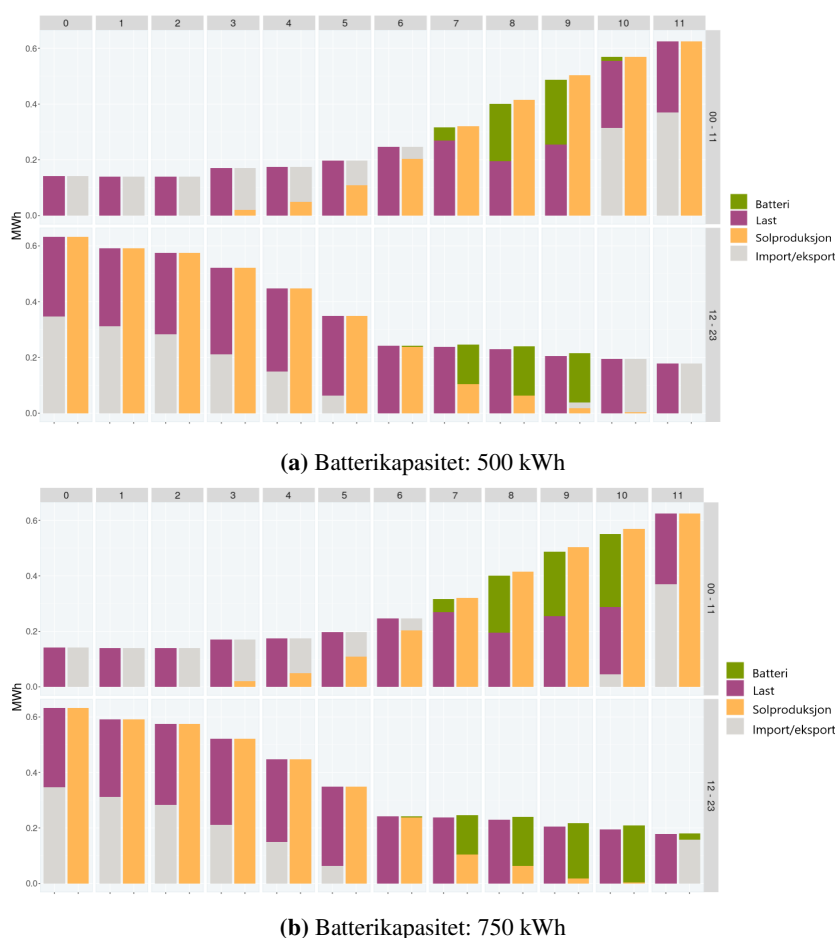
Juni er den måneden der φ_{SC} reduseres mest ved en økning i solcelleareal til 5204 m². Uten batteri vil 86.7% av solenergien utnyttes i mikronettet, som resulterer i at 17.2 MWh av totalt 129.8 MWh mates inn til nettet. Med et areal på 3887 m² utnyttes 93.6% av solenergien direkte, som resulterer i at 5.5 MWh av totalt 97 MWh selges til nettet. Det vil si at det er tre ganger så høyt kraftoverskudd som ikke blir utnyttet i mikronettet med et solcelleareal på 5204 m². Figur 4.25 viser en utvalgt uke i juni med høy solproduksjon. Som vist i figuren er det et høyt kraftoverskudd i helgene når forbruket er lavt. I ukedagene er etterspørselen etter kraft høy og det er et godt samspill mellom forbruk og produksjon i mikronettet. Batteriet vil derfor sjeldent utnyttes i ukedagene. Dette gjelder generelt gjennom hele året da det er observert at mikronettet i all hovedsak drar nytte av batteriet i perioder med lav last. Som vist i figur 4.25 bidrar økt solproduksjon til at en større andel av forbruket kan dekkes av fornybar kraft i ukedagene. I helgen er det allerede et betydelig overskudd med et solcelleareal på 3887 m² og det resulterer derfor i at kraftoverskuddet blir enda større med økt produksjon.



Figur 4.25: Produksjonsprofil over en uke i juni med solcelleareal på 3887 m² og 5204 m²

Figur 4.25 viser last- og produksjonsprofil for Brattørkaia Mikronett over en uke i juni med et solcelleareal på 3887 m² og 5204 m². Som vist i figuren er det et betydelig kraftoverskudd i helgen, og spesielt lørdag 8.juni. Figur 4.26 viser timesvariasjoner i forbruk, produksjon og batterinivå over dette døgnet i juni med to ulike batterikapasiteter. Et solcelleareal på 5204 m² er benyttet. Med et batteri på 500 kWh, vist i figur 4.26a, er batteriet fullt oppladet før klokken 10:00 og det resterende overskuddet må mates inn til nettet. Dersom batterikapasiteten øker til 750 kWh er det mulig å lagre en litt større andel av overskuddet, men det kreves et batteri med kapasitet på omlag 2500 kWh for å utnytte solkraften optimalt. Dette bekrefter funnene i figur 4.24a ved at det trengs et batteri på over 1500 kWh for at $\varphi_{SC} = 100\%$ i juni. Dersom solcellearealet settes til 3887 m² er det mulig å lagre hele overskuddsproduksjonen med et batteri

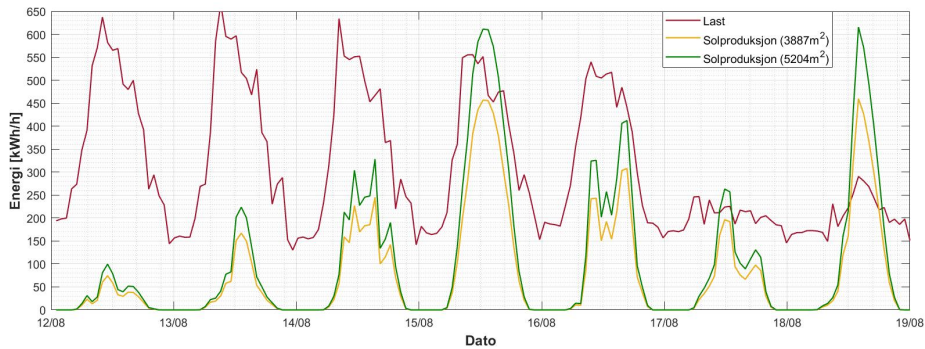
på 1250 kWh. Brattørkaia Mikronett vil da være selvforsynt med kraft fra klokken 08:00 til 00:00.



