

Fredrik Håheim Hvaara  
Iver August Nymann Jåvold  
Lars Andreas Berg Hermansen

# Batteri som energilager i bolig og smarte styringssystemer

Bacheloroppgave i Fornybar Energi  
Veileder: Jacob Joseph Lamb  
Mai 2023



Fredrik Håheim Hvaara  
Iver August Nymann Jåvold  
Lars Andreas Berg Hermansen

# **Batteri som energilager i bolig og smarte styringssystemer**

Bacheloroppgave i Fornybar Energi  
Veileder: Jacob Joseph Lamb  
Mai 2023

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



Kunnskap for en bedre verden





Institutt for energi-  
og prosessteknikk

## Bacheloroppgave

<b>Oppgavens tittel:</b> Batteri som energilager i bolig og smarte styringssystem	<b>Gitt dato:</b> 19.12.2022
	<b>Innleveringsdato:</b> 22.05.2023
	<b>Antall sider rapport / sider vedlagt:</b> 63/3
<b>Project title (ENG):</b> Battery as energy storage in residence and smart management systems	
<b>Gruppedeltakere:</b> Fredrik Håheim Hvaara Iver August Nymann Jåvold Lars Andreas Hermansen	<b>Veileder:</b> Jacob Joseph Lamb
	<b>Prosjektnummer:</b> BIFOREN23-13
<b>Oppdragsgiver:</b> NTNU	<b>Kontaktperson hos oppdragsgiver:</b> Jacob Joseph Lamb

Fritt tilgjengelig:

Tilgjengelig etter avtale med oppdragsgiver:

Rapporten frigitt etter:

## Forord

Denne oppgaven er skrevet av tre studenter i Bachelor Ingeniørfag Fornybar Energi ved Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet, Trondheim. Bachelorprogrammet er underlagt Institutt for energi- og prosessteknikk, og rapporten er gruppens sluttprodukt i faget FENT2900 - Bacheloroppgave Fornybar energi, våren 2023.

Målet til oppgaven har vært å undersøke hvorvidt integrering av energilagringssystemer i boliger vil være et økonomisk bærekraftig tiltak mot smart nettavlastning. For å avdekke styrker og svakheter rundt implementasjonen har det blitt laget batterisimuleringer på historisk data for strømpris og energiforbruk i tre forskjellige boliger. Gruppen har selv kodet styringssystemene for batteriet i MATLAB, og de økonomiske analysene er gjort basert på resultater fra disse simuleringene. Innholdet i denne oppgaven står derav for forfatteres regning.


Gjennom arbeidsperioden fra oppgavedefinering 25.01.2023 til innlevering 22.05.2023 har gruppen fått bryne seg på en rekke utfordringer innenfor det som har vært både kjente og ukjente fagområder. Oppgaven har spesielt bidratt til utvidet forståelse innenfor batteriteknologi, norsk kraftforsyning, og simulerings- og kodeteknikk.

Gruppen ønsker å takke Assoc. Prof. Jacob J. Lamb for hans veiledning, rådgivning og oppmuntring til oppgaven. I tillegg rettes en takk til Ole Marius Christiansen, salgssjef ved Smart Energy Systems, og Nora Lian, rådgiver ved Enova SF, for behjelpelighet og nyttig informasjonsgrunnlag. Takk også til Anette Nymann og Erland Hermansen for å ha bidratt med foregående forbruksdata for hjemmene deres.

**Trondheim, 21.05.2023**

  
Fredrik H. Hvaara

  
Lars A. Hermansen

  
Iver A. Jåvold

## Sammendrag

De siste to årene har Norge og Europa sett en sterk økning i strømpris. Usikre forhold i Europa kombinert med mer fornybare energikilder har gjort energiforsyningsikkerheten mer uforutsigbar. For å kunne motstille seg slike endringer å ta nytte av situasjonen må innovative løsninger tas i bruk.

I dette prosjektet har det blitt undersøkt om et integrert batterisystem kan være med på å redusere effekttopper og samtidig være økonomisk lønnsomt. Det har blitt benyttet timesverdier for forbruket til tre boliger i tre ulike byer i Norge. Områdene undersøkt i denne oppgaven er Trondheim, Ålesund og Oslo. Basert på energiforbruk og spotpris på strømmen i de respektive byene er det blitt utformet tre ulike styringssystemer for batteriets oppførsel. De tre styringssystemene er utformet i MATLAB og baserer seg på ulike framgangsmåter for inntjening og reduksjon av effekttopper.

System A, det enkleste systemet, baserte seg på å lade om natten når strømmen er billig, for deretter å utlade på dagen når strømmen er dyr. Dette systemet oppnådde en maksimal inntjening på totalt 895.3 kr i 2022 for boligen i Oslo, noe som tilsvarte 4.31 % av den totale strømregningen det samme året. System B baserte seg på flytting av effekttopper i henhold til spotprisen, og tjente på sitt høyeste inn 1318 kr, hvilket tilsvarte 6.10 % av den totale regningen. System C, det mest komplekse systemet, baserte seg hovedsakelig på spotprisen samtidig som den strengt unngikk høye effekttopper med iterativ optimalisering. Dette systemet var det mest inntjenende, da det hadde en total innsparing i Oslo 2022 på 2116.4 kr, tilsvarende 11.2 %.

Levetiden til system A, B og C ble 22, 30 og 20 år henholdsvis basert på batterienes tålbare mengde ladesykluser. Tilbakebetalingstiden ble for alle systemene lenger enn anslått levetid, og det ble derfor konkludert med at systemene ikke var økonomisk lønnsomme. Reduksjon i effekttopper var til stede, men kom i enkelte av tilfellene i veien for den økonomiske innsparingen. I tillegg til et integrert system ble det også vurdert rundt hvorvidt en elbil kan brukes som et alternativ, men grunnet høye kostnader på nødvendig utstyr ble dette alternativet også konkludert som økonomisk ulønnsomt.

## Abstract

In the last few years, Norway and Europe have seen a strong increase in electricity prices. Political uncertainty in Europe combined with more renewable energy sources has made security of supply more uncertain. In order to adapt to such changes and take advantage of the situation, innovative solutions must be applied.

In this project, it has been researched whether an integrated battery system can be used to reduce power peaks and at the same time be economically profitable. Hourly values have been extracted for the consumption of three houses from three different cities in Norway. The cities considered in this project were Trondheim, Ålesund and Oslo. based on the spot price and the consumption of the various homes, three different battery management systems have been designed. The three Control Systems are designed in MATLAB and are based on three different methods of earning as well as reducing power peaks.

System A, the simplest system, was based on charging at night when electricity is cheap, then discharging during the day when electricity is expensive. This system achieved a maximum earnings of a total of NOK 895.3 in 2022 for the home in Oslo, which corresponded to 4.31 % of the total electricity bill in the same year. System B was based on moving power peaks according to the spot price, and earned NOK 1318 at its highest, which corresponded to 6.10 % of the total bill. System C, the most complex system, was mainly based on the spot price while strictly avoiding high power peaks with iterative optimization. This system was the most profitable, as it had a total saving in Oslo 2022 of NOK 2116.4, the equivalent of 11.2 %.

The lifespan of systems A, B and C was 22, 30 and 20 years respectively, based on the batteries' tolerable amount of charge cycles. The payback period for all the systems was longer than the estimated lifetime, and it was therefore concluded that the systems were not economically profitable. A reduction in power peaks was present, but in some cases got in the way of the financial savings. In addition to an integrated system, it was also considered whether an electric car could be used as an alternative, but due to the high costs of the necessary equipment, this alternative was also concluded to be economically unprofitable.



## Viktige begreper

1-fase / 3-fase	Antallet vekselstrømmer som inngår i et elektrisk system
Cellekonfigurasjon	Hvordan en battericelle er sammenstilt
C-rate	Tiden det tar å lade et batteri fra 0 % - 100 %
$CO_2$ -kvote	Tillatelse til å slippe ut en mengde $CO_2$
Eksoterm reaksjon	Reaksjon som frigir energi
Energitetthet	Mengde energi i et system per volumenhet
Elektrokjemisk	Elektriske potensialer ved red-oksreaksjoner
Hybrid-inverter	Omformer AC/DC strømmer
Kalendrisk aldring	Aldringen på et batteri som funksjon av tid
Kraftmiks	Typen energikilder som brukes til produksjon av elektrisk kraft
Ladesyklus	En full opp-/utladning av batteri
Ohmsk motstand	Et materiales indre, elektriske motstand
Samtidighetsfaktor	Faktor som tar hensyn til total belastning i en gitt periode og område i et elektrisk system
Spotpris	Pris pr. kWh strøm det neste døgnet
Syklisk aldring	Aldringen på et batteri som funksjon av ladesykluser
Terminalspenning	Potensialforskjellen mellom elektrodene i en battericelle når det ikke er tilkoblet last

## Forkortelser

AC	Vekselstrøm (Alternating current)
AGM	Absorbent glas mat
AMS	Avanserte måle- og styringssystemer
DC	Likestrøm (Direct current)
DoD	Depth of discharge
DSB	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
HAN	Home Area Network
HW/SW	Hardware/Software
IT (nett)	Insulated Terra, isolert jording
kWh	kilowatt-time, Energi
LCA	Life cycle analysis
LiB	Litium-ionbatteri
LFP	Litiumjernfosfat-batteri
LMC	Litiumnikkelmagnesiumkoboltoksid-batteri
LMO	Litiummagnesiumoksid-batteri
NCA	Litiumnikkelkobaltaluminiumoksid-batteri
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
PV	Photovoltaic
TN (nett)	Terra Neutral, felles jord for systemet
SoC	State of charge
SoH	Sate of health
USD	Amerikanske dollar
V2G	Vehicle to grid
V2H	Vehicle to home

# Innhold

<b>Forord</b>	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>ii</b>
<b>Abstract</b>	<b>iii</b>
<b>Viktige begreper</b>	<b>iv</b>
<b>Forkortelser</b>	<b>v</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
<b>2 Teori</b>	<b>2</b>
2.1 Strømpris og kraftnettet i Norge . . . . .	2
2.1.1 Forskjellige prissoner . . . . .	2
2.1.2 Gridet og effekttopper . . . . .	3
2.1.3 Norsk kraftmiks . . . . .	4
2.1.4 Lastprofiler . . . . .	5
2.1.5 Strømregningens oppbygging . . . . .	7
2.1.6 Nettleiemodell . . . . .	8
2.1.7 Strømstøtte . . . . .	8
2.1.8 Fremtidsutsikter for strømprisen . . . . .	9
2.2 Kombinasjon med fornybare energikilder . . . . .	10
2.3 Batteri . . . . .	11
2.3.1 Blybatterier . . . . .	11
2.3.2 Litium-ionbatteri . . . . .	11
2.3.3 Temperatur . . . . .	14
2.3.4 Produksjon av litium-ionbatterier . . . . .	15
2.3.5 Batteriproduksjon i Norge . . . . .	16
2.3.6 Levetid . . . . .	18
2.3.7 Klimafotavtrykk fra batterier . . . . .	20
2.3.8 Elbil som batteribank . . . . .	21
2.3.9 Gjenbruk av elbilbatterier . . . . .	22
2.3.10 Potensielle farer ved elbil-batteri i hus . . . . .	23
2.3.11 Resirkulering av batterier . . . . .	24
2.4 Enova . . . . .	25
<b>3 System</b>	<b>26</b>
3.1 AMS-samhandling . . . . .	26
3.2 Hybrid-inverter . . . . .	26
3.3 Batteriet . . . . .	28
3.4 Datagrunnlag . . . . .	28
3.5 Kostnader relatert til implementering av smart system . . . . .	30
3.6 Mål for prosjektet . . . . .	31
<b>4 Simulering</b>	<b>33</b>
4.1 Hensikt og mål . . . . .	33
4.2 Nettleiebesparelser . . . . .	33
4.3 Batterisystem som lader ved gitte tidsrom (Styringsystem A) . . . . .	34
4.3.1 Behandling av spotpris . . . . .	34
4.3.2 Effektopper . . . . .	34

4.4	Batterisystem som flytter effekttopper (Styringssystem B) . . . . .	34
4.5	Utvidelse av spotpris- og effekttoppssystemet (Styringssystem C) . . . . .	37
4.6	Levetid . . . . .	40
<b>5</b>	<b>Resultater</b>	<b>41</b>
5.1	Styringssystem A . . . . .	41
5.1.1	Innsparing . . . . .	41
5.2	Inntjeningstid . . . . .	42
5.2.1	Forbruksmønster . . . . .	43
5.3	Styringssystem B . . . . .	44
5.3.1	Innsparing . . . . .	44
5.4	Inntjeningstid . . . . .	45
5.4.1	Forbruksmønster . . . . .	45
5.5	Styringssystem C . . . . .	46
5.5.1	Innsparing . . . . .	46
5.5.2	Optimaliseringsresultater . . . . .	47
5.5.3	Inntjeningstid . . . . .	48
5.5.4	Forbruksmønster . . . . .	48
<b>6</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>50</b>
6.1	Analyse av styringssystem A . . . . .	50
6.2	Analyse av styringssystem B . . . . .	51
6.3	Analyse av styringssystem C . . . . .	52
6.4	Konsekvenser for nettet . . . . .	54
6.5	Valg av batteri . . . . .	54
6.6	Uforutsigbarhet i strømpris . . . . .	54
6.7	Alternativer til integrert batteripakke . . . . .	55
6.8	Markedsverdi og potensiale . . . . .	56
6.9	Norsk batterinæring og klimafotavtrykk . . . . .	57
6.10	Gjenbruk av elbilbatterier . . . . .	58
6.11	Tekniske begrensninger og svakheter . . . . .	59
6.12	Batteri og fornybar energi . . . . .	60
6.13	Oppgavebegrensning og utvikling . . . . .	61
<b>7</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>62</b>
7.1	Videre undersøkelser . . . . .	63
<b>Vedlegg</b>		<b>I</b>
A	Datasheet LFP04 10.24 kWh ESS . . . . .	I
B	MATLAB-kode styringssystem C . . . . .	II

## Figurer

2.1	Oppdelingen av prisområder i Norge [5]. . . . .	3
2.2	Karbonintensiteten til norsk kraftmiks [11]. . . . .	5
2.3	Gjennomsnittlig effektbehov for husholdning i Storbritannia [14]. . . . .	6
2.4	Utviklingen av strømpris i Norge 2030-2050 [5]. . . . .	9
2.5	Utviklingen av strømpris i Norge 2022-2027 [19]. . . . .	10
2.6	Illustrasjon av LiB [27]. . . . .	12
2.7	Prisutviklingen på litium-ionbatterier siden 2011 [29]. . . . .	13
2.8	Forskjellige LiB-batterier [33, 34, 35]. . . . .	14
2.9	Fra venstre: posecelle, sylindrisk og prismatisk celle [39]. . . . .	15
2.10	Energibehov for produksjon av 1 kWh batterikapasitet [40]. . . . .	16
2.11	Utladningskapasitet mot antall ladesykluser [45]. . . . .	18
2.12	Antall sykluser i forhold ladevindu [46]. . . . .	20
2.13	Estimerte klimagassutslipp cradle-to-grave for LFP, LMO, NMC111 og NCA [47].	21
2.14	Steg i resirkulering [60]. . . . .	24
3.1	Enkelt flytskjema for implementert hybrid-inverter, PV-anlegg og batteri [70]. . .	27
3.2	Daglig forbruk for boligene i Trondheim, Ålesund og Oslo i 2022. . . . .	29
3.3	Gjennomsnittlig daglig strømpris for Trondheim, Ålesund og Oslo for 2022 [3]. . .	29
3.4	Gjennomsnittlig daglig strømpris Oslo for år 2021 og 2022 [3]. . . . .	29
4.1	Effekttopp som er ønskelig å redusere. . . . .	35
4.2	Batteriet forsyner boligen fordi effektforbruket overstiger en gitt begrensning. . .	36
4.3	Spotpris plottet mot daglige sentral mål. Spotpris fra Oslo 2022 i perioden 01.01 - 09.01 [3]. . . . .	37
4.4	Spotpris vs daglig snittpris (Trondheim 2022) [3]. . . . .	38
4.5	Eksempel på ladestatus til et 10 kWh batteri. . . . .	39
5.1	Gjennomsnittlig spotpris og gjennomsnittlig dagsforbruk, Oslo 2021. . . . .	41
5.2	Inntjenings tid for alle områdene i 2022 med batterisystemet. . . . .	42
5.3	Gjennomsnittlig forbruk med og uten batteri i Oslo 2021. . . . .	43
5.4	Oversikt over inntjenings tid av installasjonen gitt styringssystem B i Oslo 2022. .	45
5.5	Forbruk med og uten batteri i Trondheim 2022 over tidsperioden 01.01.2022 - 09.01.2022. . . . .	46

5.6	Batteriets kapasitet i Trondheim 2022 over tidsperioden 01.01.2022 - 09.01.2022. . . . .	46
5.7	Oversikt over inntjeningstid av installasjonen gitt dette styringssystemet (SYSTEM C) i Oslo, basert på innsparing fra 2022. . . . .	48
5.8	Forbruksmønster for Oslo 2022 uten og med 15 kWh batteri Tidsperiode: 01.01.2022 - 09.01.2022. . . . .	48
5.9	Batterikapasiteten over tidsperioden 01.01.2022 - 09.01.2022, Oslo, 15 kWh, styringssystem C. . . . .	49
.1	Datablad for Smart Energy System's batteri. . . . .	I

## Tabeller

2.1	Eksempel på strømregning . . . . .	7
2.2	Priser for ulike trinn i nettleien [16] . . . . .	8
2.3	Batterikapasitet VS temp og SOC [36] . . . . .	15
2.4	Norske aktører i batteriverdikjeden [41, 42] . . . . .	17
2.5	Antall sykluser i forhold til DoD [46] . . . . .	19
3.1	Strømforbruk og relaterte strømkostnader for de tre boligene, 2021 og 2022 . . . . .	30
3.2	Oversikt over pris på komponenter . . . . .	30
3.3	Totale kostnader for installering av 1-fase batterisystem . . . . .	31
3.4	Totale kostnader for installering av 3-fase batterisystem . . . . .	31
3.5	Kostnad for installering av toveis-elbillader [53] . . . . .	31
4.1	Oversikt over ønskede egenskaper med tilhørende krav og betingelser for styringssystem B . . . . .	36
4.2	Oversikt over ønskede egenskaper med tilhørende krav og betingelser for styringssystem C . . . . .	38
5.1	Besparinger ved å lade ved gitte tidsrom, [kr/år] . . . . .	42
5.2	Oversikt over innsparinger ved bruk av styringssystemet for de tre områdene i 2021 og 2022 . . . . .	44
5.3	Oversikt over innsparinger ved bruk av styringssystem C for de tre boligene i 2021 og 2022 . . . . .	47
5.4	Optimaliseringsfaktorer for Oslo 2022 m. 20 kWh batteri . . . . .	47

## 1 Introduksjon

I 2021 og 2022 har Norges innbyggere opplevd en kraftig økning i energipriser. Prisveksten har gjort det tydelig at selv norsk forsyningssikkerhet og norske kraftpriser er sårbare for større nasjonale og internasjonale endringer. Uro i Øst-Europa har preget prisen på gass og kull, samt svekket energimarkedet og -forsyningen. Dette, sammen med økte priser på CO<sub>2</sub>-kvoter og lav vannstand i vannmagasinene bidrar i stor grad til de bemerkelsesverdige kraftprisene [1].