Figur 4.26: Produksjon, forbruk, batterinivå og import/ eksport av energi over et døgn i juni (8.juni)

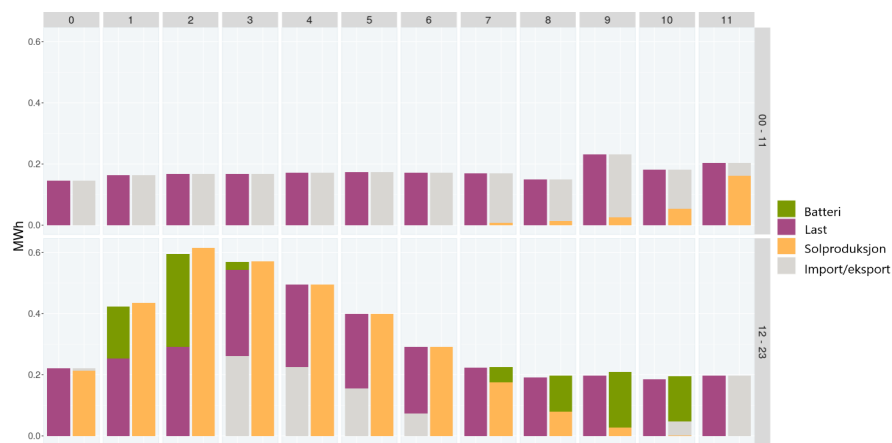
Dagen etter, 9.juni, er kraftoverskuddet betydelig lavere, men det er fremdeles behov for stor lagringskapasitet for å utnytte hele overskuddet. Med et batteri på 1100 kWh vil solkraften utnyttes optimalt dette døgnet. Det tyder på at det er dagene med veldig høy produksjon og lav last som bidrar til å redusere φ_{SC} ved en økning i solcelleareal til 5204 m². De resterende dagene i juni vil det ha en positiv påvirkning på φ_{SC} med økt solcelleareal. Sett fra figur 4.24a vil et batteri på 500 kWh bidra til at 92.9% av solkraften utnyttes i mikronettet. Til sammenlikning er $\varphi_{SC} = 97.3\%$ med et solcelleareal på 3887 m². For å oppnå $\varphi_{SC} \approx 97\%$ med et solcelleareal på 5204 m² kreves det en batterikapasitet på omlag 1250 kWh.

I likhet med i juni reduseres φ_{SC} ved en økning i solcelleareal til 5204 m² i april og august. Likevel er det over 92% av solenergien som utnyttes i disse to månedene, selv uten et batteri. Med en batterikapasitet på 500 kWh er $\varphi_{SC} > 97\%$ både i april og august, som vil si at i underkant av 3% av den totale solproduksjonen mates inn til nettet i disse to månedene. En økning i batterikapasitet til 750 kWh resulterer i en ytterligere forbedring, der φ_{SC} øker til 98.3% i april og 98.4% i august. I likhet med i juni observeres det et betydelig kraftoverskudd i helgene i august og april. Dette kan ses fra figur 4.27 for en utvalgt uke i august. Økt solproduksjon bidrar i tillegg til et lite overskudd midt i uken. Denne dagen, 15.august, er det tilstrekkelig med en lagringskapasitet på 380 kWh for å lagre hele overskuddet.



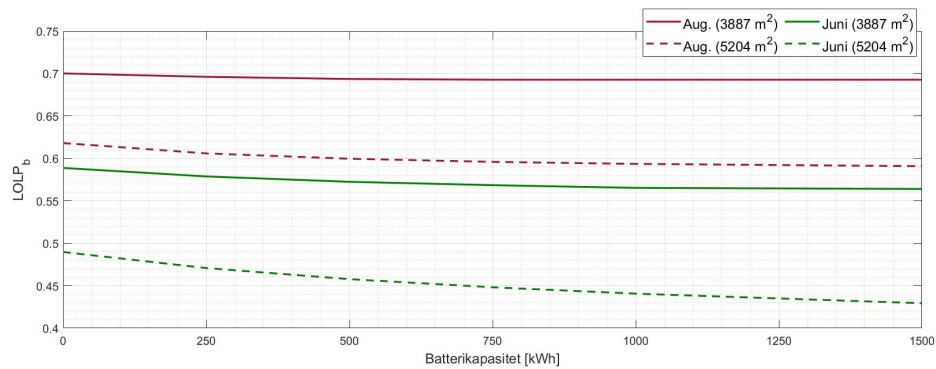
Figur 4.27: Produksjonsprofil over en uke i august med solcelleareal på 3887 m² og 5204 m²

I august er det også noen dager med lav last og høy produksjon som bidrar til å redusere φ_{SC} . Det samme observeres i april, men da virkningen av å installere et batteri i mikronettet er omtrent lik i april og august er det kun valgt å vise til endringene i august grafisk. Figur 4.28 viser ladeforløpet til et batteri på 500 kWh over det siste døgnet i figur 4.27. Økt produksjon bidrar denne dagen til et enda høyere overskudd og det kreves et batteri på 1200 kWh for at $\varphi_{SC} = 100\%$ denne dagen. Med et batteri på 750 kWh er batteriet fullt opplaget klokken 15:00, en time senere enn med et energilager på 500 kWh, og det resterende overskuddet må eksporteres til nettet. En økning i batterikapasitet over 500 kWh vil denne dagen bidra til at φ_{SC} og φ_{SS} øker.



Figur 4.28: Produksjon, forbruk, batterinivå og import/ eksport av energi, 18.august (500 kWh)

Figur 4.29 viser hvordan andelen av lasten som dekkes av importert kraft fra nettet reduseres ved en økning i solcelleareal til 5204 m². Med en økning i solcelleareal til 4546 m² vil kurven for $LOLP_b$ ligge midt i mellom den striplede og heltrukne linjen i diagrammet, og er ikke inkludert i diagrammet. Kurven for $LOLP_b$ i april ligger et sted mellom august og juni og er heller ikke tatt med. Økt solproduksjon resulterer i at en lavere andel av lasten må dekkes av importert kraft fra nettet. I august reduseres $LOLP_b$ fra 70% til 61.8% ved en økning i solcelleareal til 5204 m². Det bidrar at det importeres 18.8 MWh mindre kraft fra nettet i august. Sett fra figur 4.24c er $P/L = 0.413$ med et solcelleareal på 5204 m², som vil si at totalt 41.3% av lasten kan dekkes av solenergi i august. Det resterende forbruket på 135.3 MWh må derfor dekkes av kraft fra nettet. Fra figur 4.29 observeres det kun marginale forbedringer i $LOLP_b$ ved økt batterikapasitet. Med et 500 kWh batteri reduseres $LOLP_b$ kun med 1.8 prosentpoeng sammenliknet med å ikke ha tilgang til et batteri, hvilket utgjør en differanse på 4255 kWh.