I møte med de høye energiutgiftene øker også konkurransedyktigheten til fornybare energikilder. Økte CO<sub>2</sub>-kvoter retter et økt fokus mot implementering av grønne energiløsninger, og motiverer en hurtigere teknologisk og økonomisk utvikling innen området [1]. I tillegg til grønn energiproduksjon, har også grønne boligløsninger fått et stadig økt fokus. Herunder snakkes det gjerne om nullutslippshus, pluss-hus, avlastning av nettet og energieffektivitet. Kanskje kan elektriske biler bidra til å redusere belastningstopper i nettet dersom de benyttes som energilager for boliger. Eller, om en ikke har et elektrisk kjøretøy, hadde det kanskje vært gunstig å implementere et batteri som kan yte samme nytte.

Denne oppgaven skal undersøke muligheten for implementering av batteriteknologi i hjemmet. Kombinert med smarte batteri-styringssystemer skal batteripakken bidra til reduserte årlige strømutfgifter for boligen. Det skal undersøkes hvorvidt en investering i et slikt batterisystem kan være et netto lønnsomt økonomisk energiltak, eventuelt hvor lang tid det tar før investeringen kan gå i null. Programmeringsverktøyet MATLAB ble benyttet til databehandling, programmering av styringssystemene og plotting av resultater.



## 2 Teori

Denne seksjonen legger et grunnlag for teorien som vurderinger i denne rapporten baserer seg på. Dette inkluderer fakta som omhandler strømpris, kraftnett, Norges energisituasjon og batterier. Innholdet i teorikapitlet blir videre brukt i analyse av konseptet relatert til økonomi, bærekraft og potensielle styrker og svakheter ved løsningen.

### 2.1 Strømpris og kraftnettet i Norge

Kostnaden på strøm varierer konstant, og er sterkt tilknyttet ytre faktorer. Den siste perioden har vært preget av en strømpris i sterk økning og norsk befolkning har vært preget av de høye prisene [1]. Fra å i snitt ligge på 11.6 øre/kWh i 2020 og rekordhøye 63.4 øre/kWh i 2021 har strømprisen fortsatt å stige. I flere perioder av 2022 har gjennomsnittsprisen vært over dobbelt så høy som året før [2, 3]. Dette kommer som en konsekvens av en rekke forskjellige nasjonale og internasjonale faktorer. Deriblant er viktige årsaker økt pris på olje og kull (mye pga. krigen i Ukraina), været og  $CO_2$ -kvoter. I tillegg, i følge Statnett, utgjorde prisvirkningene av de nye utenlandskablene til Tyskland og England omtrent 10 % av strømprisen i 2021 [1].

#### 2.1.1 Forskjellige prissoner

Ettersom at Norgres energiforsyning i høy grad er værbasert vil kraftsituasjonen i stor grad variere rundt om i landet. Dette gjør at nettet ikke har kapasitet til å utjevne disse variasjonene over hele landet, og det er nødvendig med oppdelte prisområder. En konsekvens av dette er at det ofte vil være varierende strømpriser i ulike deler av landet, basert på tilgangen til energi. Det kan til tider også bli overskudd og underskudd av strøm innad i sonene ettersom at overføringsnettet ikke alltid har kapasitet til høy effektflyt. Her kan også driftssikkerhet begrense overføringskapasitet. Strømpris er direkte tilknyttet disse faktorene, og dette må tas høyde for ved simulering av ulike kraftsituasjoner [4, 5]. Figur 2.1 viser en oversikt over prisområdene i Norge.



Figur 2.1: Oppdelingen av prisområder i Norge [5].

### 2.1.2 Gridet og effekttopper

I Norge består kraftnettet av tre hovedkategorier; transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Transmisjonsnettet forbinder produsenter og forbrukere i ulike deler av landet i tillegg til at de overfører kraft til og fra utlandet. Kraftledningene er på 300 eller 420 kV. Regionalnettet er det som forbinder transmisjonsnettet med distribusjonsnettet og ligger normalt på 66 eller 132 kV. Distribusjonsnettet er nettet som forsyner sluttbrukeren, og omfatter spenninger fra 22 kV helt ned til 400 V/230 V for vanlige husholdninger. Årsaken til de ulike spenningsnivåene, er for å minske ohmske tap i overføringene [6]. Årlige tap i det norske nettet er på ca. 10 % [7]. Dette inkluderer overføringstap, men også transformator tap. Ohmske overføringstap er avhengige av strømmen og motstanden i kabel/linje. Aktive (ohmske) tap er gitt ved formel 2.1 [8].

$$P_{loss} = R_{kabel} \cdot I^2 \quad (2.1)$$

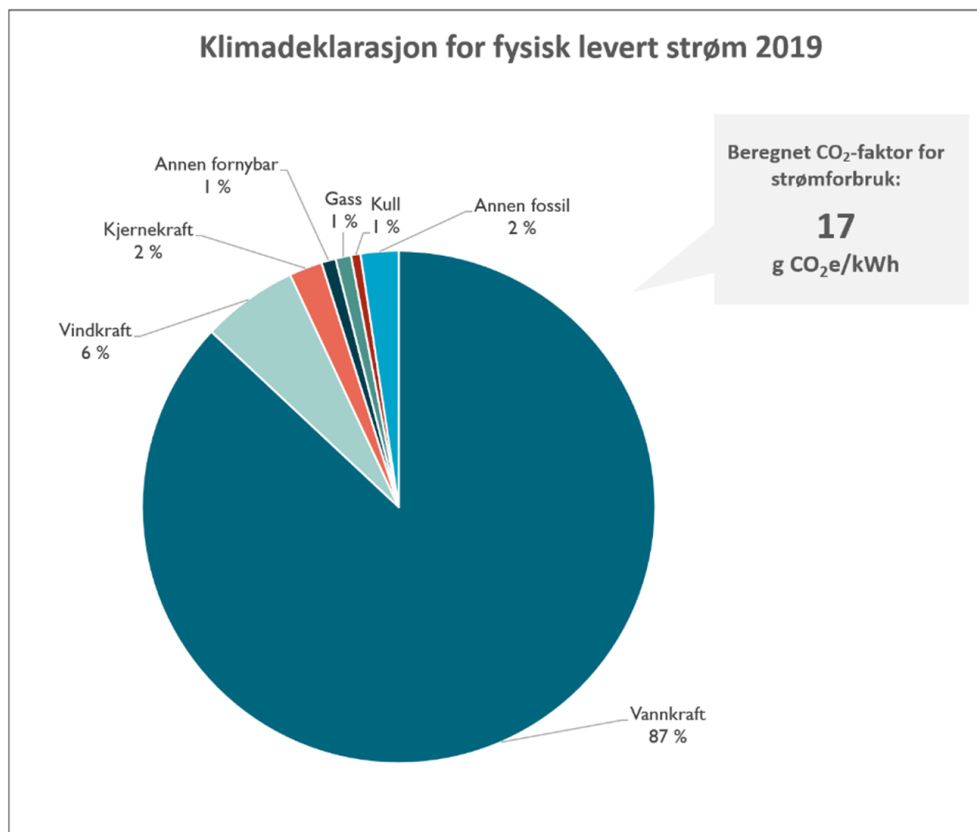
Her svarer  $P_{loss}$  til effekttap i kabel/linje, med enhet [W], og  $R_{kabel}$  er den ohmske motstanden i kabelen/linjen med enheten [ $\Omega$ ].  $I$  tilsvarer strømmen gjennom kabelen, og har enhet [A] [8].

I løpet av et døgn varierer kraftbehovet slik at det er høyest på morgenen og ettermiddagen, og lavest midt på dagen og på natten. Dette reflekterer også i stor grad strømprisene, da prisen øker med etterspørselen [9]. Disse effekttoppene kan være belastende på nettet og krevende for kraftleverandørene å dekke, ettersom at elektrisk energi i stor grad er ferskvare, og må brukes når det lages. Høy belastning kan resultere i et utbyggingsbehov av strømmettet, noe som resulterer i økte investeringskostnader, og derfor økte strømpriser [10].

Når kapasiteter i nettet dimensjoneres, blir det i hovedsak tatt hensyn til to forhold; hvor mange kunder skal det leveres til, og hva slags kunder er det snakk om, se kapittel 2.1.4 for mer detaljert beskrivelse. Nettet bygges med hensyn til effektbehov. Hver kunde kan trekke en maksimal effekt, men flere kunder trekker sjeldent maks effekt samtidig. Dette kalles gjerne samtidighetsfaktor. Samtidighetsfaktoren tar hensyn til hvor mange, og hva slags kunder som er tilkoblet, og ut i fra statistiske data kommer frem til en faktor som avgjør hvor stor effekt som burde installeres.

### 2.1.3 Norsk kraftmiks

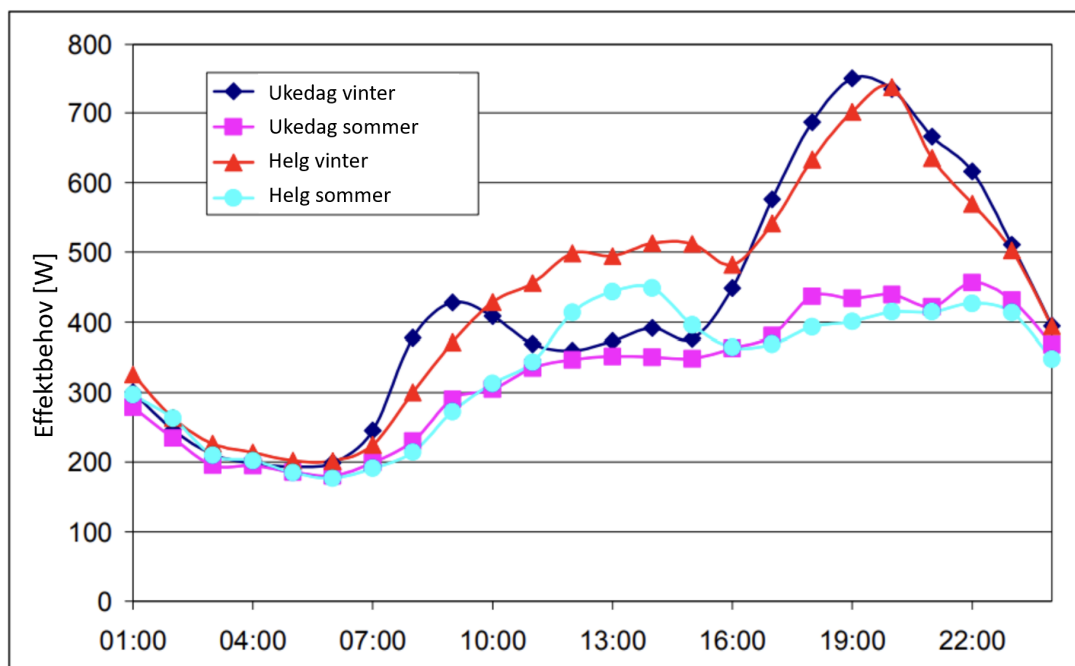
Norge har den største andelen fornybar energi for strømproduksjon i Europa [11]. Mesteparten av strømmen som produseres kommer fra vannkraft, med en økende andel vindkraft. Vannkraften stod for 89 % av produksjonen i 2022 [12]. Norge er tilknyttet det europeiske kraftnettet og importerer og eksporterer kraft. Dette betyr at det ikke bare er norskprodusert strøm i nettet. Av den importerte strømmen til Norge, kan produksjonsteknologien variere. Dette innebærer at strømmen kan ha vært produsert fra eksempelvis kjernekraft eller andre ikke-fornybare energikilder. Norges store andel fornybar strømproduksjon og relativt lite import, fører til at norsk strømforbruk er lite karbonintensiv. Det vil si at den norske kraftmiksen har et relativt lite  $CO_2$  – utslipp per kWh strømforbruk. Figur 2.2 viser en klimadeklarasjon for fysisk levert strøm i Norge fra 2019, levert av NVE.



Figur 2.2: Karbonintensiteten til norsk kraftmiks [11].

#### 2.1.4 Lastprofiler

Lastprofiler handler om å karakterisere energiforbruket til spesifikke kunder som for eksempel boliger, boligblokker, industri etc. Å skaffe oversikt og å kartlegge når og hvor mye effekt som forbrukes av ulike kunder er essensielt for å kunne styre kraftnettet på en mest mulig optimal måte og å planlegge kapasiteter. En lastprofil består typisk av effekt plottet mot tid. Dette kan være en periode på minutter, timer, døgn eller lengre. Figur 2.3 er et eksempel på lastfordelingsprofiler for husholdninger i Storbritannia. Lastprofiler lages gjennom historiske data, beregninger og/eller simuleringer [13]. Det finnes også mer detaljerte lastprofiler av enkeltkundens strømforbruk. I slike profiler er ofte de spesifikke lastene spesifisert.



Figur 2.3: Gjennomsnittlig effektbehov for husholdning i Storbritannia [14].

Den mest vanlige metoden å lage lastprofiler på er gjennom å bruke historiske data. Ved bruk av slike metoder analyseres store mengder data. I analysen inngår ofte bruk av maskinlæringsprogrammer som kategoriserer data etter hvor like de er. Dette gjør at de som har et likt forbruksmønster havner innenfor samme kategori. På denne måten kan det dannes et godt bilde på hvordan lastprofiler til en gitt gruppe ser ut. En god innsikt i hvor mye, og når boliger forbruker strøm er viktig for å planlegge energiløsninger. I sammenheng med en batteriløsning i husets energisystem, kan dette være et verktøy for å optimalisere og programmere et batteri til å operere i egnede tidsperioder.

### 2.1.5 Strømregningens oppbygging

Strømregningen består i hovedsak av to deler; strøm og nettleie. Den første delen baserer seg på hvor mye strøm som kjøpes hos en strømleverandør. Herunder finnes ulike avtaler som kan dreie seg om en fastpris eller en varierende strømpris (spotpris). Nettleien betales til den lokale netteier. Denne delen av regningen dekker kostnader for frakt av strømmen, vedlikehold, utbygging av nett, skatter og avgifter. Mer detaljert om nettleien er beskrevet i kapittel 2.1.6. En fullstendig strømregning kan eksempelvis se ut som vist i tabell 2.1. Denne strømregningen ble levert av Lars A. Hermansen 01.05.23.