Figur 4.29: Påvirkning av økt batterikapasitet på $LOLP_b$ ved økt solproduksjon

I juni er $LOLP_b$ en del lavere enn i august grunnet høyere solproduksjon. Med et solcelleareal på 5204 m² er $P/L = 0.588$. Det vil si at det i teorien kun er nødvendig å dekke 41.2% av lasten med kraft fra nettet. Største reduksjonen i $LOLP_b$ skjer frem til en batterikapasitet på 250 kWh, med en reduksjon på 1.4 prosentpoeng sammenliknet med uten et energilager. Med et batteri på 500 kWh og 750 kWh dekkes totalt 47.1% og 45.8% av lasten med importert kraft fra nettet. Det resterende forbruket dekkes av solkraft.

4.2.3 Diskusjon

En høy investeringskostnad for batteri og en lav årlig besparelse i energikostnader resulterer i at et batteriprojekt for Brattørkaia Mikronett ikke er økonomisk lønnsomt i dag. Selv med en vesentlig økning i kraftpris er besparelsen for lav til at prosjektet blir kostnadseffektivt sammenliknet med å selge overskuddsproduksjonen til nettet. Bruk av batteriet til *peak shaving* applikasjoner gir derimot høye årlige besparelser i nettleiekostnader og bidrar til å øke nytteverdien til energilageret betraktelig. I vinterhalvåret er effektuttaket i Brattørkaia Mikronett veldig høyt, og det er da spesielt gunstig å benytte batteriet til å jevne ut de høyeste lasttoppene i forbruket. Økte effektpriser har positiv innvirkning på batteriprojektet dersom batteriet utnyttes til *peak shaving*.

Basert på prognoser for investeringskostnad er det ikke lønnsomt å investere i et batteri før 2050 selv om prosjektet støttes av Enova. Ved å redusere maksimalt effektuttak med 10% i perioden oktober til mars øker den årlige besparelsen i nettleiekostnader med 18 889 NOK, hvilket medfører at batteriprojektet blir lønnsomt dersom innkjøpsprisen for batteri reduseres til 822 NOK/kWh. Da mikronettet kun drar nytte av batteriet i perioder med lav last, typisk i helgene, vil det også være gunstig å benytte batteriet til *peak shaving* applikasjoner i sommerhalvåret. Ved å importere kraft fra nettet i perioder med lave kraftpriser og avgi energi i perioder med høy last i mikronettet kan lønnsomheten til prosjektet øke betraktelig. Dette kan utføres ved å implementere prognosebasert styring i kontrollanlegget til batteriet slik at energiflyten inn og ut av energilageret optimeres basert på prognoser for last, produksjon og kraftpris.

Selv om et batteriprojekt for Brattørkaia Mikronett ikke er økonomisk lønnsomt i dag bidrar et energilager til å øke utnyttelsen av fornybarproduksjonen fra Powerhouse Brattørkaia og BK16. Basert på analysene utført observeres det størst forbedring i *load matching* indikatorene opp til en batterikapasitet på 250 kWh. Andelen av solproduksjonen som utnyttes i mikronettet er høy, også uten et energilager, som tyder på at samspillet mellom last og produksjon er relativt godt i sommerhalvåret. Et lite batteri på 250 kWh er derfor tilstrekkelig for å balansere mellom små variasjoner i forbruk og produksjon. Dette vil typisk være i ukedagene der lasten i mikronettet

er høy. I helgene er lasten lav og det kreves et større batteri for å lagre hele overskuddet. Et energilager på over 500 kWh vil kun være nødvendig i perioder med veldig høy solproduksjon og lav last. Ut fra døgnvariasjonene i last, forbruk og batterinivå ble det observert at det er behov for en lagringskapasitet på 787 kWh for å utnytte solkraften optimalt et utvalgt døgn i juni. I april og august er det derimot tilstrekkelig med en batterikapasitet på 500 kWh for at $\varphi_{SC} = 100\%$.

Som vist øker investeringskostnaden for batteri med en økning i batterikapasitet. Et batteri på 250 kWh og 500 kWh medfører 760 000 NOK og 1.5 MNOK høyere livsløpskostnader enn å selge overskuddsproduksjonen til nettet. En økning i batterikapasitet bidrar til høyere investeringskostnad og lavere lønnsomhet. Basert på en kostnad-nytte analyse er det opp til en batterikapasitet på 500 kWh som gir høyest nytteverdi for mikronettet og «lavest» investeringskostnad, og det er derfor anbefalt et energilager på mellom 250 kWh og 500 kWh for Brattørkaia Mikronett. Tabell 4.7 gir en oppsummerende oversikt over φ_{SS} og φ_{SC} opp til en batterikapasitet på 500 kWh.

Måned	Indikator	Uten batteri	250 kWh	500 kWh
April	φ_{SC}	0.977	0.990	0.996
Juni	φ_{SC}	0.936	0.958	0.973
August	φ_{SC}	0.973	0.986	0.994
April	φ_{SS}	0.348	0.353	0.355
Juni	φ_{SS}	0.411	0.421	0.428
August	φ_{SS}	0.300	0.304	0.306

Tabell 4.7: Oppsummerende oversikt over φ_{SS} og φ_{SC} for Brattørkaia Mikronett

Økt solproduksjon bidrar til at en større andel av lasten kan dekkes av fornybar energi. I ukedagene utnyttes solkraften så godt som optimalt, selv uten et energilager, og det observeres en vesentlig økning i φ_{SS} med en økning i solcelleareal. Utfordringen med økt produksjon er at det kreves et veldig stort batteri for å kunne utnytte solkraften optimalt de dagene med høy produksjon og lav last i mikronettet. Fra døgnvariasjonene i juni og august ble det vist at det er et behov for en lagringskapasitet på mellom 1100 kWh og 2500 kWh for å oppnå $\varphi_{SC} = 100\%$ med et solcelleareal på 5204 m². Da batteriet sjeldent utnyttes i helgene er det tydelig at det er dagene med lav last og høy produksjon som bidrar til å redusere φ_{SC} . Selv om det er behov for stor lagringskapasitet i helger med høy produksjon, er det opp til en batterikapasitet på 500 kWh som resulterer i størst forbedringer. Tabell 4.8 gir en oppsummerende oversikt over *load matching* indikatorene φ_{SS} og φ_{SC} med et solcelleareal på 5204 m².