Tabell 2.1: Eksempel på strømregning

Strøm					
Produkt	Periode	Antall	Pris	Mva	Sum
Månedlig fastbeløp	01.03.23-01.04.23	31 dager	39 kr/mnd	25 %	39.00
Din strømpris	01.03.23-01.04.23	349.19 kWh	129 øre/kWh	25 %	450.45
<b>Sum strøm</b>					489.45
Nettleie					
Produkt	Periode	Antall	Pris	Mva	Sum
Kapasitet 2-5	01.03.23-01.04.23	31 dager	4.74 NOK	25 %	147.00
Energiledd 06-22	01.03.23-01.04.23	259.19 kWh	17.50 øre/kWh	25 %	45.36
Energiledd 22-06	01.03.23-01.04.23	89.99 kWh	8.75 øre/kWh	25 %	7.88
Enova-avgift	01.03.23-01.04.23	349.19 kWh	1.25 øre/kWh	25 %	4.36
Forbruksavgift	01.03.23-01.04.23	349.13 kWh	11.45 øre/kWh	25 %	39.98
<b>Sum nettleie:</b>					244.58
Sum Strøm og nettleie					
Sum ekskl.mva					587.22
Medeier avgift 25 % av 587.22					146.80
Sum inkl.mva					734.02

For å forenkle beregninger for kostnader på strøm i denne oppgaven, er det kun blitt tatt hensyn til spotpris, fastledd for nettleie og energiledd. Ligningen for totalt kostnad for strøm er dermed gitt ved følgende ligning:

$$Total\ kostnad\ kraft = \sum (Forbruk \cdot (Spotpris + Energiledd)) + Fastledd \quad (2.2)$$

Her tilsvarer *Forbruk* boligens time-for-time energiforbruk [*kWh*], og *Spotpris* er strømprisen i et prisområde time-for-time med enhet [*kr/kWh*]. *Energiledd* svarer til den tidsbestemte tilleggskostnaden i nettleien for strømforbruk og har enhet [*kr/kWh*], og *Fastledd* er det månedlige fastbeløpet basert på effekttrinn i [*kr*]. Ytterligere forklaring av norske nettleiemodeller leses i Avsnitt 2.1.6.

### 2.1.6 Nettleiemodell

Fra og med 1. juli 2022 kom det en ny nettleiemodell for alle strømkunder i Norge. Den nye modellen har som fokus å fordele strømforbruket utover døgnet. Modellen baserer seg på timesforbruk hos kundene og består av to ledd; et fastledd og et “energiledd”. Hos de fleste nettselskapene i Norge blir fastleddet bestemt ut i fra ulike betalingstrinn. Hvilken trinn nettleien havner på bestemmes av gjennomsnittet av de timene i måneden kunden har høyest forbruk. Her er det mest utbredte å gå ut i fra de tre timene med høyest forbruk fordelt på tre ulike dager [15, 16]. Et eksempel på en slik trinnvis fastledd-modell er vist i Tabell 2.2 og tilhører strømselskapet Elvia. Den andre delen av nettleien er “energileddet”. Dette leddet bestemmes av hvor mye, og når energien brukes. Hvordan nettselskapene velger å sette prisene er opp til dem selv, men det er vanlig å operere med to prisklasser, en pris for natt og helg og en pris for dag slik som vist i Tabell 2.2.

Tabell 2.2: Priser for ulike trinn i nettleien [16]

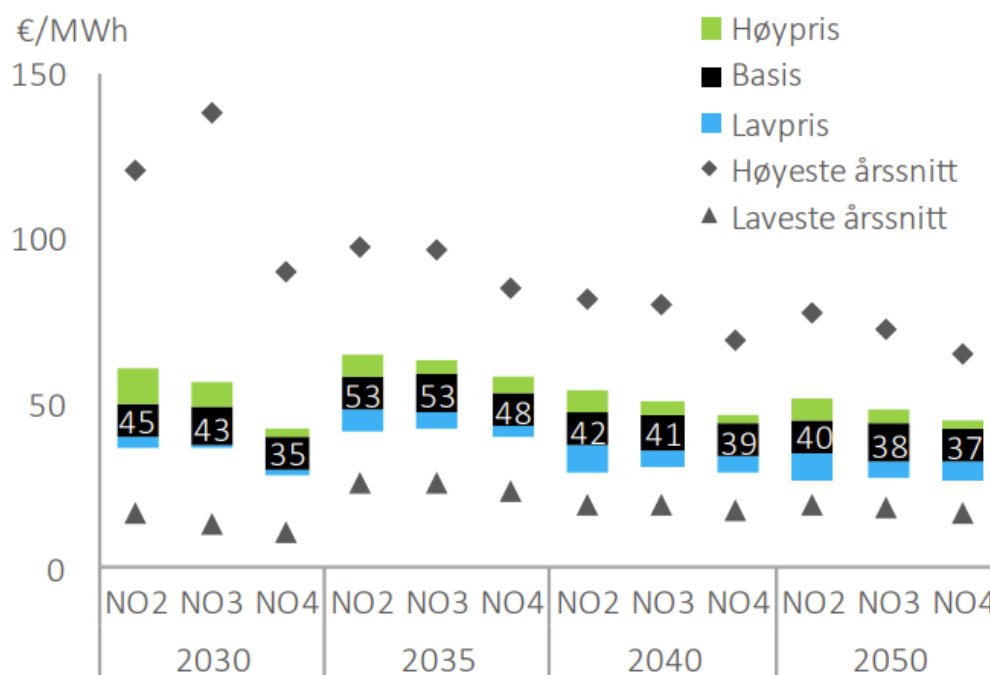
Trinn	Effekt [kW]	Fastledd kr/mnd	Energiledd Dag øre/kWh	Energiledd Natt/Helg øre/kWh
Trinn 1	0-2	110	35,20	28,95
Trinn 2	2-5	170	35,20	28,95
Trinn 3	5-10	270	35,20	28,95
Trinn 4	10-15	370	35,20	28,95

### 2.1.7 Strømstøtte

Norge har de to siste årene sett en kraftig økning i strømpriser. Anstrengte politiske forhold i Europa samt en mangel på energiforsyning har ført til en “energikrise”. I 2022 så Norge en tredobling av strømprisen sammenliknet med gjennomsnittet for de fem foreliggende årene [17]. Dette har ført til ustabile priser og usikre strømregninger. Som et tiltak mot usikkerheten kom regjeringen med en strømstøtte som skal kutte ned på de høyeste pristoppene. Strømstøtten går ut på at dersom gjennomsnittlig strømpris over en måned for et prisområdet overstiger 70 øre vil staten dekke 90 % av kraftprisen over dette nivået. Dette gjelder for perioden september 2022 til mars 2023. Fra og med april 2023 til september 2023 vil den ligge på 80 % over 70 øre og fra oktober 2023 til desember 2023 tilbake til 90 %. Regjeringen har på en pressekonferanse 15. februar 2023 foreslått en ny endring i støtten som baserer seg på time-for-time, i stedet for månedlig gjennomsnitt. Denne modellen kan innføres i starten av 2024 [18].

### 2.1.8 Fremtidsutsikter for strømprisen

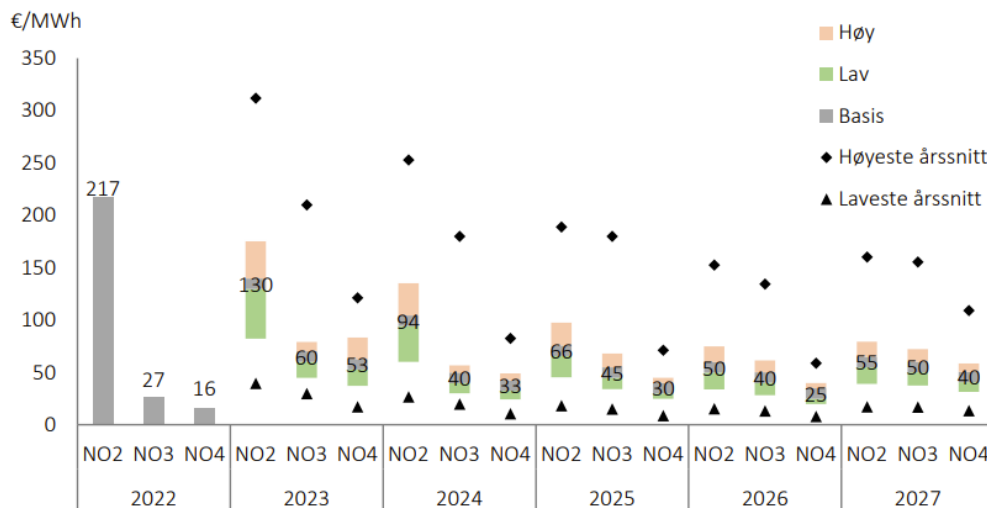
Strømprisen fram over i tid vil alltid være usikker da den påvirkes av både værforhold, politiske endringer, og utviklingen av kraftproduksjon og kraftforbruk. Det å kunne spå den eksakte prisendringen langt fram i tid er ikke mulig, og prisen kan variere mye fra år til år. Et grovere anslag på hvordan prisen kan se ut de neste tiårene er presentert av Statnett i markedsanalysen LMA20. Her tar statnett for seg energimarkedet i Norge og Europa fra 2022 til 2050. I rapporten bli det påpekt hvor usikre disse tallene kan være, og hvordan været vil ha mye å si for endringen i pris. De trekker også fram hvordan den teknologiske utviklingen innen fornybar energisektor også vil føre til en sterkere sammenheng mellom energiprisen og klima. Figur 2.4 nedenfor, viser hvordan den kommende energiprisen kan se ut, med en topp i 2022 på 217 € per MWh i årssnitt. Figuren viser hvordan prisene vil synke det komende tiåret og stabilisere seg rundt 40 € per MWh. Her vil NO2 - NO4 referere til de ulike prissonene i Norge.



Figur 2.4: Utviklingen av strømpris i Norge 2030-2050 [5].



Statnett kom også ut med en kortsiktig markedsanalyse for årene 2022-2027 i November 2022. Her tar de for seg energiprisen i Norge hvert år fra 2022 til og med 2027. Grafen viser hvordan prisene vil bli billigere for Sør- og Øst-Norge og dyrere for Midt- og Nord-Norge. Figur 2.5 viser også hvor stor usikkerhet det er i prognosen, med profetert høyeste og laveste årssnitt. Her vil NO2 - NO4 igjen referere til de ulike prissonene i Norge.



Figur 2.5: Utviklingen av strømpris i Norge 2022-2027 [19].

## 2.2 Kombinasjon med fornybare energikilder

Det har den siste tiden vært en økning i installert solkraft i Norge. Grunnet stadig synkende priser åpner det seg muligheter for husholdninger å installere solceller på taket [20]. Solceller satt i system med en batteripakke har mange gunstige egenskaper for husholdningens energiforbruk. Produksjonsoverskudd fra solcellene kan lagres i batteri og benyttes når det er behov. Dette gjør at det i større grad kan benyttes egenprodusert strøm, noe som bidrar til redusert effekttrekk fra nettet og muligheter for økonomisk innsparing. Dette lar seg gjøre gjennom integrerte elektriske systemer, lagring, AMS-samhandling og hybrid-inverter, slik som beskrevet i Kapittel 3.1 og 3.2. I tillegg er det mulig å selge overskuddsstrøm på nettet etter avtale med nettselskapet. En plusskunde er en nettkunde som både leverer og forbruker strøm på nettet. Dette medfører ofte enkelte fordeler tilknyttet nettleie [21]. Statistikk fra NVE viser at antallet plusskunder i Norge har steget jevnt de siste årene. Antall plusskunder blant husholdninger har tredoblet seg siden 2019 og er også den dominerende andelen sammenlignet med næring [22].

## 2.3 Batteri

All form for lagring av energi som senere kan utnyttes, kan karakteriseres som et batteri. I dag finnes det et bredt spekter av batterier som strekker seg fra mekaniske til kjemiske batterier. Den mest utbredte formen er de elektrokjemiske batteriene. Dette er batteriene som finnes i det aller meste av teknologi, da det brukes i alt fra mobiler til biler. Selv innenfor de elektrokjemiske batteriene er det mange ulike teknologier som blir brukt, der hver har sine fordeler og ulemper. I dag er det bly og- litium-ionbatterier (LiB) som er de mest brukte.

### 2.3.1 Blybatterier

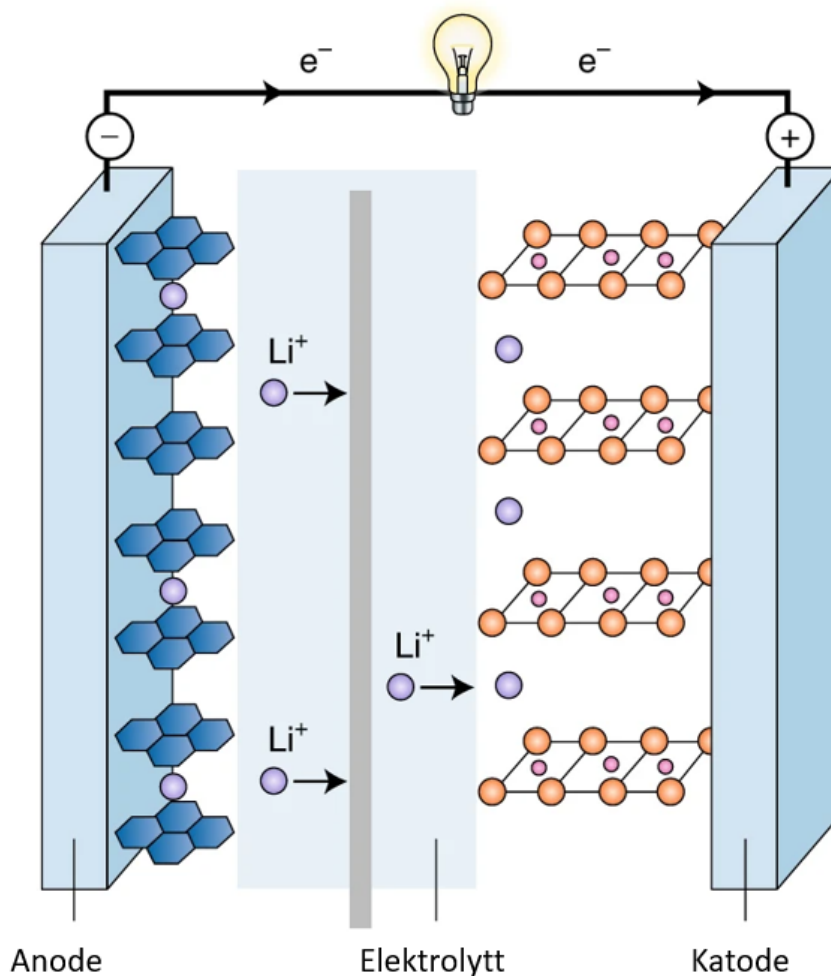
Blybatteriet er blant de første ladbare batteriene. I dag blir batteriet fremdeles brukt i kjøretøy som biler og fly på grunn av batteriets lave kostnad. Blybatteriet er i tillegg pålitelig, og det har en lang levetid dersom det blir brukt riktig. Derimot er batteriet tungt og bør ikke lades for dypt ut [23]. Innenfor blybatterier er det igjen ulike teknologier brukt for å bedre bruken.

Et type blybatteri som ofte har blitt brukt til lagring av solenergi er AGM-batterier. AGM (Absorbent glass mat) er et blybatteri hvor en tynn glassfibermatte er plassert mellom den positive og negative siden i batteriet for å bedre absorbere batterisyren [24]. AGM-batteriet er relativt vedlikeholdsfritt og har mindre sjanse for skade i forhold til tradisjonelle blybatterier. Selv om batteriet har lengre levetid en det tradisjonelle har det bare en tiendedel av et LiB [25].

### 2.3.2 Litium-ionbatteri

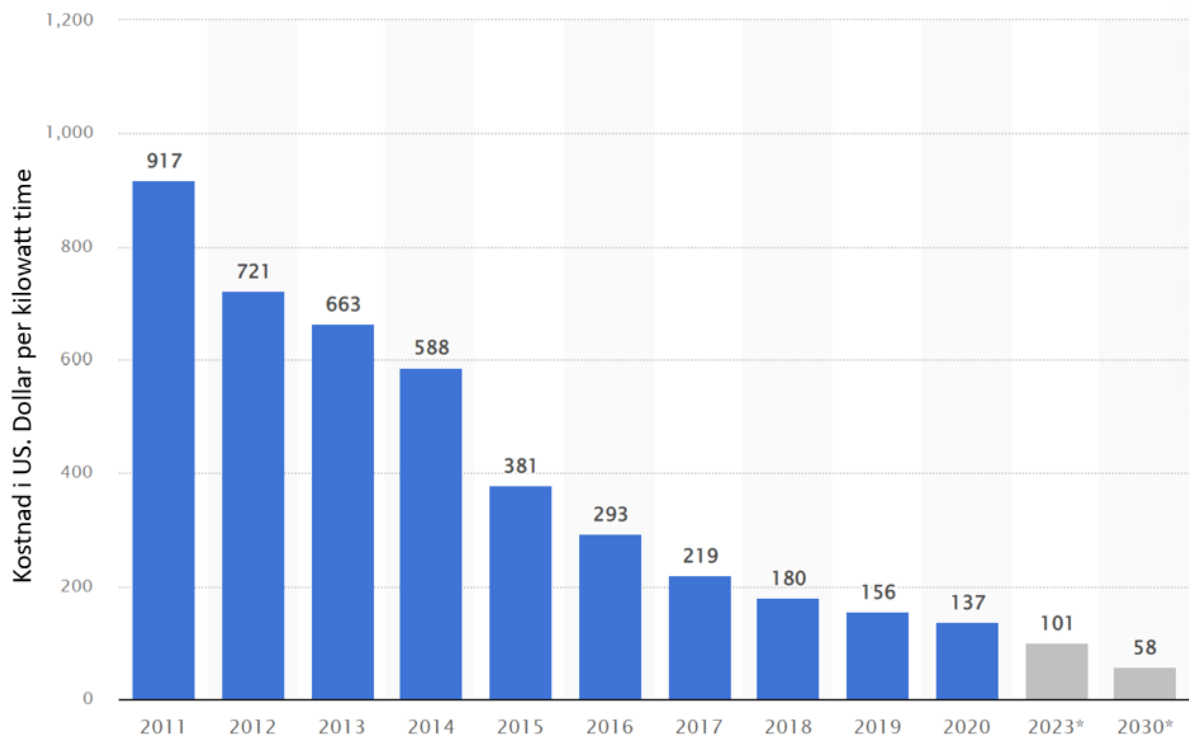
I dag er den mest brukte batteriteknologien LiB. Dette er fordi disse batteriene har den høyeste energitettheten av alle oppladbare batterier. Sammenliknet med et blybatteri kan et LiB har opptil 8 ganger høyere energitetthet [8]. Dette gjør batteriet svært ettertraktet i portable enheter ettersom at vekten blir kraftig redusert.

Batteriet er bygd opp på samme grunnlag som alle andre batterier og består av en anode, katode og en elektrolytt. I LiB er anoden som regel laget av grafitt og katoden laget av et litiumoksid. Når batteriet lades vil positive litiumioner overføres fra katoden til anoden og lagres i en kjemisk struktur. Batteriet utlades ved at litiumioner beveger seg fra anoden gjennom elektrolytten til katoden [26]. Figur 2.6 illustrerer hvordan batteriet fungerer.



Figur 2.6: Illustrasjon av LiB [27].

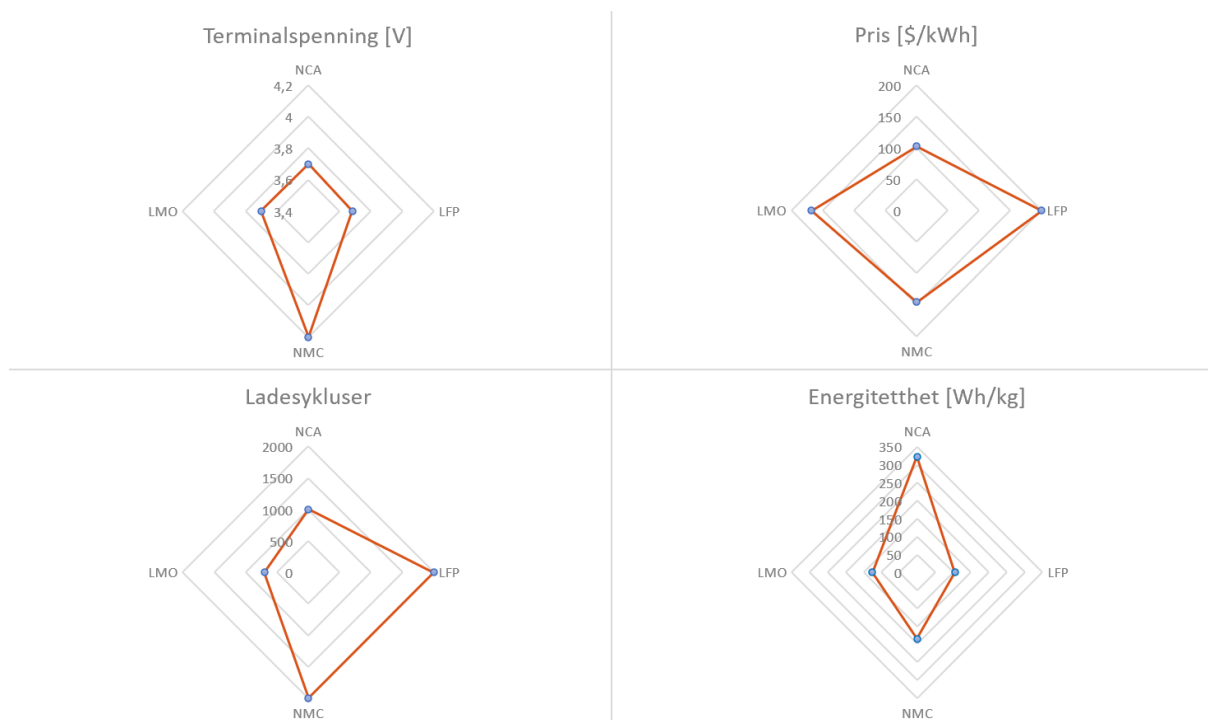
Den store interessen fører også med seg at dette er et område det forskes mye på. Etterhvert som teknologien utvikler seg, kommer det nye løsninger som fører til økt effektivitet og lavere kostnader. I en artikkel fra 2018 sier professor ved Institutt for Materialteknologi ved NTNU, Ann Mari Svensso, at prisen på LiB har blitt redusert med 75 % siden 2008 [26]. Idag er LiB like populære og utviklingen går raskt. Prisen fortsetter å synke samtidig som batterikapasiteten øker og i følge IRENA (International Renewable Energy Agency) vil den gjennomsnittlige prisen på installerte komplette batterisystemer ligge under 200 USD per kWh innen 2030 [28]. Derimot mener Statista, et internasjonalt statistikk og undersøkelses firma, at prisen på selve batteripakken kan komme så lavt som 58 USD per kWh [29]. Figur 2.7 viser denne utviklingen i et stolpediagram.



Figur 2.7: Prisutviklingen på litium-ionbatterier siden 2011 [29].

Til tross for den nedadgående trenden, har batteriprisene økt det siste året. Dette skyldes i hovedsak de økte prisene på viktige batterikomponenter sammen med den kraftige økningen i priser for metaller som litium, kobolt og nikkell. Disse metallene er essensielle i dagens batterier, og har ført til en gjennomsnittlig økning på batteripakker på 7 % fra 2021 til 2022 [30].

Innenfor LiB er det mange ulike teknologier som blir brukt, der forskjellige materialer er utnyttet for å forbedre ulike aspekter ved batteriene. I dagens marked er det i hovedsak de fire batteritypene LMO, LFP, NMC og NCA som er de mest brukte i elbiler. Der de ulike batteriene differensierer mest er bruken av ulike anode og katodematerialer. Det er den kjemiske sammenhengen på disse som gir batteritypene sine respektive navn. LMO (Litiummagnesiumoksid), LFP (Litiumjernfosfat), NMC (Litiumnikkellitiummagnesiumkoboltoksid) og NCA (Litiumnikkelkoboltaluminiumoksid) [31]. Helt eksakt hvilke spesifikasjoner de ulike batteritypene har er vanskelig å angi, ettersom at batteriteknologi er i stadig utvikling. I tillegg utfører de ulike firmaene og forskningsinstituttene ofte sine egne tester og forsøk, hvilket gir ulike resultater [32]. Figur 2.8 gir en oversikt over de forskjellige teknologiene sammenliknet med hverandre på ulike egenskaper.



Figur 2.8: Forskjellige LiB-batterier [33, 34, 35].

### 2.3.3 Temperatur

Batteriene kommer også med sine ulemper. Elektrokjemiske batterier tilsier at de er både avhengig av elektronikk og kjemiske forbindelser for å fungere. De kjemiske forbindelsene i batteriet er svært avhengige av at temperaturen i batteriet verken blir for høy eller lav. Et ideelt operativt temperaturvindu vil ligge mellom 15 °C og 35 °C, da dette vil utelukke skader som følge av temperatur. Dette kan være vanskelig å opprettholde, og det kan derfor argumenteres for at et hverdagslig og mer akseptabelt temperaturvindu er innenfor -20 °C til 60 °C [26, 36].

Ved lave temperaturer er det ikke de langvarige skadene som er det største problemet. Her er det ytelsen til batteriet som blir mest påvirket. De lave temperaturene øker den ohmske motstanden ved opp- og utlading samtidig som den ioniske ledningsevnen også reduseres [36]. Dette fører til større tap i batteriet og det vil som konsekvens yte dårligere. Denne reduksjonen i ytelse er, til forskjell fra høy-temperatursskader, bare midlertidig. Dersom batteriet får tilbake varmen vil effekten returnere.

Ved høye temperaturer er skadene mer komplekse og øker sjansen for å langvarige og permanente skader. I liket med de fleste andre batterier produserer LiB varme ved ulike prosesser i opp- og utladningssyklusen [36]. Disse eksoterme reaksjonene i kombinasjon med høy omgivelsestemperatur er det som skaper problemer i batteriet. Den høye temperaturen ødelegger ulike komponenter i

batteriet og gjør at aldringen til batteriet skjer raskere. Dette kan føre til en reduksjon i batteriets levetid. I verste fall kan høy temperatur også føre til thermal runaway. Dette er et fenomen i LiB der det dannes nok varme til at de eksoterme reaksjonene blir spontane, som vil si at de starter av seg selv. Dette skaper en kjedereaksjon som vil føre til at batteriet blir så varmt at det kan ta fyr [37, 38].

Tabell 2.3 viser en undersøkelse utført av Cadex Electronics Inc, der batterier ble ladet til henholdsvis 40 % og 100 % SoC, og deretter lagret over tid ved ulike temperaturer. Her kan en se hvilke effekt ulike temperaturer har på aldringen, og hvordan SoC (State of Charge) kan påvirke et batteri. Soc er et viktig begrep for batterier og refererer til hvor mye batteriet er ladet opp. En SoC på 40 % vil si at batteriet er ladet opp 40 % av maks kapasitet.

Tabell 2.3: Batterikapasitet VS temp og SOC [36]

Temperatur	40 % SOC	100 % SOC
Etter 1 år		
0 °C	98 %	94 %
25 °C	96 %	80 %
40 °C	85 %	65 %
60 °C	75 %	60 %

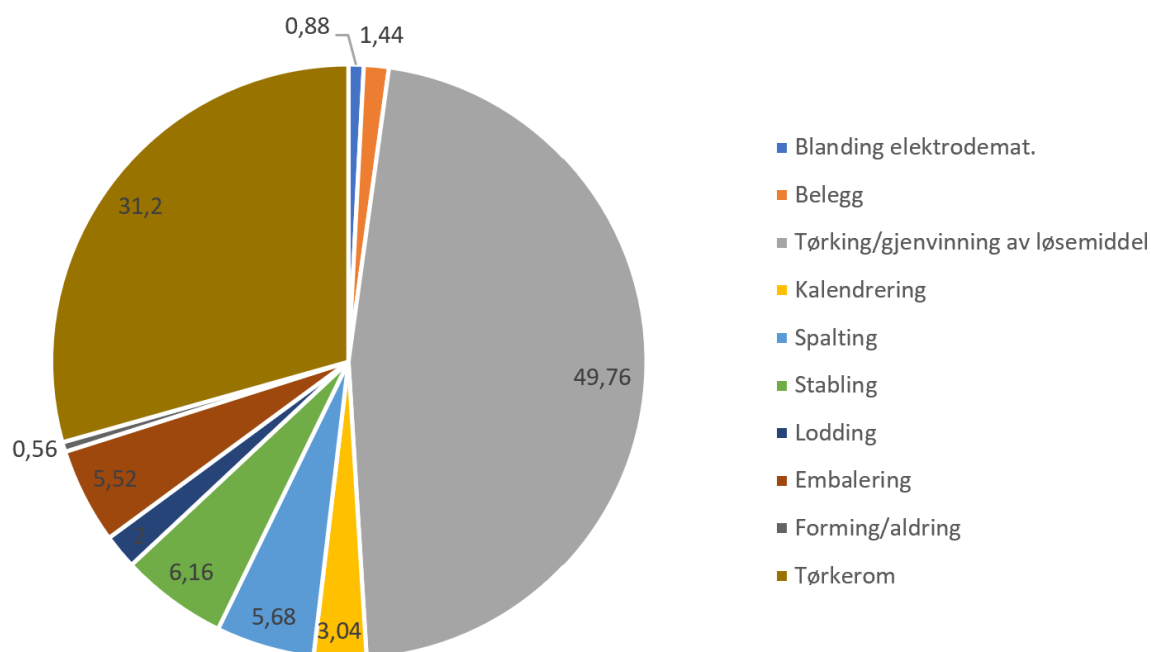
### 2.3.4 Produksjon av litium-ionbatterier

LiB er svært komplekse og sårbare energilagringenheter å produsere. De krever stor nøyaktighet med hensyn til tempertur, kjemiske konsentrasjoner og bevegelse. Batteriene finnes hovedsaklig i tre typer cellekonfigurasjoner; sylindrisk, prismatisk og posecelle. Produksjonsprosessen mellom disse er noe forskjellig men har mange av de samme stegene. Figur 2.9 viser de tre cellekonfigurasjonene.



Figur 2.9: Fra venstre: posecelle, sylindrisk og prismatisk celle [39].

Første steg i produksjonsprosessen er å blande katodematerialet. Her er det viktig å sørge for en så ren og homogen blanding som mulig med et lite fuktinnhold. Denne blandingen blir deretter belagt på en elektrode, ofte bestående av aluminium. Et jevnt trukket belegg er kritisk for å oppnå et godt resultat. Videre skal dette belegget tørkes. Tørking er den mest energikrevende delen av prosessen, og å oppnå jevn tørking uten sprekker i materialet er hovedutfordringen her. De neste stegene er mer spesifikke mot cellens konfigurasjon, men de innebærer en kalendring/stabling av elektrodene. Cellene skal også tørkes videre, sammenstilles, loddes sammen, forsegles og ferdigstilles [40]. Å produsere battericeller krever mellom  $50 - 180 \text{ kWh}_{el}/\text{kWh}_{batteri}$ . I dette tallet er ikke utvinning, raffinering av råmaterialer ikke inkludert. Figur 2.10 viser hvordan energiforbruket er fordelt under prosessen. Tallene i sektordiagrammet er prosentandeler for de ulike prosessene.



Figur 2.10: Energiforbruk for produksjon av 1 kWh batterikapasitet [40].

### 2.3.5 Batteriproduksjon i Norge

Norge er nå et av de landene som satser på batteriproduksjon som industri. Regjeringen har framlagt Norges første batteristrategi, der de vektlegger en rekke viktige faktorer for at Norge skal bli en ledende internasjonal aktør innen batteriindustrien. Her understrekes også ambisjonen om å gjøre hele batteri-verdikjeden bærekraftig og lønnsom, samt styrke norske aktørers tilstedeværelse innad i verdikjeden [41].

I forbindelse med dette nevner regjeringen en rekke aktører som allerede befinner seg langs næringskjeden i dagens marked. I sin batteristrategi fremlegger Regjeringen følgende oversikt over de norske aktørene, se Tabell 2.4.