Måned	Indikator	Uten batteri	250 kWh	500 kWh
April	φ_{SC}	0.930	0.955	0.970
Juni	φ_{SC}	0.867	0.903	0.929
August	φ_{SC}	0.925	0.958	0.975
April	φ_{SS}	0.443	0.456	0.463
Juni	φ_{SS}	0.510	0.532	0.546
August	φ_{SS}	0.382	0.395	0.403

Tabell 4.8: Oppsummerende oversikt over φ_{SS} og φ_{SC} for Brattørkaia Mikronett med økt solproduksjon

5 | Diskusjon

Gitt at det gis dispensasjon av RME (NVE) til en utvidet plusskundeordning og til direkte nabo-salg av strøm. Det medfører at Brattørkaia Mikronett prosjektet kan realiseres. En av fordelene med å etablere et lokalt kraftsystem på Brattøra er at den samlede lasten i mikronettet bidrar til god utnyttelse solkraften sammenliknet med å kun se på Powerhouse Brattørkaia alene. For Powerhouse Brattørkaia er lasten i bygget for lav til at all solkraften kan utnyttes i bygget, og store mengder overskuddsproduksjon må eksporteres til nettet. Ved å etablere et lokalt kraftsystem på Brattøra er det mulig å ivareta effektiv ressursutnyttelse ved at overskuddsproduksjonen kan kjøpes og selges internt mellom byggene i mikronettet [14]. Likevel vil det i enkelte perioder være dårlig samspill mellom produksjon og last, og det er da nødvendig med et batteri for å optimalisere utnyttelsen av den lokale kraftproduksjonen i Brattørkaia Mikronett.

Dersom formålet med et batteri i Brattørkaia Mikronett er å oppnå økonomisk lønnsomhet er det ikke anbefalt å investere i et energilager i dag. Investeringskostnaden for batteri er for høy og den årlige besparelsen i energi- og nettleiekostnader er for lav til at prosjektet blir kostnadseffektivt sammenliknet med å selge overskuddsproduksjonen til nettet. Selv med økonomisk støtte fra Enova er det ikke mulig at batteriprojektet blir økonomisk lønnsomt, men Enova støtten gjør det langt mer aktuelt å teste ut ny og innovativ teknologi. Med fokus på bærekraft og miljø er det derimot høyst aktuelt å investere i et energilager. Ved å kunne lagre overskuddsproduksjon til perioder med behov, vil andelen av lasten som dekkes av fornybar energi øke. Batterier er på denne måten en fleksibilitetsressurs ved at det balanserer mellom forbruk og produksjon, og dermed bidrar til at den ikke-regulerbare kraftproduksjonen blir regulerbar.

I en overgang til et lavutslippssamfunn er det essensielt å utvikle nye markeder og teste ut ny teknologi som kan bidra til at klimautfordringene løses. For at markedet for stasjonær energilagring skal videreutvikles og forbedres er det nødvendig at batterier tas i bruk. Som et av demonstrasjonsområdene i EU-prosjektet +CityxChange og demoprojektet Storskala Brattøra kan Brattørkaia Mikronett være med på å teste ut fremtidsrettede løsninger, både med tanke på lokal krafthandel og uttesting av batterier, som vil gi verdifulle erfaringer i nasjonal- og internasjonal sammenheng. I tillegg til at batterier øker utnyttelsen av fornybar kraftproduksjon kan de med tiden bli en lønnsom ressurs i et lokalt energisystem da det kan bidra med systemtjenester, som å ivareta spenning- og leveringspålitelighet og dempe maksimaleffekten i nettet.

Antagelser og usikkerhet

Det er flere svaketer og begrensninger relatert til metoden som er benyttet. Analysene baserer seg på en enkel batterimodell der det kun er tatt hensyn til energilagerets maksimale ladeeffekt, lagringskapasitet og virkningsgrad. Bruk av en enkel batterimodell vil kunne påvirke resultatene, både med hensyn til ytelse og lønnsomhet for de to prosjektene da det ikke er tatt hensyn til degradering av energilageret over tid. Med bruk av en enkel batterimodell er antatt at tilgjengelig lagringskapasitet er lik gjennom hele batteriets levetid. Under virkelig drift vil tap av utnyttbar kapasitet medføre at mindre overskuddsenergi kan lagres i batteriet. Det er også viktig å spesifisere at resultatene viser til en netto tilgjengelig batterikapasitet. Anbefalt ladeområde for litium-ion batterier er mellom 20 og 90% SoC. Det vil si at 30% av batterikapasiteten aldri utnyttes og det er nødvendig å overdimensjonere energilageret for at kapasitetskravene skal oppfylles. Dette medfører en høyere investeringskostnad og redusert lønnsomhet for prosjektene.

Tidsoppløsningen på datagrunnlaget benyttet i analysene er på en time. Basert på tilgjengelig litteratur gir timesverdier et relativt godt bilde på samspillet mellom produksjon og forbruk [43]. Det er likevel kjent at solproduksjon og last kan variere en del i løpet av en time. En mer detaljert analyse bør derfor inkludere en kortere tidsoppløsning på måledata, på 1-5 minutter, for å oppnå et optimalt resultat [43, 27].

I analysene er det benyttet data fra simuleringer for solproduksjon på Powerhouse Brattørkaia fra april til juni. Konsekvensen av å benytte simuleringsdata for solproduksjon er at det kan gi store avvik i resultatene. Basert på sammenlikningen i tabell 3.2 var det en tydelig trend der simuleringen overestimerte produksjon fra januar til september. Det var derfor bakgrunn for å tro at simuleringene ville overestimere solproduksjonen i perioder med høy innstråling.