Tabell 2.4: Norske aktører i batteriverdikjeden [41, 42]

Produksjonsledd	Aktører
Mineraler	Skaland Graphite AS
Råmaterialer Annen bruk	Hydro Nikkelverk Glencore Elkem
Forløpere	
Batterimaterialer	Vianode Elkem Borregaard Cenate CealTech TioTech
Komponenter	
Celleproduksjon	FREYR Battery Norway Elinor Beyonder Batteries Morrow Batteries Norway
Batteripakker	Corvus Energy Siemens Energy ZEM Evoy
Innsamling	Batteriretur NORSIRK
Resirkulering	Hydrovolt Nikkelverk Glencore ReSiTec
Restutnyttelse	Hagal Yedlik Evyon ECO STOR

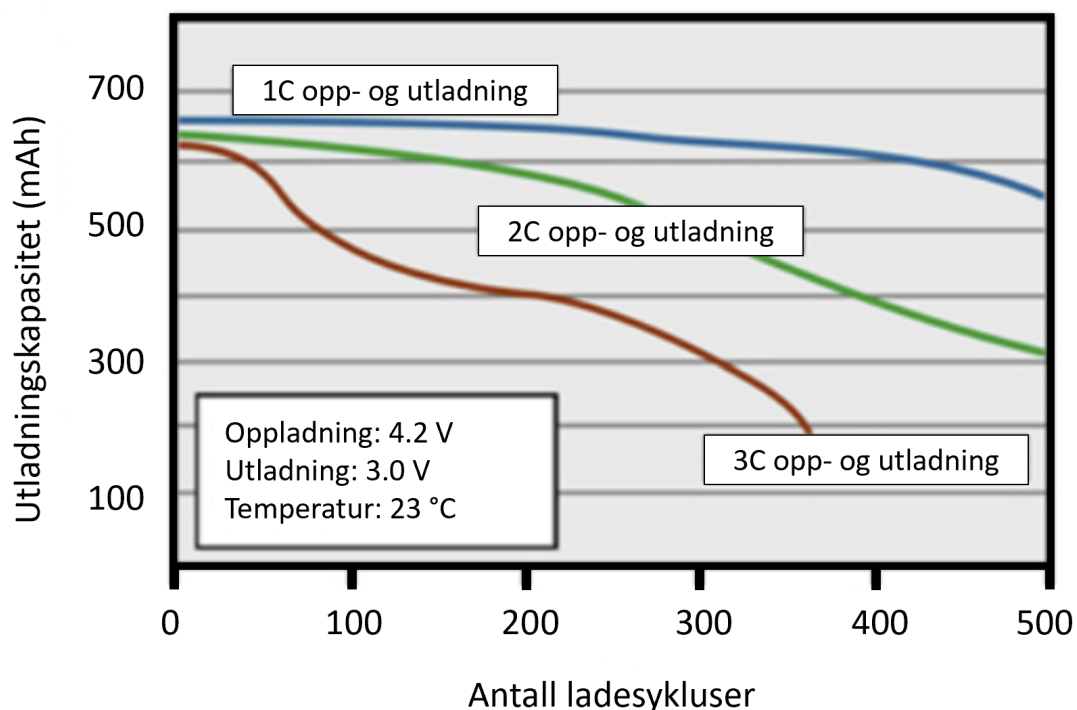
For å ytterligere motivere en norsk utvikling innen batteriindustrien vil regjeringen aktivt tilrettelegge for at bedrifter søker Norge som vertsland. Regjeringen vil derfor iverksette tiltak som kan stille med kapital, lån og garantier, fremme kompetansetilgang, støtte kommuneutvikling, og bidra til tomter og annen sentral infrastruktur. Dette belyser statens holdning til utvikling og styrking av batteriindustri i Norge, og bidrar til en økt interesse for unge aktører. En utvikling slik som den som tilrettelegges for vil i tillegg til økonomisk omsetning, potensielt kunne sysselsette flere tusen arbeidstakere [41].



### 2.3.6 Levetid

Et problem ved dagens LiB er aldring. Selv om batteriene er kraftige og relativt volum- og vekt effektive aldres de fort. Nye batterier kan få batterikapasiteten halvert på bare få år. I hovedsak er det to typer aldring batteriene utsettes for; kalendrisk og syklisk aldring. Kalendrisk aldring er den aldringen som skjer over tid, og den skjer selv når batteriet ikke er i bruk. Syklisk aldring derimot er den aldringen som skjer på grunn av oppladning og utladning av batteriet. Den totale aldringen på et batteri er et komplekst forhold mellom disse to og er i tillegg sterkt påvirket av designet på batteriet [43].

En viktig grunn til aldring ved batterier er C-raten batteriet lader opp og ut ved. C-rate viser til hvor fort et gitt batteri lader fra 0 % - 100 %. En C-rate på 1 C vil si at det tar en time å lade helt opp. Dersom C-raten dobles, halveres tiden det tar å lade batteriet helt opp. En C-rate på 2 gir altså da en ladetid på 30 min [44]. Hvilken C-rate batteriet lades med vil være viktig for levetiden. Figur 2.11 viser hvilken effekt C-raten kan ha på batteriets levetid og en kan se at en høyere ladehastighet vil redusere batteriets levetid. Studien er utført av Batteri Universitetet som er en gratis lærings plattform for batterier substituert av Cadex Electronics Inc.



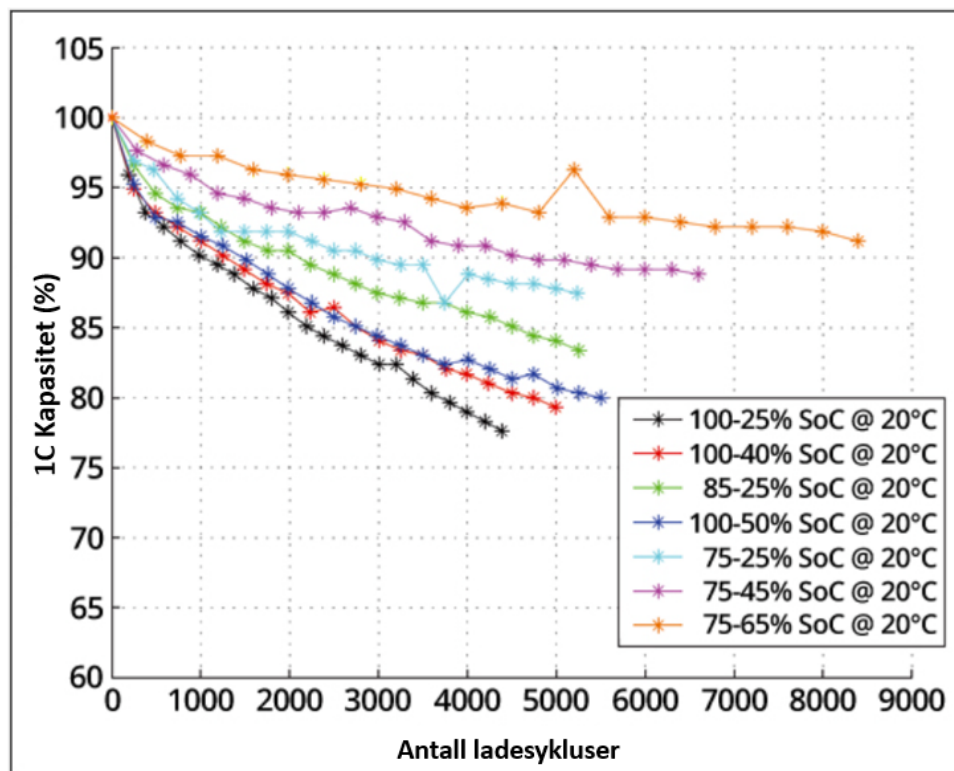
Figur 2.11: Utladningskapasitet mot antall ladesykluser [45].

Et annet viktig aspekt ved aldring av batterier er hvor dypt batteriet lades ut og hvor fullt det så lades opp igjen. DoD (Depth of discharge) er et mål på hvor dypt batteriet lades ut og referer prosentmessig til hvor mye av batteriet som er igjen. En DoD på 80 % vil si at batteriet har 20 % av full kapasitet. Hvilken DoD batteriet opererer med vil være avgjørende for levetiden til batteriet. En høy DoD vil føre til at batteriets kapasitet utnyttes mer per ladesyklus og batteri vil da få et kortere liv. I Tabell 2.5 kan sammenhengen mellom DoD og levetiden til batteriet observeres. Tabellen viser også hvordan en lavere DoD kan gi et forlenget livsløp.

Tabell 2.5: Antall sykluser i forhold til DoD [46]

Omtrentlig antall utladningssykluser		
DoD	NMC	LiPO <sub>4</sub>
100 %	300	600
80 %	400	900
60 %	600	1500
40 %	1000	3000
20 %	2000	9000
10 %	10 000	15 000

Batteriprodusenter opererer ofte med antall sykluser når levetiden skal oppgis. Dette kan variere i alt fra et par hundre sykluser til flere tusen. Disse syklusene referer som regel til en operativ DoD på 100 % og er ofte et grovt estimat på den faktiske levetiden. Dersom DoD senkes vil livet kunne forlenges. I likhet med DoD er også hvilket ladevindu batteriet opererer i viktig. I Figur 2.12 er ulike ladevindu plottet mot hverandre og demonstrerer hvordan både lav og høy SoC påvirker levetiden til batteriet. For batteriene som benyttes i denne oppgaven anslås det en levetid på omtrent 8000 sykluser ved 0.5 C, basert på informasjon i datablad fra Smart Energy Systems A.

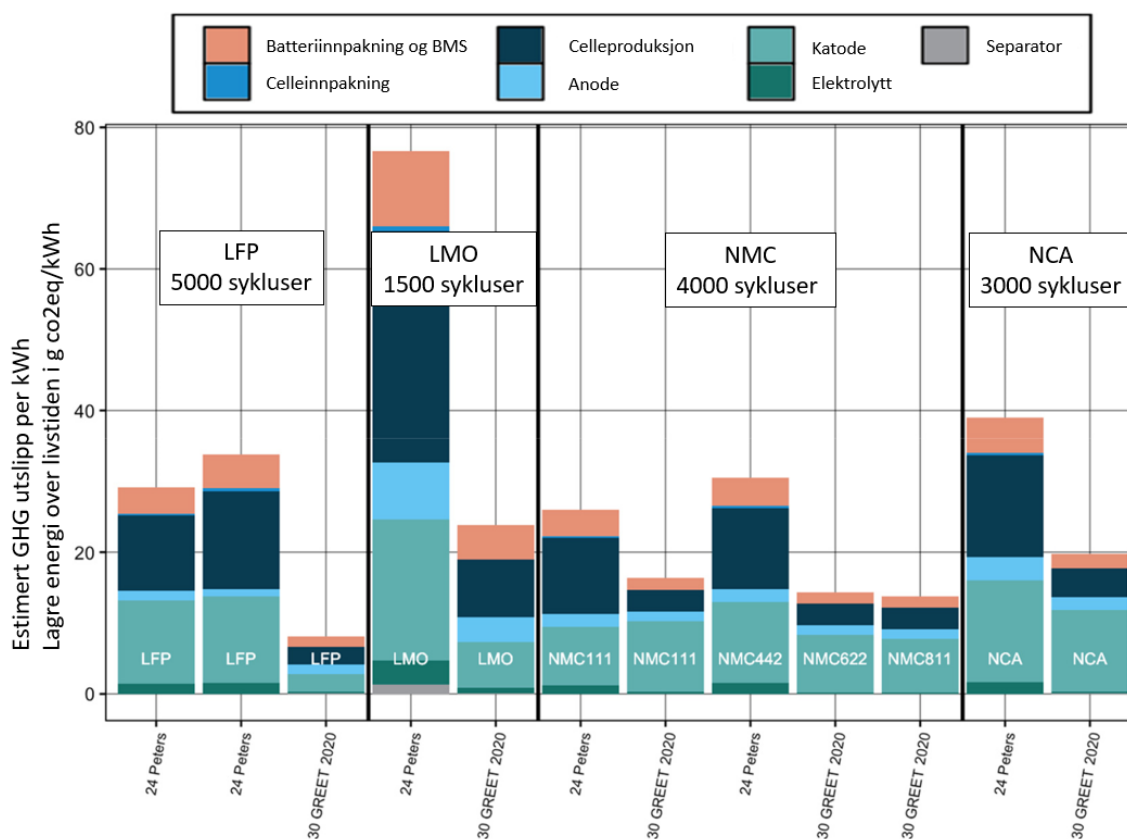


Figur 2.12: Antall sykluser i forhold ladevindu [46].

### 2.3.7 Klimafotavtrykk fra batterier

For å undersøke klimafotavtrykket til batterier benyttes livsløpsanalyser. Den økte bruken av LiB har også ført til mer kunnskap og forskning rundt miljøpåvirkninger knyttet til produksjon, bruk og resirkulering av batteriene. Materialinnholdet i LiB varierer med konfigurasjon og design, beskrevet i Kapittel 2.3.2. I denne delen er det blitt tatt utgangspunkt i en LCA for fire av de vanligste LiB-kjemiene [47].

Figur 2.13 viser en oversikt over klimagassutslippene fra fire ulike LiB-kjemier; LFP, LMO, NMC og NCA. Utslippene er for cradle-to-grave og inkluderer dermed resirkulering av batteriene. Det kommer frem i rapporten at katodematerialene og selve celleproduksjonen av batteriene er de største bidragsyterne til utslipp av  $CO_2$  eq. Katoden i batteriene består av en rekke ressurs og- energikrevende materialer. Basert på data som er representativt for dagens storskala industriell produksjon av LiB, konkluderes det i rapporten med at det er oppstrøms produksjon av batterimaterialer som i sin helhet står for den største andelen av energibruk og miljømessig påkjenning. Det trekkes frem at resultatene fra analysen er svært avhengig av leveringskjeden og materialene benyttet i batteriet. Resultatene er i tillegg basert på et antatt antall ladesykluser et gitt batteri har i løpet av sin brukstid.



Figur 2.13: Estimerte klimagassutslipp cradle-to-grave for LFP, LMO, NMC111 og NCA [47].

### 2.3.8 Elbil som batteribank

Vehicle to Grid (V2G) eller Vehicle to Home (V2H) er en ny og stadig mer fremtredene teknologi som stiller seg som et alternativ til installasjon av batteripakker i hjemmet. Nye elbilladere åpner for toveislading, noe som gjør at elbilen i tillegg til å trekke strøm fra nettet, også kan levere strøm. Strømmen kan da selges tilbake til nettet eller bli brukt i hjemmet. På denne måten kan bilen brukes som et batteri for boligen når den ikke er i bruk. Det har i tillegg vokst til et marked for direkte gjenbruk (second-life) av elbilbatterier til energilagringenheter [48].

Den stadig økende elbilparken gjør at flere og flere hjem i Norge har tilgang på en eller flere elbiler. I dag er det rett i underkant av 600 000 elbiler på norske veier, som er en økning på 30 % sammenliknet med foregående år [49]. I den økende bilparken blir også batteripakkene i bilene jevnt over større for hvert år, uavhengig av klasse. I 2011, da Nissan Leaf ble lansert, hadde bilen en batteripakke 24 kWh, i 2022 kom bilen i to utgaver, der den minste pakken var på 40 kWh. I 2022 har også de minste elbilmodellene, som Renault Zoe og Fiat 500 e, batteripakker på rundt 40 kWh, mens de mest solgte modellene, som Tesla Model 3 og Model Y, har pakker fra 60 kWh og oppover [50].

På grunn av de store batteriene blir bilene sjeldent kjørt tomme. I følge SSB kjøres personbiler i Norge i snitt 11 095 km i året. Dette tilsvarer 30 km om dagen. Dersom det tas utgangspunkt i gjennomsnittlig effektivitet på elbiler på 2 kWh per mil vil det si at de i gjennomsnitt kun trenger 6 kWh fra batteriet til daglig bruk, noe som er langt under det de har mulighet til [51]. Denne ubrukte energien kan da potensielt benyttes som nettavlastning i norske hjem.

V2G-teknologien er fortsatt relativ ny, og det er i dag få firma som selger toveisladere kommersielt. Et av disse firmaene heter Wallbox. Wallbox har en toveislader kalt Quasar som selges for 79904 kr ved en valutakurs på 13.34 kr/pund [52, 53]. Utover det er det installert to toveis elbilladere i Trondheim i 2022 som en del av et større prosjekt igangsatt av EU, kalt "Positive City Exchange". Her er målet å undersøke hvorvidt bilbatteriene kan brukes til peakshaving i boligblokker [54].

### 2.3.9 Gjenbruk av elbilbatterier

Norge har de siste årene sett en tydelig vekst i elbilsalget. Bilparken består som nevnt av rundt 600 000 elbiler idag [49]. Blant disse finnes en andel førstegenerasjons elbiler som nærmer seg slutten av levetiden. Disse bilene kan potensielt utgjøre en dyrebar ressurs for batterivirksomhet. Enten det er resirkulering eller direkte overgang til sekundære bruksområder, vil gjenbruk av elbilbatteriene være en gunstig løsning innenfor flere områder.

Direkte gjenbruk av batteriene kan være langt billigere enn å produsere et nytt et. Selv om kapasiteten vil være redusert som følge av degresjon, kan et elbilbatteri gjøre stor nytte på andre områder som ikke stiller de samme kravene til høy ytelse. Et eksempel på et slikt bruksområde kan være nettopp stasjonær lagring. Elbilbatterier til lagring i hus er idag ikke kommersialisert. En del av årsaken til dette er brannfaren. Selv om faren for at det oppstår brann i LiB er lav, er konsekvensene ved en eventuell brann stor. Brann i et slikt batteri er av eksplosjonsart. Batteriet inneholder gasser som ved brann blir giftige. I tillegg er batteriet vanskelig å slukke på grunn av de høye temperaturene som kan nå opp mot 200 °C [55]. Farene ved LiB i hus utgreies ytterligere i Kapittel 2.3.10. På bakgrunn av dette, må det derfor utvikles et kostnadseffektivt system som kan grundig undersøke teste elbilbatterier for å forsikre seg om at de er egnet til videre bruk.

### 2.3.10 Potensielle farer ved elbil-batteri i hus

Som tidligere forklart i Seksjon 2.3.2 er LiB overfladisk sett oppbygd av en anode, en katode, en elektrolytt og en separator. I LiB er, i motsetning til tradisjonelle batterier, elektrolytten svært brennbar, ettersom at den er av en organisk. På bakgrunn av dette blir bilbatterier regjert av strenge dokumentasjonskrav og retningslinjer, som gjør brannrisiko i disse batteriene svært lav. [56]

Når et elbil-batteri har en ytelse på under 90 % er de ikke lenger egnet i en bil, og kan eksempelvis benyttes som lagringsenhet i hus. Det vil fortsatt være lav brannfare, og dersom brann oppstår er det oftest som konsekvens av ytre påvirkninger, som ladefeil, mekanisk skade, og overoppheting. Dersom et bilbatteri skal benyttes i et hus anbefales det å sikkerhetsteste cellene hos leverandør, bygge cellene inn i et nytt batteri, og dokumentere at de møter funksjonskrav tilsvarende et nytt batteri. Dette vil minimere faren for brann i de brukte battericellene. I tillegg vil brannsikkerhetstiltak rundt den stasjonære lagringsenheten være nødvendig, for å minimere konsekvensen av en eventuell brann. [56]

Dersom en overoppladning, dyp-utladning eller en kortslutning som fører til overoppheting skulle forekommet i et LiB er det, utover fare for brann, også høy risiko for farlig avgassing. Når batteriet opererer utenfor sikre termiske områder kan anode og katode dekomponeres eksotermt, og elektrolytten kan reagere direkte med katoden og anoden. Ved ytterligere økning i varme (gjerne over 120 °C) kan anode og katode begynne å degenereres, og utvikle giftige, brennbare gasser. DSB understreker derfor viktigheten av gode detekteringssystemer og sikkerhetstiltak tilknyttet energilagring i hjemmet, til tross for sjeldenheten av slike hendelser [57].

### 2.3.11 Resirkulering av batterier

Med et økende forbruk av batterier, følger et økende behov for håndtering av avfallet. Frem til nå, har resirkuleringsindustrien ligget etter produksjonsindustrien. I det siste har flere aktører kommet på banen og investert i større resirkuleringsanlegg, og flere av dem befinner seg i Norge. Det anslås at det i Europa må resirkuleres 100 000 tonn batterier årlig [58]. Alternativet er at det sendes til Kina med båt for å prosesseres der.

Effektiviteten til selve resirkuleringen av LiB har vært under stor utvikling de siste årene. Det har blitt tatt i bruk flere nye typer teknologi som muliggjør resirkulering av opp mot 95 % av batteriet [59]. Prosessen som beskrives gjelder for større batteripakker som typisk kommer fra bilindustrien eller maritim industri. Den første delen utføres manuelt og starter ved at batteriet lades helt ut. Ofte lagres denne energien til videre bruk i resirkuleringen. Videre demonteres batteripakkene. Modulene separeres fra innhousingen, som gjerne er laget av aluminium, og kan enkelt resirkuleres. Batterimodulene inneholder batteriets mest dyrebare metaller og representerer omtrent 70 % av vekten til batteriet. Fra dette punktet vil batterimodulene gå gjennom en automatisert og lukket prosess. Batterimodulene blir knust og kvernet. Elektrolytten fordampes vekk og blir samlet opp. De gjenstående materialene blir sortert inn i fraksjoner med plastikk, aluminium, kobber og svart masse. Figur 2.14 viser produktene av de ulike stegene i resirkuleringsprosessen. Svart masse er det mest verdifulle produktet av resirkuleringen. Dette er et svart pulver som inneholder metallene nikkell, mangan, kobolt og litium. Å resirkulere den svarte massen til rent materiale egnet til bruk i nye batterier krever hydrometallurgisk behandling. Denne behandlingen krever ofte at den svarte massen transporteres til et anlegg egnet for prosessen [60].



Figur 2.14: Steg i resirkulering [60].

## 2.4 Enova

Enova SF ble opprettet av Stortinget i 2001 for å støtte i omstillingen mot et grønnere norsk samfunn. Bedriften eies i dag av Klima- og miljødepartementet, og har per 2022 et budsjett på 5.7 mrd NOK [61, 62]. Enovas mål er å gjøre energieffektiviserende tiltak rimeligere og mer tilgjengelig i markedet ved å disponere midler til de som er villige til å investere i grønne tiltak [61, 63]. I 2022 støttet organisasjonen nesten 22 000 prosjekter, både private og bedriftsprosjekter, og hevder å ha redusert klimautslipp tilsvarende 617 000 ktonn CO<sub>2</sub>-eq [62]. Herunder støtter Enova en rekke miljøfremmende energitiltak til hjemmet. Per idag er batteriinstallasjon for privat energilagring ikke en av organisasjonens satsningsområder. Dette begrunner Enova i en e-post-korrespondanse med at installasjonen ikke nødvendigvis oppfyller klimarelaterte kriterier, og at deres kunnskapsgrunnlag per idag tilsier at batteri i norske husholdninger ikke vil være riktig å motivere. Derimot tilbyr Enova støtte til smarte strømstyringssystemer som benytter de energilagringmulighetene som allerede fins i mange hjem. Herunder elbil, varmekabler og varmtvannstank [64] (Nora Lian, *Støtte til batterlagringssystem i hus*, Hermansen, Lars, 03.05.2023).



## 3 System

Dette kapitlet definerer systemet, systemkomponenter og systemgrenser relevante for energi- og kostnadsanalyse av energilagring i en bolig. Det tas hensyn til samspillet mellom komponenter og det er gjort forenklinger av praktiske hensyn. I tillegg fremlegges aktuell forbruks- og strømprisdata som vil være utgangspunktet for optimalisering i videre simuleringer.

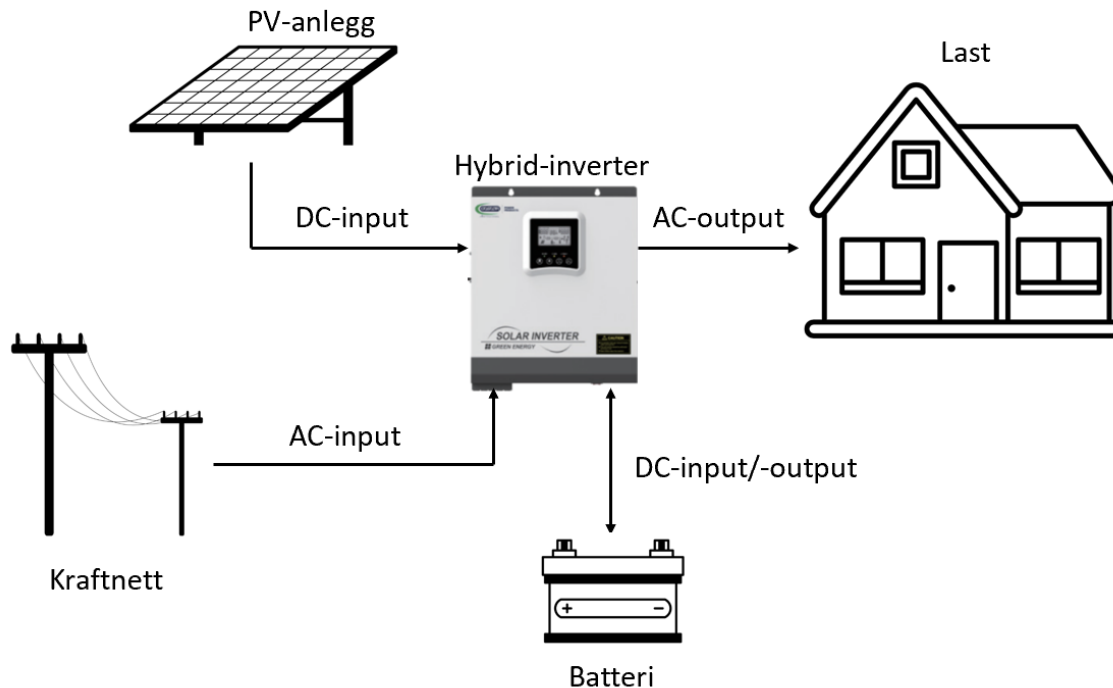
### 3.1 AMS-samhandling

AMS står for “Avanserte måle- og styringssystemer”, og skal være installert hos alle norske strømkunder. Disse målerene gir brukere og leverandører mer oversikt og informasjon om strømforbruk, og muliggjør automatisk styring av forbruk. Målesystemene er et tiltak i retning av et smartere energiforbrukssystem i en større skala. De timebaserte måledataene brukes av nettselskapene til å drifte nettene mer effektivt, samtidig som at kunden lettere kan avdekke potensielle energibesparende tiltak [65]. De nye strømmålerene er utstyrt med det som kalles en HAN-port (Home Area Network). Det er denne som åpner for mye av kontroll- og avlesningsmulighetene av husets strømforbruk [66]. Strømmålerenes kommunikasjonsteknologi og datainnsamlingsløsninger gjør det mulig, gitt at strømmåleren er utstyrt med de rette avleserne, å implementere ulike eksterne HW/SW-styringstjenester (Hardware/Software) [67, 68]. Dette er overførbart til konseptet denne oppgaven tar for seg, da et energilagringssystem i hjemmet vil være avhengig av et styringssystem som bestemmer tidspunkt på inn- og utladning og effekten dette skal skje med basert på avlesninger av strømpriser og strømforbruk. For å installere energilagringssystemer til boligen må det i også kobles en hybrid-inverter bak måleren [69].

### 3.2 Hybrid-inverter

Hybrid-invertere er et verktøy som benyttes for å kombinere solcelleanlegg med batterier [69]. Inverterene kan i tillegg til å konvertere DC strøm fra PV-anlegg og batterier til AC strøm og konvertere AC til DC, slik at vekselstrøm fra nett kan brukes til å lade batteriet [69, 70]. Disse benytter smarte styringsteknologier for å konvertere kraft i begge retninger til og fra PV-anlegg og batterier. I tillegg er de gjerne tilknyttet strømstyrings-software slik som beskrevet i Kapittel 3.1, for å gi brukeren oversikt over effektflyten til systemet. Eksempelvis er hybrid-inverterene til teknologiselskapet Deye installert med standard løsninger som setter et tak på kraftmengden som trekkes fra nettet for å redusere effekttoppene. Her benyttes måleutstyr installert på inntaket

for å registrere når forbruket nærmer seg det bestemte effekttaket, slik at systemet da øker effekten ut av batteriet til lasten [70]. Figur 3.1 illustrerer et mulig flytdiagram ved implementert hybridinverter for samhandling mellom last, nett, batteri og PV-anlegg.



Figur 3.1: Enkelt flytskjema for implementert hybrid-inverter, PV-anlegg og batteri [70].

I tillegg til å åpne for aktiv veksling av energikilde, kan implementering av hybrid-inverter kombinert med PV-anlegg og/eller batteri tillate strømforsyning til boligen selv under strømrbrudd i nettet. Nett-tilkoblede PV-systemer som ikke benytter energilagring i hjemmet vil slutte å levere kraft til boligen som et sikkerhetstiltak for vedlikeholdsarbeid på nettet. Dersom systemet derimot er utstyrt med energilagringmuligheter og toveis-konverteringsteknologi vil lagringmulighetene gjøre det trygt å produsere kraft, selv under strømrbrudd. Dersom det er energi lagret på batteriet, vil boligen kunne være selvberget en stund, selv uten PV-anlegg [69, 71].

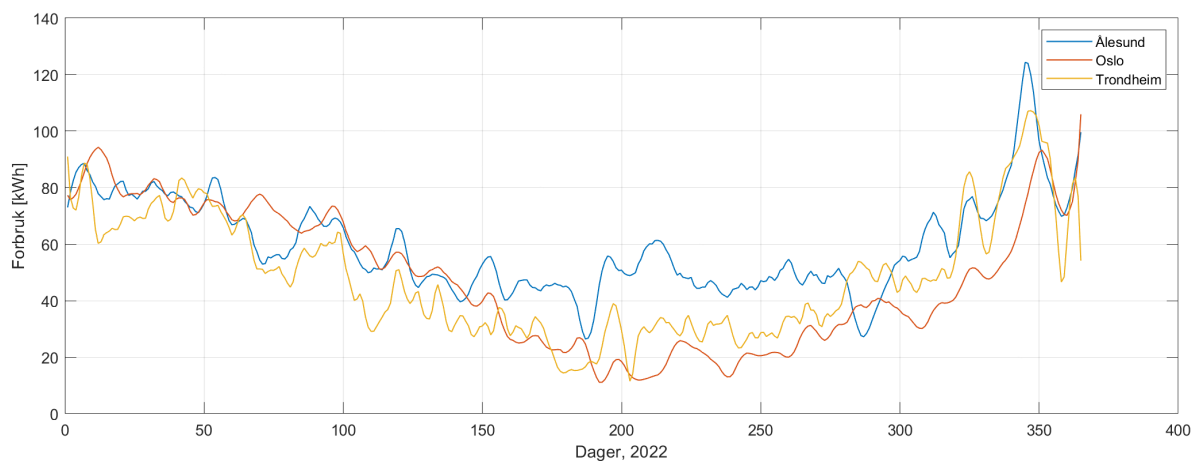
### 3.3 Batteriet

Det blir i dette systemet valgt å bruke et LiB. Årsaken til dette er primært energitetthet i kombinasjon med levetid. LiB har de egenskapene som gjør det praktisk å integrere i en bolig med tanke på tekniske spesifikasjoner og sikkerhet. Videre er batteriindustrien i stor grad sentrert rundt denne teknologien. Dette åpner for bedre forhold med tanke på leveringssikkerhet, pris og resirkulering av systemet. Den spesifikke batteritypen som er benyttet i oppgaven er av typen LFP levert av Smart Energy Systems. Se Seksjon 2.3.2 for mer detaljert beskrivelse og sammenligning av andre LiB-kjemier. Datablad for produktet er vedlagt i vedlegg A.

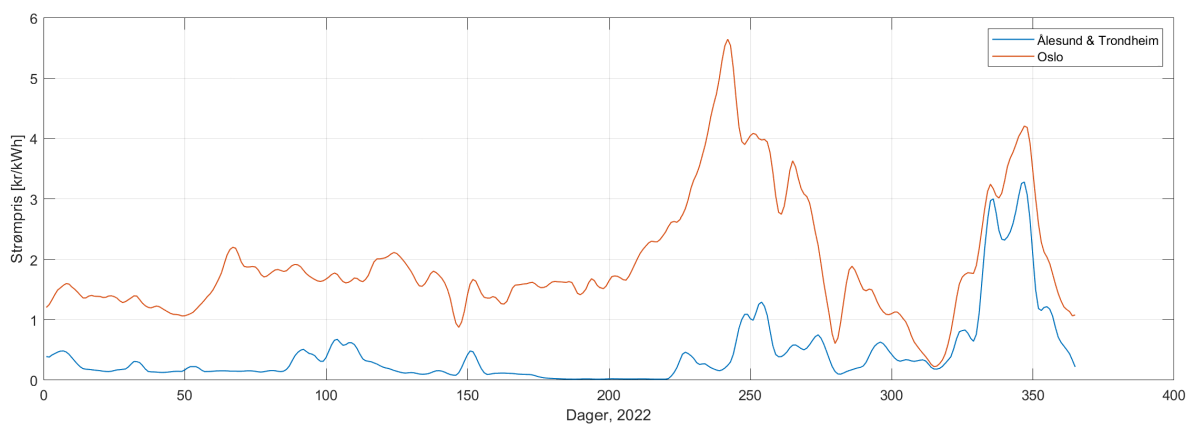
### 3.4 Datagrunnlag

I denne seksjonen presenteres forbruks- og kostnadsdata for tre boliger i tre ulike lokasjoner i Norge. Herunder Trondheim, Oslo og Ålesund. Seksjonen skal legge til grunn nødvendig informasjon for analyse av energi- og lagringsbehov i boliger, samt økonomiske vurderinger rundt løsningen. boligens forbruksdata er anskaffet gjennom aktuell strømleverandør eller netteier. Spotprishistorikk er hentet direkte fra NordPool's databank. Detaljnivået på data er begrenset til timelige verdier og målingene er fra år 2021 og 2022.

Figur 3.2 er en oversikt over det gjennomsnittlige forbruksmønsteret til tre ulike boliger i de tre områdene pr. dag. Strømbruksdataene ble levert av Assoc. Prof Jacob J. Lamb for Trondheim (08.02.2023), Erland Hermansen (27.03.2023) for Ålesund, og Anette Nymann (19.02.2023) for Oslo. Figur 3.3 viser den gjennomsnittlige prisen pr. kWh kraft fra nettet pr. dag i Ålesund, Trondheim og Oslo gjennom året 2022. Trondheim og Ålesund er i samme prisområde, se Avsnitt 2.1.1 og Figur 2.1. Figur 3.4 viser forskjellen mellom gjennomsnittlig daglig strømpris for årene 2021 og 2022.



Figur 3.2: Daglig forbruk for boligene i Trondheim, Ålesund og Oslo i 2022.



Figur 3.3: Gjennomsnittlig daglig strømpris for Trondheim, Ålesund og Oslo for 2022 [3].



Figur 3.4: Gjennomsnittlig daglig strømpris Oslo for år 2021 og 2022 [3].

Tabell 3.1 gir en oversikt over de tre boligens totale forbruk gjennom årene 2021 og 2022, samt de tilhørende kraftutgiftene. Disse verdiene er beregnet fra datasettene for forbruk og strømpris, der nettleien er summert inn for hver måned. Utgiftene er ekskludert skatter og avgifter.