Måned	Målt [kWh]	Simulert [kWh]	Avvik [kWh]	Avvik [%]
April	63 133	60 689	2 444	3.9
Mai	66 144	76 644	-10 500	-15.9
Juni*	29 912	32 469	-2 557	-8.5
Total	159 189	169 802	-10 613	-6.7

*Fra 01.06-14.06.2020

Tabell 5.1: Sammenlikning mellom målt og simulert solproduksjon på PHB fra april til juni 2020

Det er gjort en vurdering på hvor store avvik det har medført ved å sammenlikne målt og simulert produksjon fra 01.04-14.06.2020. Tabell 5.1 viser at solproduksjonen i april underestimeres i simuleringene. Totalt i løpet av denne måneden er målt solproduksjon 2444 kWh høyere enn simulert. I mai og juni er målt kraftproduksjon lavere enn simulert. Avvikene i mai er relativt store, der det var estimert 10 500 kWh høyere produksjon enn det som er målt. Frem til midten av juni er målt kraftproduksjon 2 557 kWh lavere enn det som var forventet basert på simuleringene. I analysene er april, juni og august benyttet som representative måneder for sommerhalvåret. Summen av avvikene fra april og juni er 113 kWh, og er så godt som neglisjerbart. Med bakgrunn fra dette er det grunn til å konkludere med at bruk av simulert solproduksjon ikke har medført store avvik i resultatene. Det er derimot ikke mulig å si noe om estimatene for resten av juni og juli.

Antagelser gjort i forbindelse med energibruken i mikronettet kan medføre avvik i resultatene. Da en utvalgt uke i februar er benyttet som datagrunnlag for bussen er det å forvente at forbruket vil være noe lavere om sommeren. En lavere last i mikronettet i sommerhalvåret kan medføre dårligere utnyttelse av solkraften, som igjen påvirker hvor stort energilager som er nødvendig for å utnytte solkraften optimalt. I tillegg er det forventet en lastøkning på Powerhouse Brattørkaia i april og juni da en del av leietakerne ikke var på plass i kontorlokalene på denne tiden i 2019. Generelt kan bruk av historiske måledata medføre avvik i resultatene da vær- og klimaforhold påvirker både solproduksjon og energibruk. Da batteriene på Powerhouse Brattørkaia og i Brattørkaia Mikronett er dimensjonert etter historiske måledata for solproduksjon og last, er det usikkert hvordan dette samstemmer med fremtidig last og produksjon.

6 | Konklusjon

Målet med oppgaven var å undersøke hvordan den lokale utnyttelsen av fornybarproduksjonen i Brattørkaia Mikronett og på Powerhouse Brattørkaia påvirkes av en økning i batterikapasitet og hva som skal til for at prosjektene blir lønnsomme.

Følgende forskningsspørsmål skulle besvares:

- Hvordan påvirker ulike usikkerhetsmomenter, som effekt- og kraftpris, batterilevetid og investeringskostnad for batteri, prosjektenes lønnsomhet?
- Basert på prognoser for innkjøpspris av batterier; når vil det være lønnsomt å investere?
- Hvilke tiltak kan bidra til at nytteverdien til et batteri øker?
- På hvilken måte kan batteriet benyttes i perioder med lav solinnstråling for å øke lønnsomheten til et batteri i Brattørkaia Mikronett?
- Hvordan påvirker økt solproduksjon energiomsetningen i Brattørkaia Mikronett?

Investering i et batteri er per i dag ikke økonomisk lønnsomt, hverken Brattørkaia Mikronett eller Powerhouse Brattørkaia. Investeringskostnaden for stasjonære energilagringssystemer er fremdeles veldig høy og den årlige besparelsen i nettleie- og energikostnader er for lav til at prosjektene blir lønnsomme i løpet av batteriets levetid. For Brattørkaia Mikronett ble det gjort en vurdering på hvordan en endring i kraft- og effektpris påvirker prosjektets lønnsomhet. Selv med en betydelig økning i kraftpris er besparelsen i strømkostnader for lav til at en investering i et batteri for Brattørkaia Mikronett blir lønnsomt. Økte effektpriser bidra til å øke den årlige besparelsen i nettleiekostnader betraktelig dersom batteriet benyttes til *peak shaving* applikasjoner i vinterhalvåret, men besparelsen er likevel for lav til at prosjektet blir lønnsomt.

For Powerhouse Brattørkaia ble det gjort en vurdering på hvordan batterilevetiden påvirker prosjektets lønnsomhet. Basert på resultatene er det tydelig at en lang levetid er fordelaktig. Med en levetid på 20 år går prosjektet i null ved en batterikapasitet på 190 kWh dersom prosjektet mottar økonomisk støtte fra Enova. Det er sammenliknet med slik situasjonen er på Powerhouse Brattørkaia, representert som scenariet «uten batteri (selger/kjøper alt)». Med en levetid på 10 år vil batteriprojektet gå i null ved en batterikapasitet på 77 kWh. Det viser at det kan investeres i et energilager med 113 kWh høyere kapasitet med en levetid på 20 år.

Investeringskostnaden for batteri påvirker lønnsomheten til et batteriprojekt på Powerhouse Brattørkaia og i Brattørkaia Mikronett betydelig, der en høy investeringskostnad medfører lav lønnsomhet. Basert på prognoser for innkjøpspris av batteri er det lønnsomt for Powerhouse Brattørkaia å investere i et energilager med levetid på 15 år når kostnaden er redusert til 1470 NOK/kWh dersom det mottas økonomisk støtte fra Enova. Dette er sammenliknet med dagens situasjon der all kraftproduksjon selges til nettet og energi som forbrukes kjøpes tilbake. Uansett investeringskostnad er det mest økonomisk lønnsomt for Powerhouse Brattørkaia å selge overskuddsproduksjonen til nettet. For Brattørkaia Mikronett er det ikke lønnsomt å investere i et batteri før 2050 selv om det mottas økonomisk støtte fra Enova. Dersom batteriet benyttes til å redusere de høyeste lasttoppene i forbruket fra oktober til mars med 10% er det lønnsomt å investere i et batteri dersom enhetskostnaden reduseres til 822 NOK/kWh.