Tabell 3.1: Strømforbruk og relaterte strømkostnader for de tre boligene, 2021 og 2022

By	Oslo		Ålesund		Trondheim	
År	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Forbruk [kWh]	26 781	17 451	21 824	21 745	15 714	17 822
Strømutgift [kr]	30 739	21 616	19 762	21 482	9 828	13 216

### 3.5 Kostnader relatert til implementering av smart system

Oppgaven har til hensikt å vurdere hvorvidt en installasjon av et batterisystem i boliger er økonomisk bærekraftig. Summen for installasjonskostnad er begrenset til innkjøp av komponenter, samt kostnad tilknyttet selve installasjonen og integreringen av systemet. Prisen på komponenter som er benyttet i videre beregninger kommer fra elektrogrossisten Onninin [72]. Prisene er utilgjengelige for privatpersoner og ble oppdrevet gjennom kontakt med salgssjef i Energy Systems. Tabell 3.2 viser en oversikt over prisene på de ulike komponentene. (Christiansen, Ole Marius, *Bacheloroppgave ved NTNU*, Hermansen, Lars, 17.04.2023)

Tabell 3.2: Oversikt over pris på komponenter

Produsent	Beskrivelse	Veiledende pris
Deye	400V Hybridinverter 3-fase 12 kW	35 328 kr
Deye	400V TN Hybridinverter 3-fase 10 kW	34 027 kr
Deye	400V TN Hybridinverter 3-fase 8 kW	32 725 kr
Deye	Hybridinverter 1-fase 8kW	32 420 kr
Deye	Hybridinverter 1-fase 5kW	15 256 kr
Deye	230V Hybridinverter 3-fase 7,3 kW	35 328 kr
Vestwood	51,2 V , LFP04, Lavvoltage, 5,14 kWh	22 762 kr
Vestwood	Kabinett for 2 stk batteri	6 173 kr
Vestwood	Kabinettlokk for Energybank	1 235 kr
Vestwood	Kabel for tilknytting av batteri	617 kr

Det undersøkes for fire ulike batterikapasiteter. Den optimale kapasiteten burde stå til boligens forbruk i tilknytning til potensiale for besparelse fra flukserende strømpris. Dersom boligen har et høyt forbruk og befinner seg i et prisområde med store timelige prisforskjeller, kan dette øke behovet for kapasitet for å utnytte innsparingspotensialet. Tilsvarende gjelder for motsatt tilfelle. Større batteripakker fører til merkostnader tilknyttet kabinett og elektrisk tilkobling.

Videre undersøkes det også for både 1-fase og 3-fase system. De fleste boliger i Norge idag bruker 1-fase, men i fremtiden vil sannsynligvis 3-fase bli normalen [73]. Det blir vurdert at en installert effekt på mer enn 5 kW for systemet anses som unødvendig da det ikke er ønskelig å trekke for mye effekt med hensyn til fastleddet i nettleien. I tillegg undersøkes det for installering av toveis-elbillader. Tabblene under viser veiledene pris for de ulike konfigurasjonene av systemet, utledet fra priser i tabell 3.2.

Tabell 3.3: Totale kostnader for installering av 1-fase batterisystem

Beskrivelse	Kapasitet [kWh]	Veiledende pris
400V TN Hybridinverter 1-fase 5 kW	5	46 043 kr
400V TN Hybridinverter 1-fase 5 kW	10	69 422 kr
400V TN Hybridinverter 1-fase 5 kW	15	100 209 kr
400V TN Hybridinverter 1-fase 5 kW	20	123 588 kr

Tabell 3.4: Totale kostnader for installering av 3-fase batterisystem

Beskrivelse	Kapasitet [kWh]	Veiledende pris
400V TN Hybridinverter 3-fase 8 kW	5	63 512 kr
400V TN Hybridinverter 3-fase 8 kW	10	86 891 kr
400V TN Hybridinverter 3-fase 8 kW	15	117 678 kr
400V TN Hybridinverter 3-fase 8 kW	20	141 057 kr

Tabell 3.5: Kostnad for installering av toveis-elbillader [53]

Beskrivelse	Kapasitet [kWh]	Veiledende pris
Wallbox Quasar CHAdeMO 7.4 kW (Bi-directional charger)	-	79 904 kr

### 3.6 Mål for prosjektet

Denne oppgaven skal gjennom nøye databehandling og ulike simuleringer analysere hvorvidt implementering av energilagringsspakker i boliger vil kunne gi en netto økonomisk fortjeneste for eier. Simuleringene vil gi et bilde av hvordan ulike opp- og utladningsmønstre kan påvirke forbrukerens energikostnader gjennom å flytte strømforbruket, kutte effekttopper og vurdere prisforskjeller.

Gruppen har som mål å produsere tre ulike styringssystemer, der hver behandler forbruks- og prisdata på ulike måter. I utgangspunktet skal de tre også ha varierende grad av kompleksitet, der hvert system delvis baserer seg på kode og erfaring fra de andre systemene. Målet med dette er å gi styringssystemene gradvis mer autonome og optimaliserende egenskaper, og med det gjøre

en eventuell batteriinstallasjon mer gunstig ved bruk av smarte styringssystemer. For å finne den optimale løsningen skal simuleringene testes for en rekke forskjellige batteristørrelser, samt tre ulike lokasjoner; Oslo, Trondheim og Ålesund.

Det skal basert på simuleringene gjøres økonomiske beregninger rundt installasjonens lønnsomhet. Batterisystemer medfører som nevnt over en noe omfattende investeringskostnad, og det er derfor nyttig å undersøke hvorvidt eventuelle årlige inntjeninger kan gjøre opp for disse utgiftene. De økonomiske beregningene har som mål å avdekke hvor lang inntjeningstid de ulike installasjonene vil ha, for å danne et sammenlikningsgrunnlag til batterienes levetid. Det skal også ses på ulike løsninger innen batterikilde og 1-fase/3-fase, da disse vil medføre ulike investeringskostnader.

Totalt sett skal altså analysen kunne gi en faglig vurdering på hvorvidt et energilagringssystem i en bolig vil bidra til en økonomisk besparelse gjennom batteriets livsløp. Det skal diskuteres rundt styrker og svakheter ved systemet, samt konsekvenser av eventuelle feilkilder, antakelser og usikkerheter. Vurderingen vil basere seg på resultatene fra simuleringen, de økonomiske beregningene, i tillegg til tekniske begrensninger, samfunnsmessige endringer og alternative energisystemløsninger.

## 4 Simulering

For å kunne vurdere hvorvidt energilagring i hjemmet er økonomisk bærekraftig vil det som nevnt være aktuelt å simulere ulike scenarier der batterilagring er implementert i husets energisystem. Dette avsnittet forklarer framgangsmåtene til de ulike simuleringene. Alle simuleringene bruker time for time oppløsning på data for både spotpris og forbruk. Dette resulterer i datasett med formatet 1x8760 per år. Simuleringen ble gjennomført ved bruk av programmeringsverktøyet MATLAB R2021b. Dette programmet muliggjorde en oversiktlig behandling av data i tillegg til å bidra med plotting av resultater underveis.

### 4.1 Hensikt og mål

Simuleringene har til hensikt å bygge et digitalt batteri inn i eneboligens daglige energiforbruk. Her er målet å designe et styringssystem som kombinerer det simulerte batteriet med innhentet forbruks- og strømprisdata, for å kostnadseffektivisere forbruket. Målet er at styringssystemet skal lese av den timelige strømprisen hver dag, og bruke gitte inngangsverdier til å bestemme hvorvidt batteriet skal lade eller utlade i disse timene.

### 4.2 Nettleiebesparelser

Nettleien utgjør en stor andel av strømregningen. Selv om prismodellen for nettleie i 2020 og 2021 ikke var den samme som den som ble etablert 1.juli 2022, vil alle prisperegninger rundt nettleien gå ut i fra den nye modellen. Se Avsnitt 2.1.6. Dette er fordi beregningene som gjøres skal ta for seg mulige scenarier fremover tid.

Som forklart i Avsnitt 2.1.6 består nettleien av to deler; et fastledd og et energiledd, der første delen baserer seg på effekttopper og den andre på totalt forbruk innenfor visse tidperioder. Som forklart tidligere er fastleddet trinnvis og baserer seg på hvor mange ganger forbruket overskrider effekttopper på 2, 5 og 10 kW. Ved å kutte ned effekttoppene og å unngå å overskride neste trinn vil det være mulig å spare henholdsvis 60, 100 og 100 kr. Innparingen ved å kutte ned effekttopper er blitt regnet ut på samme måte for alle de ulike scenariene. Innsparingen består av å summere opp alle topper over 2, 5 og 10 for forbruket uten batteri og deretter sammenlikne dette med forbruket med batteri. Har forbruket med batteri mindre enn tre effekttopper ved et gitt trinn der det uten batteri ville hatt mer enn tre, vil det resultere i inntjent verdi i henhold til trinnene.



Energiledet av nettleien vil også regnes på lik måte for de ulike scenarioene. Denne baserer seg på hvor mye energi som blir brukt på natten og dagen, og i helgen. Her blir inntjent verdi forskjellen mellom forbruk uten og med batteri multiplisert med prisen for natt, dag og helg.

### 4.3 Batterisystem som lader ved gitte tidsrom (Styringssystem A)

Et mulig styringssystem for implementering av batteri vil være et der batteriet lader og utlader ved forhåndsbestemte tidspunkt på døgnet, på en slik måte at effekttopper og kostnader blir redusert. Dette styringssystemet vil heretter bli referert til som “Styringssystem A”.

#### 4.3.1 Behandling av spotpris

For å komme fram til de mest økonomisk gunstige tidene i døgnet for lading og utlading, ble gjennomsnittlig daglig spotpris for hver time plottet for de ulike byene. Ut i det plottede prismønsteret er der observerbart at prisen følger et tydelig mønster. Prisen hadde en tydelig topp tidlig på dagen og et til toppunkt senere på ettermiddagen, med sitt laveste punkt rundt kl. 5 på morgenen. Ut ifra dette mønsteret ble det utredet et optimalt tidsrom for lading og utlading av batteriet. Den inntjente verdien ble deretter regnet ut ifra forskjellen mellom forbruket med og uten batteri multiplisert med prisen for strøm i den gitte timen.

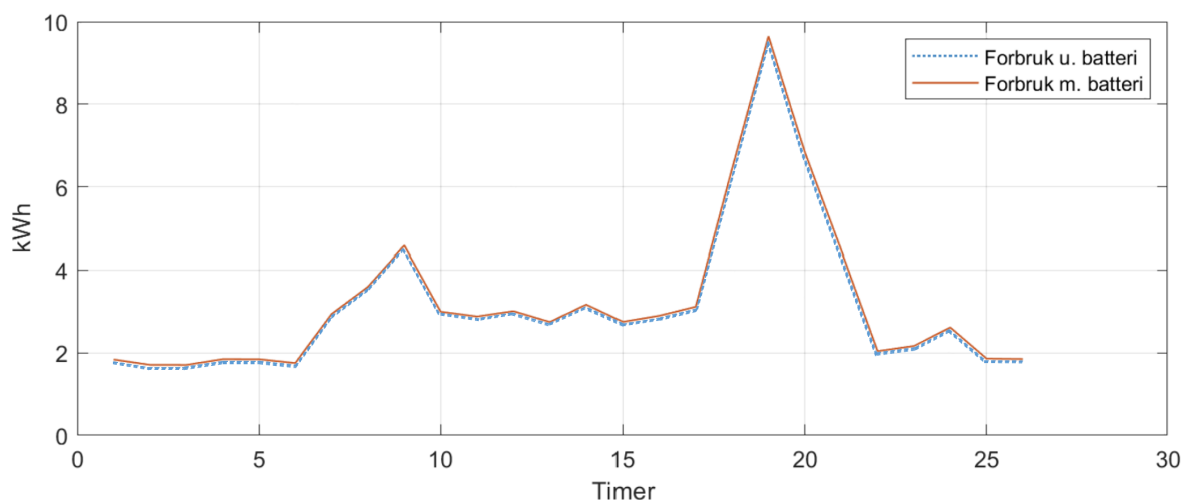
#### 4.3.2 Effekttopper

For å optimalisere forbruket i forhold til effekttopper ble samme metode som for prisen tatt i bruk. Gjennomsnittsforbruket time for time gjennom døgnet ble plottet i en graf, og ut i fra mønsteret ble det gitt optimale tidspunkt for når batteri burde lades. Forbruksgrafene hadde større variasjon mellom de forskjellige lokasjonene en grafen for spotpris. Oslo og Trondheims forbruk fulgte prismønsteret, med forbrukstopper på morgenen og ettermiddagen, og bunner på natten. Derimot hadde Ålesund kun en effekttopp senere på ettermiddagen. Det ble her bestemt at batteriet skulle basere sine ladetider på Oslo og Trondheims forbruksmønster og beregnes ut i fra dette.

### 4.4 Batterisystem som flytter effekttopper (Styringssystem B)

En annen tilnærming vil være å programmere et styringssystem som vurderer både strømpris og effekttopper, med den hensikt å skåne nettet ved å flytte forbruket til mer effektgunstige tidsrom. Herfra refereres dette systemet til som “Styringssystem B”. Dette systemet kombinerer kriterier

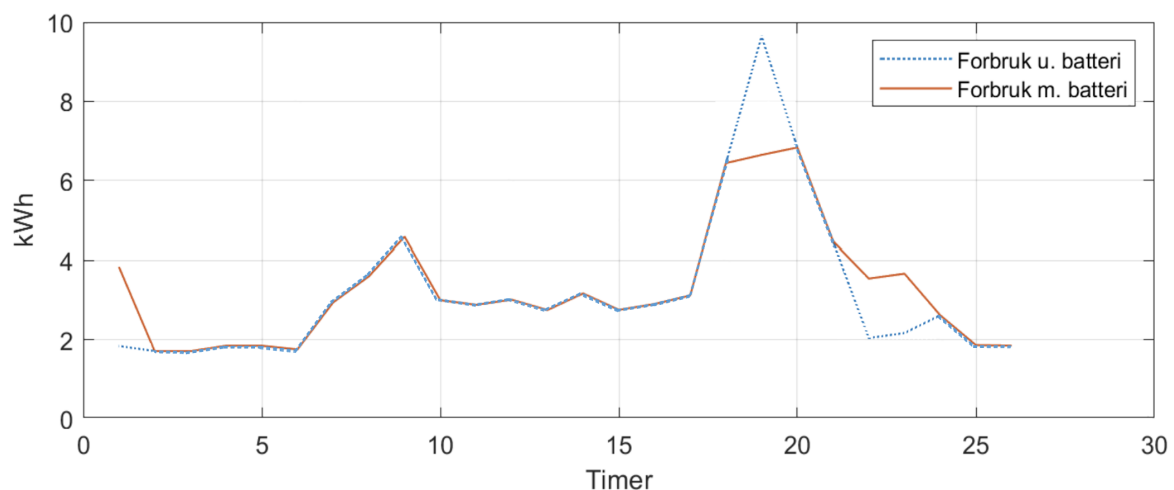
for spotpris og kriterier for effekttopper for å forskyve de høyeste toppene. Det vil si at batteriet i utgangspunktet skal lade ved lave spotpriser og utlade ved høye, men også ta høyde for at høye effekttopper kan oppstå som et resultat av oppladningen. Dersom dette skjer skal batteriet kutte, eller eventuelt utlade for å forsyne huset. En ønsket konsekvens av et slikt system vil være å skåne nettet i utsatte perioder, der samtidigheten i et område er høy. Et eksempel på en slik effekttopp er presentert i Figur 4.1. Her ligger forbruket til boligen med, og uten batteri direkte over hverandre, og batteriet er da ikke aktivt, i en periode hvor belastningen er høy. Grafen er reellt forbruk gjennom et vilkårlig døgn for boligen i Trondheim i 2022.



Figur 4.1: Effekttopp som er ønskelig å redusere.

Årsaken til at batteriet ikke utlader i denne perioden er at spotprisbetingelsen for utladning ikke er oppfylt. Det vil i dette tilfelle si at strømmen fra nettet ikke er dyr nok til at batteriet skal utlade. For å redusere/flytte denne belastningen tillegges simuleringen kriterier som tvinger utladning ved slike effekttopper. Det er også viktig å nevne at dette systemet ikke skal redusere antall effekttopper, men heller tilstrebe å distribuere effekttoppene. Styringssystemet krever ulike effekttoppbetingelser til de forskjellige boligene, ettersom at deres forbruksmønster og effekttopper er forskjellige.

Styringsystemet skal i dette tilfellet helt eller delvis forsyne energibehovet fra batteriet dersom effekttoppene overstiger en gitt grense. Dette forutsetter at batteriet er delvis oppladet (minimum 3 kWh). I tillegg skal systemet bestemme utladningseffekten ut ifra hvor høy effekttoppen er, slik at høye topper reduseres mer enn lave topper. I tilfeller der det er gunstig å lade/utlade med høy effekt yter batteriet 2 kW, og ved tilfeller der det er gunstig med lavere effekt yter det 1 kW. Den oransje grafen i Figur 4.2 viser hvordan effekttoppen i Figur 4.1 kan reduseres ved at batteriet aktiveres.