Bruk av batteriet til *peak shaving* applikasjoner i Brattørkaia Mikronett bidrar til økt nytteverdi av energilageret ved at den årlige besparelsen i nettleiekostnader øker. I perioder med lav innstråling kan batteriet lagre energi når det er lave kraftpriser i markedet og avgi energi når det er et høyt effektbehov i mikronettet. På denne måten kan de høyeste lasttoppene i forbruket reduseres og høye kraftpriser unngås. Dette vil øke lønnsomheten til et batteriprojekt i Brattørkaia Mikronett betraktelig.

Økt solproduksjon bidrar til at en større andel av lasten i Brattørkaia Mikronett kan dekkes av fornybar energi. Sammenliknet med et solcelleareal på 3887 m² produseres det 98.1 MWh og 194.4 MWh mer solkraft med et solcelleareal på 4546 m² og 5204 m². Det bidrar til at mer fornybar energi kan kjøpes og selges internt i mikronettet.

7 | Videre arbeid

Det er en flere interessante temaer og faktorer som kan undersøkes nærmere og videreutvikles:

- Undersøke hvordan økt solcelleareal påvirker lønnsomheten til et batteriprojekt i Brattørkaia Mikronett
- Benytte en detaljert batterimodell for å dimensjonere et batteri for Powerhouse Brattørkaia og/ eller Brattørkaia Mikronett for å evaluere påvirkningen av selvutladning, aldring og andre faktorer.
- Undersøke hvordan døgnvariasjoner i kraftpris kan utnyttes best mulig.
- Undersøke hvordan elbiler med toveislading spiller inn på Brattørkaia Mikronett.
- Undersøke markedsmodeller/ businesscase for fleksibilitetsmarked og hvilken nytte andre aktører som nettselskap vil kunne få ved å kjøpe batterikapasitet.
- Undersøke videre lasstyring ved bruk av batteri i Brattørkaia Mikronett.

I denne masteroppgaven har det hovedsakelig vært fokusert på lønnsomhet og størrelse på energilager. Det har vært sett på nytteverdi i form av lastutjevning, men dette er et interessant tema som kan undersøkes videre. En potensiell ekstra verdi av batteri er å benytte det for systemtjenester, som frekvensregulering, spenningsregulering og økt leveringskvalitet og pålitelighet. Batterier vil spille en viktig rolle i fremtidens kraftsystem, og verdioptimering av batteri er derfor veldig sentralt.

Bibliografi

- [1] S. Arora, W. Shen, and A. Kapoor. Review of mechanical design and strategic placement technique of a robust battery pack for electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:1319 – 1331, 2016.
- [2] M. Askeland. Analysis of the Profitability of Energy Storage for RES in an Equilibrium Model of the Power Market. Masteroppgave, Fakultet for ingeniørvitenskap, NTNU – Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, juni 2016.
- [3] Bloomberg New Energy Finance (BNEF). Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade. Tilgjengelig: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>, 2019.
- [4] O. S. Burheim. *Engineering Energy Storage*, chapter 7 - Secondary Batteries, pages 111 – 145. Academic Press, 2017.
- [5] K. W. E. Cheng, B. P. Divakar, H. Wu, K. Ding, and H. F. Ho. Battery-Management System (BMS) and SOC Development for Electrical Vehicles. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 60(1):76–88, Jan 2011.
- [6] +CityxChange. Tilgjengelig: <https://cityxchange.eu/>.
- [7] A. K. Coker. *Ludwig's Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants (Fourth Edition)*, chapter 9 - Process safety and pressure-relieving devices. Gulf Professional Publishing, Burlington, 2007.
- [8] T. Deutschen, S. Gasser, M. Schaller, and J. Siehr. Modeling the self-discharge by voltage decay of a nmc/graphite lithium-ion cell. *Journal of Energy Storage*, 19:113 – 119, 2018.
- [9] DNV GL. Batterier i distribusjonsnettet - Konsulentrapport utarbeidet for NVE. Teknisk rapport, jan. 2018. Tilgjengelig: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_02.pdf.
- [10] DNV GL. Strømnettet i et fullelektrisk Norge. Teknisk rapport, okt. 2019. Tilgjengelig: <https://www.energinorge.no/Fullelektrisk/rapport-stromnett/>.
- [11] EnergiNorge. Derfor er strømprisen uvanlig lav i år. <https://www.energinorge.no/fagomrader/strommarked/nyheter/2020/derfor-er-stromprisen-uvanlig-lav-i-ar/>, jan. 2020.
- [12] Enova. Skagerak EnergiLab - Sluttrapport konseptutredning. 2018. <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/tema/konseptutredninger/skagerak-arena/>.
- [13] Entra. Brattøra Mikronett – Optimal utnyttelse av energioverskuddet på Brattørkaia. 2018.
- [14] Entra. Brattørkaia Mikronett - Et Energipositivt Fornybarsamfunn. *Søknad om Storskala demonstrasjon av fremtidens energisystem*, nov. 2018.
- [15] Entro. Optima Energi. Tilgjengelig: <https://login.entro.no/>.

-
- [16] S. J. Ericson and P. Statwick. Opportunities for Battery Storage Technologies in Mexico. Teknisk rapport, National Renewable Energy Laboratory (NREL), okt. 2018. Tilgjengelig: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71995.pdf>.
- [17] A. B. Eriksen, H. Hansen, J. Hole, T. Jonassen, V. Mook, S. Steinnes, and L. Varden. RME HØRINGSDOKUMENT - Endringer i nettleiestrukturen. *Norges vassdrags- og energidirektorat*, 2020.
- [18] European Commission. The European Green Deal. pages 1–24, des. 2019. Tilgjengelig: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf.
- [19] L. Goldie-Scot. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. Tilgjengelig: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>, mars 2019.
- [20] J. B. Goodenough and K.-S. Park. The Li-ion rechargeable battery: a perspective. *Journal of the American Chemical Society*, 135(4):1167–1176, 2013.
- [21] C. Heymans, S. B. Walker, S. B. Young, and M. Fowler. Economic analysis of second use electric vehicle batteries for residential energy storage and load-levelling. *Energy Policy*, 71:22 – 30, 2014.
- [22] J. Hole and H. Horne. Batterier vil bli en del av kraftsystemet. *Teknologianalyser 2019*, pages 1–4, 2019. Tilgjengelig: http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf.
- [23] J. Kang, F. Yan, P. Zhang, and C. Du. A novel way to calculate energy efficiency for rechargeable batteries. *Journal of Power Sources*, 206:310 – 314, 2012.
- [24] M. T. Lawder, B. Suthar, P. W. C. Northrop, S. De, C. M. Hoff, O. Leitermann, M. L. Crow, S. Santhanagopalan, and V. R. Subramanian. Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6):1014–1030, juni 2014.
- [25] L. Lu, X. Han, J. Li, J. Hua, and M. Ouyang. A review on the key issues for lithium-ion battery management in electric vehicles. *Journal of Power Sources*, 226:272 – 288, 2013.
- [26] R. Luthander, A. M. Nilsson, J. Widén, and M. Åberg. Graphical analysis of photovoltaic generation and load matching in buildings: A novel way of studying self-consumption and self-sufficiency. *Applied Energy*, 250:748 – 759, 2019.
- [27] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, 142:80 – 94, 2015.
- [28] D. Magnor, J. B. Gerschler, M. Ecker, P. Merk, and D. U. Sauer. Concept of a battery aging model for lithium-ion batteries considering the lifetime dependency on the operation strategy. *Proceedings of the European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany*, pages 21–25, 2009.
- [29] MathWorks. Battery Management Systems (BMS) - Develop battery management systems with Simulink. Tilgjengelig: <https://se.mathworks.com/solutions/power-electronics-control/battery-management-system.html>.
- [30] A. Mossefin. Grid interaction of norwegian all-electric buildings equipped with batteries. Prosjektoppgave i TEP4570, Fakultet for ingeniørvitenskap, NTNU – Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, des. 2019.
-

-
- [31] G. Ning, B. Haran, and B. N. Popov. Capacity fade study of lithium-ion batteries cycled at high discharge rates. *Journal of Power Sources*, 117(1):160 – 169, 2003.
- [32] Nord Pool. Historical Market Data. Tilgjengelig: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- [33] Norges Bank. Valutakurser. Tilgjengelig: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=EUR>.
- [34] Norsk solenergiforening (NSF). Norske solforhold. Tilgjengelig: <https://www.solenergi.no/norske-solforhold>.
- [35] A. Nuhic, T. Terzimehic, T. Soczka-Guth, M. Buchholz, and K. Dietmayer. Health diagnosis and remaining useful life prognostics of lithium-ion batteries using data-driven methods. *Journal of Power Sources*, 239:680 – 688, 2013.
- [36] NVE-RME. Plusskunder. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>.
- [37] Olje- og energidepartementet. Meld. St. 25 (2015–2016) Kraft til endring — Energi-politikken mot 2030. 2016. Tilgjengelig: <https://www.energinorge.no/contentassets/e7851bfa91b445b3abe5d692bfd8a071/energimeldingen.pdf>.
- [38] C. Olsen. Batterier blir en del av strømmettet. Tilgjengelig: <https://forskning.no/sintef-partner-miljoteknologi/batterier-blir-en-del-av-stromnettet/1215314>, juli 2018.
- [39] M. A. Pedersen. Teknisk-økonomisk planlegging av mikronett. Masteroppgave, Fakultet for ingeniørvitenskap, NTNU – Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, april 2018.
- [40] P. Ralon, M. Taylor, A. Ilas, H. Diaz-Bone, and K. Kairies. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. *International Renewable Energy Agency*, 2017. Tilgjengelig: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf.
- [41] T. B. Reddy and D. Linden. *Linden's handbook of batteries*. McGraw-Hill, New York, 4th edition, 2011.
- [42] Regjeringen. Klimaendringer og norsk klimapolitikk. 2020. Tilgjengelig: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>.
- [43] J. Salom, A. J. Marszal, J. Widén, J. Candanedo, and K. B. Lindberg. Analysis of load match and grid interaction indicators in net zero energy buildings with simulated and monitored data. *Applied Energy*, 136:119 – 131, 2014.
- [44] C. H. Skotland, E. Eggum, and D. Spilde. Hva betyr elbiler for strømmettet? 2016.
- [45] Statnett. Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet, 2018-2040. pages 1–56, jan. 2018.
- [46] Tensio. Nettleie- og tilknytningsavtaler. <https://ts.tensio.no/kunde/avtaler>, feb. 2020.
- [47] I. Tsiropoulos, D. Tarvydas, and N. Lebedeva. Li-ion Batteries for Mobility and Stationary Storage Applications Scenarios for Costs and Market Growth. *Publications Office of the European Union: Luxembourg*, pages 1–72, 2018.
-

-
- [48] J. Wang, P. Liu, J. Hicks-Garner, E. Sherman, S. Soukiazian, M. Verbrugge, H. Tataria, J. Musser, and P. Finamore. Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells. *Journal of Power Sources*, 196(8):3942 – 3948, 2011.
- [49] J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschnig. Sizing of Residential PV Battery Systems. *Energy Procedia*, 46:78 – 87, 2014. 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013).
- [50] E. Wikner and T. Thiringer. Extending battery lifetime by avoiding high soc. *Applied Sciences*, 8(10):1825, 2018.
- [51] B. Zakeri and S. Syri. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42:569 – 596, 2015.
- [52] F. Zenith, S. Møller-Holst, T. Myklebust, M. Thomassen, J. R. Tolchard, J. Hovland, T. Thomassen, B. Wittgens, J. Bustad, A. Landmark, et al. Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner 2. utgave. 2019. Tilgjengelig: <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2627911>.
- [53] G. Zubi, R. Dufo-López, M. Carvalho, and G. Pasaoglu. The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89:292–308, 2018.
-

Vedlegg

A Batteri

A.1 Samsung SDI spesifikasjoner

1.1 Salient Features

System parameter	Value
Range of Power Factor	Fully inductive to fully capacitive 100% P(kW) or Q(kvar)
Installed Energy per Rack (kWh)	68.5 kWh
Expected life time of the system	Expected lifetime of 10 years (*)
Inverter Parasitic Loads	2.5% of Losses @ Rated Power
Battery Parasitic Loads	2% of Losses typical
Auxiliaries Parasitic Loads (LV)	1.5% of Losses @ Rated Power / Energy
Typical round trip efficiency	>85% for 1 Full cycle at 1 CP
Response time	20 ms to full power
Transition from On-grid to Off-grid mode and vice versa	Only available with the black start option and with a delay of less than 1s
Max Temperature	40°C – Ambient Temperature
Max C Rate	1 CP Charge/discharge
Communication EMS/Customer	Via Modbus protocol
Communication EMS/MCU	Via Modbus protocol
Communication EMS/PCS	Via Modbus protocol
Communication EMS/BBMS	Via CAN protocol
(*) Actual load profile will be needed to firm the equipment rating and performance	

1.2 LV electrical and control cabling

Apparatus	Included / Excluded
From grid to BESS connection point	Excluded
Cabling between PCS and Batteries	Included*

*provided the distance between PCS and batteries is below 6 meters

1.3 Protection against direct and indirect contact

No live parts will be directly accessible. Also, door opened, no live parts can be touched. They are or covered by isolation material or by a grill.

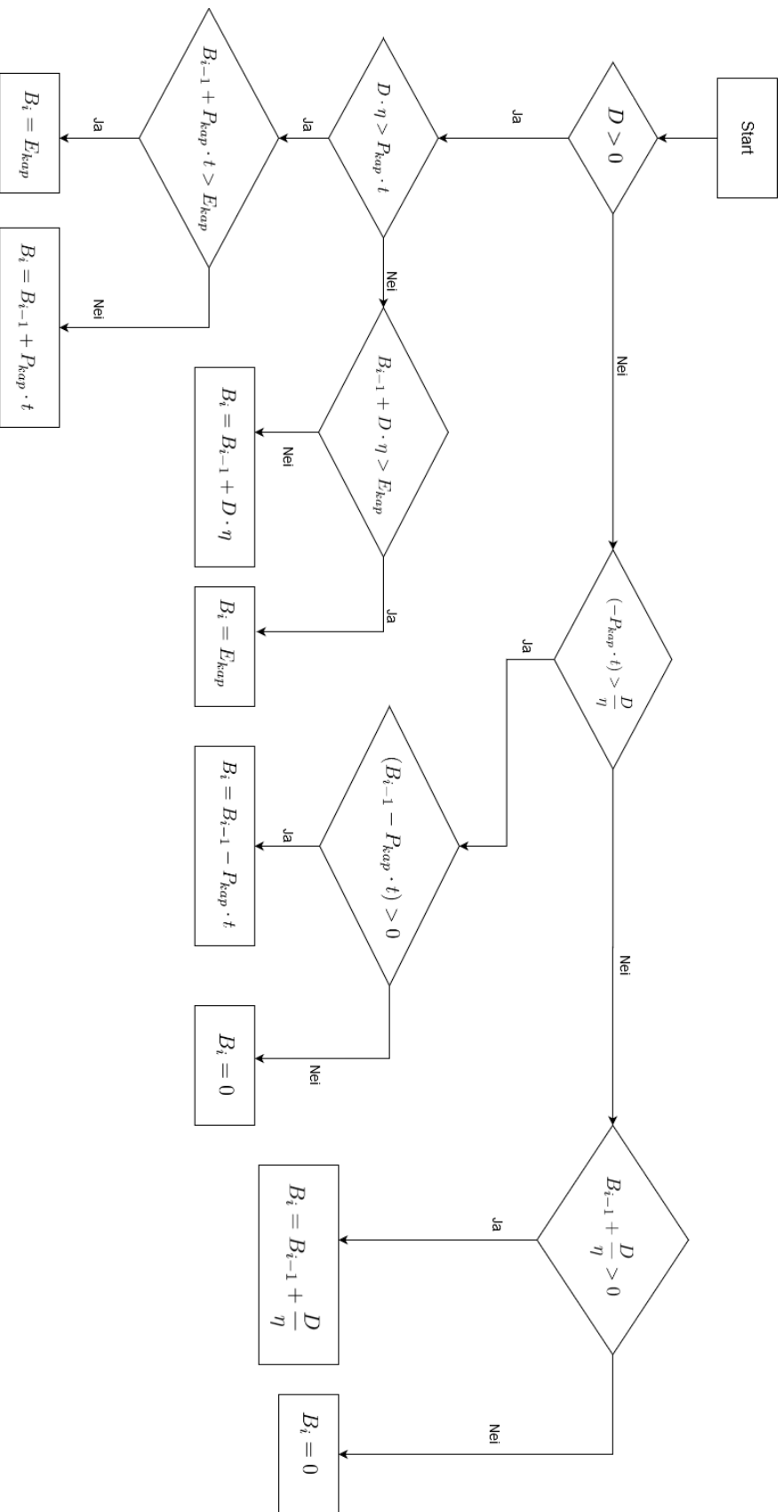
1.4 Electrical protections against overcurrent/short circuit

Refer to specific sections for detailed information. The electrical protection equipment may be changed upon discussion with the customer.

1.5 Earth connection and bonding

Each cabinet (inverters and batteries) will be properly earthed and bonded. Each metallic parts will be bonded. The right earth impedance and connection is required and not in BEABB scope

A.2 Batterimodell



Figur 7.1: Flytskjema for likning 3.1 og 3.2 i batterimodell

B Månedlig produksjon- og forbruksdata

B.1 Powerhouse Brattørkaia

Måned	Last [kWh]	Produksjon [kWh]
1	88 097	2 789
2	90 759	10 610
3	80 675	25 975
4	52 572	59 984
5	51 138	75 003
6	55 315	74 890
7	52 294	72 697
8	58 777	54 119
9	66 088	36 459
10	76 456	25 844
11	94 892	7 890
12	87 902	1 011
Totalt	854 965	447 272

Tabell 7.1: Månedlig energiproduksjon og last for Powerhouse Brattørkaia

B.2 Brattørkaia Mikronett

Måned	Last [kWh]	Solproduksjon [kWh]		
		3887m ²	4546m ²	5204m ²
1	273 669	3 050	3 567	4 083
2	264 480	11 894	13 910	15 924
3	231 747	28 873	35 642	40 800
4	220 222	78 463	91 765	105 048
5	232 530	96 059	112 345	128 606
6	220 645	96 982	113 424	129 842
7	215 454	95 846	112 095	128 320
8	230 437	71 044	83 089	95 115
9	231 472	45 451	53 157	60 851
10	259 105	30 126	35 233	40 333
11	278 862	8 651	10 118	11 582
12	262 562	1 074	1 256	1 438
Totalt	2 921 185	567 512	665 601	761 942

Tabell 7.2: Månedlig energiproduksjon og last for Brattørkaia Mikronett