Figur 4.2: Batteriet forsyner boligen fordi effektforbruket overstiger en gitt begrensning.

I tillegg til å redusere toppen blir effektforbruket rett etter effekttoppen litt økt. Dette er styringsystemet som har flyttet forbruket for å redusere effekttoppen, og derfor endrer oppladningsmønsteret slik at batteriet har energi tilgjengelig. For å oppnå denne egenskapen følger batteriet krav og betingelser lik de presentert i Tabell 4.1.

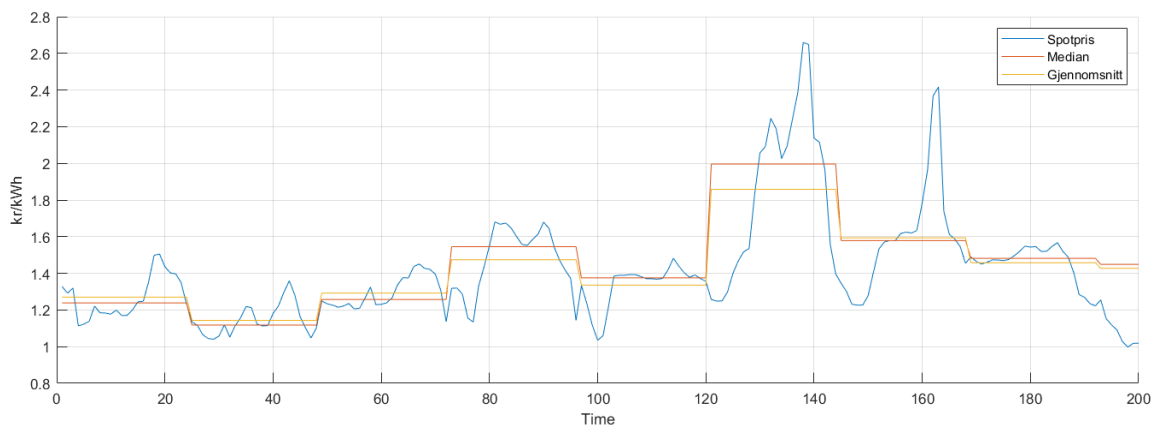
Tabell 4.1: Oversikt over ønskede egenskaper med tilhørende krav og betingelser for styringsystem B

Styresystem B		
Ønsket egenskap	Krav	Betingelse
Lade ved billig strøm	Spotpris <Daglig gjennomsnittspris Batterikapasitet <16 kWh	Lading + forbruk <5 kW
Utlade ved dyr strøm	Spotpris >Daglig gjennomsnittspris Batterikapasitet >3 kWh	Forbruk - utlading $\geq$ 0 kW
Kutt effekttopp	Forbruk >5 kW Batterikapasitet >3 kWh	-

## 4.5 Utvidelse av spotpris- og effekttoppsystemet (Styringssystem C)

Styringssystem C viderefører erfaringer fra styringssystem B og implementerer et optimaliseringssteg. Hensikten med denne tilnærmingen er fortsatt å minimere kostnader ved kjøp av strøm. Kutting av effekttopper ble også lagt inn som en spesifikk egenskap. Data benyttet for simuleringen er presentert i Seksjon 3.4.

I tillegg til å vurdere strømpris ut fra snittverdier, har dette systemet også blitt testet for medianen til den daglige strømprisen. Gjennomsnitt som sentralmål kan være misledende dersom det forekommer ekstremverdier i målingene. Medianen kan derfor være et bedre egnet sentralmål for strømpris. Det ble med samme metode for gjennomsnittlig spotpris, laget en vektor med den daglige spotpris-medianen. Koden ble testet med både gjennomsnitt og median som sentralmål. Figur 4.3 viser sammenligningen mellom hvordan gjennomsnittet og median relaterer til spotprisen for Oslo 2022 og viser hvordan sentralmålene kan ha en viktig rolle i videre programmering.

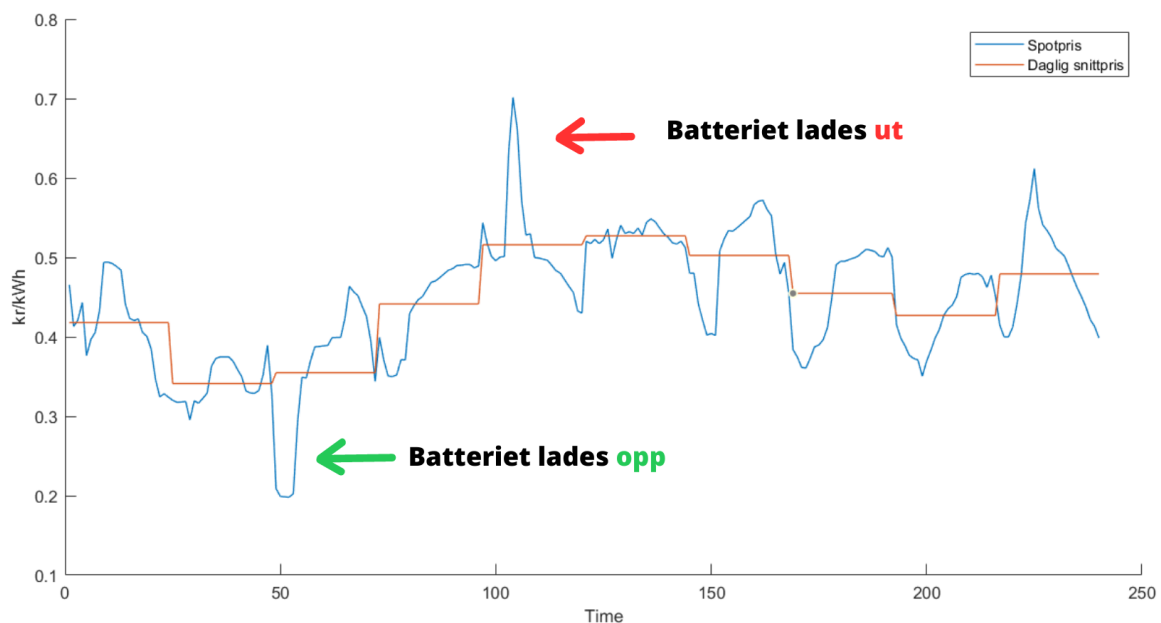


Figur 4.3: Spotpris plottet mot daglige sentralmål. Spotpris fra Oslo 2022 i perioden 01.01 - 09.01 [3].

I neste steg defineres batteriets egenskaper i MATLAB. Som tidligere beskrevet baserer styringssystem C seg på å kostnadseffektivisere strømforbruket til boligen. Oppsettet for batteriet er beskrevet i Tabell 4.2 og grafisk i Figur 4.4. Batteriets egenskaper ble bygd inn i en “forløkke” som kjører gjennom en mengde “if-else”-betingelser. Disse består av en rekke funksjoner som definerer batteriets oppførsel. Betingelsene dekker alle mulige utfall for differansen mellom spotpris og daglig gjennomsnittspris.

Tabell 4.2: Oversikt over ønskede egenskaper med tilhørende krav og betingelser for styringssystem C

Styresystem C		
Ønsket egenskap	Krav	Betingelse
Lade ved billig strøm	Spotpris < Daglig gjennomsnittspris Batterikapasitet < 80 %	Lading + forbruk < 5 kW
Utlade ved dyr strøm	Spotpris > Daglig gjennomsnittspris Batterikapasitet > 20 %	Forbruk - utlading $\geq$ 0 kW
Kutt effekttopp	Forbruk > 5 kW Batterikapasitet > 20 %	-



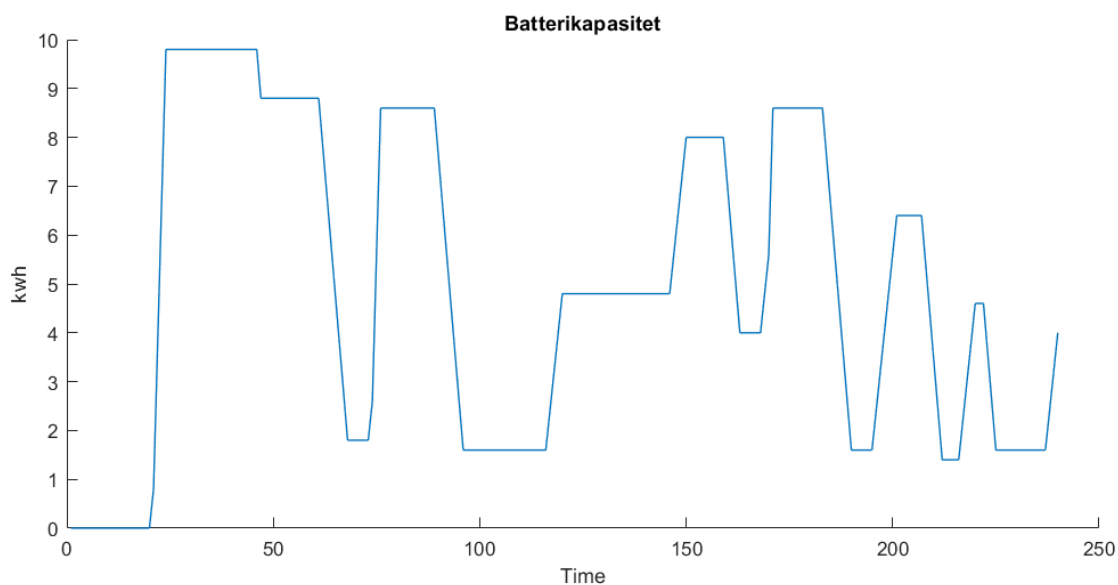
Figur 4.4: Spotpris vs daglig snittpris (Trondheim 2022) [3].

En annen videreføring fra styringssystem B er at opp- og utladningskriteriene deles inn i faktoriserte verdier i forhold til gjennomsnittlig daglig spotpris. Det vil si at både effekten og terskelen for opplading og utlading er basert på hvor mye spotprisen avviker fra daglig snittpris. Dette tilrettelegger for optimaliseringsprosessen til fremgangsmåten. Når batteriets egenskaper skal optimaliseres, undersøkes det hvilke faktorer, i kombinasjon med betingelsene, som gir den minste total kostnaden for strøm. Med dette menes at terskelen for engasjering og dens effekt vil endres med hensyn på det aktuelle forbruket kombinert med batterikapasitet og pris. Årsaken til at dette gjøres er at det åpner for mer finpussing av kostnadsbesparende drift. Dersom strømkostnaden treffer et spesielt lavt nivå, vil det være gunstig å trekke mye effekt i det tidsrommet for å lagre mest mulig billig strøm. Tilsvarende gjelder i motsatt tilfelle hvor kjøp av spesielt dyr strøm kan minimeres ved å trekke mer strøm fra batteriet. I tillegg er det ønsket at

batteriet ikke operer for drastisk i perioder med lite avvik i pris. Sistnevnte vil redusere antall ladesykluser og dermed kunne forlenge batteriets levetid.

De ulike faktorene blir definert som tallverdier innenfor et intervall basert på tidlige gjennomkjøringer av det modellerte batteriet. Til sammen er det åtte faktorer, fire for effekt og fire for aktivisering av batteriet. For at koden skal være praktisk mulig å gjennomføre, er det viktig at for-løkken ikke inneholder for lange intervaller. For hver for-løkke kan gjennomkjøringstiden potensielt mangedobles for koden. Dette er en begrensning fra kodens perspektiv fordi den avgrensner potensielle faktorer som kan itereres frem til å være mer optimale. Likevel besluttes det at en gjennomkjøring av så mange faktorer som mulig er viktigere enn å finne færre faktorer med større nøyaktighet. Koden itererer mellom alle mulige kombinasjoner av faktorer og filtrer ut den kombinasjonen av faktorer som gir den totalt laveste kostnaden. Disse faktorene vil være optimalisert sett i perspektiv fra pris og forbruk over et helt år. På den måten optimaliseres koden for å være mest mulig kostnadseffektiv og utnytter kodens potensiale. Se Vedlegg B for et utklipp av koden for styringssystem C.

Parallelt med optimalisering av “batterifaktorene”, kontrolleres ladesyklusene til batteriet. Av hensyn til batteriets levetid er det gunstig å holde seg innenfor et 20 - 80 % intervall. Som nevnt tidligere ligger dette innbakt i betingelsene for batteriengasjering. Det observeres at batteriet i enkelte tilfeller overgår begrensningene for kapasitet. Små overtråkk regnes som akseptabelt, da det ikke forekommer for ofte. Figur 4.5 viser et utdrag fra batterikapasiteten gjennom et tidsrom.



Figur 4.5: Eksempel på ladestatus til et 10 kWh batteri.

## 4.6 Levetid

For å få et anslag på hvorvidt batteriimplementeringen i sum vil ha en langsiktig lønnsomhet, er det også gjort estimater på batterienes levetid gitt de ulike styringssystemene. Dette er grove estimater basert på teori presentert i Seksjon 2.3.6 om batteriets levetid ved forskjellig DoD. Figur 2.12 illustrerer batteriets forventede levetid ved 1 C oppladningseffekt innenfor ulik DoD. Batteriene i simuleringene skal i hovedsak ikke lades/utlades utenfor et vindu på 20 - 80 %. For batteriene som skal benyttes i de økonomiske beregningene gjelder en levetid lik den som presenteres i datablad "Datasheet 10,24 kWh ESS", se Vedlegg A. Her anslås levetiden å være på omtrent 8000 sykluser ved 0.5 C. Dermed kan et anslag på batterienes forventede levetid estimeres ved å avdekke antall ladesykluser i simuleringene per år, og sammenlikne med hvor mange sykluser batteriet tåler. Dette er gjort ved å dividere forventet levetid på forventet mengde ladesykluser per år.

## 5 Resultater

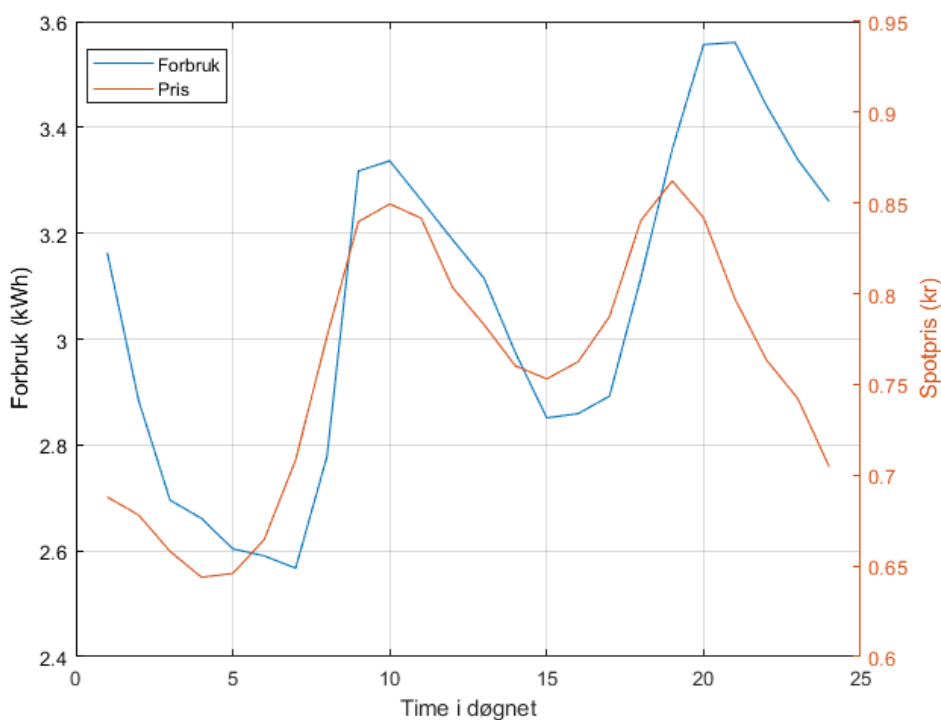
Her presenteres resultater fra de ulike simuleringene beskrevet i Seksjon 4. Som hovedregel presenteres grafer for forbruk og batteritilstand fra time 1 til 200 for å gjøre grafene lett leselige, og de presenteres for kun én av lokasjonene. I tillegg blir kun simuleringer for datasett fra 2022 presentert, ettersom at forbruksmønstre for de to årene generelt er svært like. Ved unntak vil dette påpekes.

### 5.1 Styringssystem A

Dette avsnittet presenterer resultater fra simulering av styringssystem A. Styringssystemet flytter forbruk fra høylast-timer til lavlast-timer for å redusere årlige energiutgifter. Funksjonaliteten av systemet beskrives mer detaljert i Kapittel 4.3.

#### 5.1.1 Innsparing

Det viste seg at forbruket og prisen har liknende kurver noe som gjør at de optimale tidene for opplading og utlading kan baseres på når de når sine topper og bunner. Det gjennomsnittlige forbruket og prisen for Oslo i 2021 er presentert i Figur 5.3. I figuren vil time 1 representere time 00:00-01:00.



Figur 5.1: Gjennomsnittlig spotpris og gjennomsnittlig dagsforbruk, Oslo 2021.



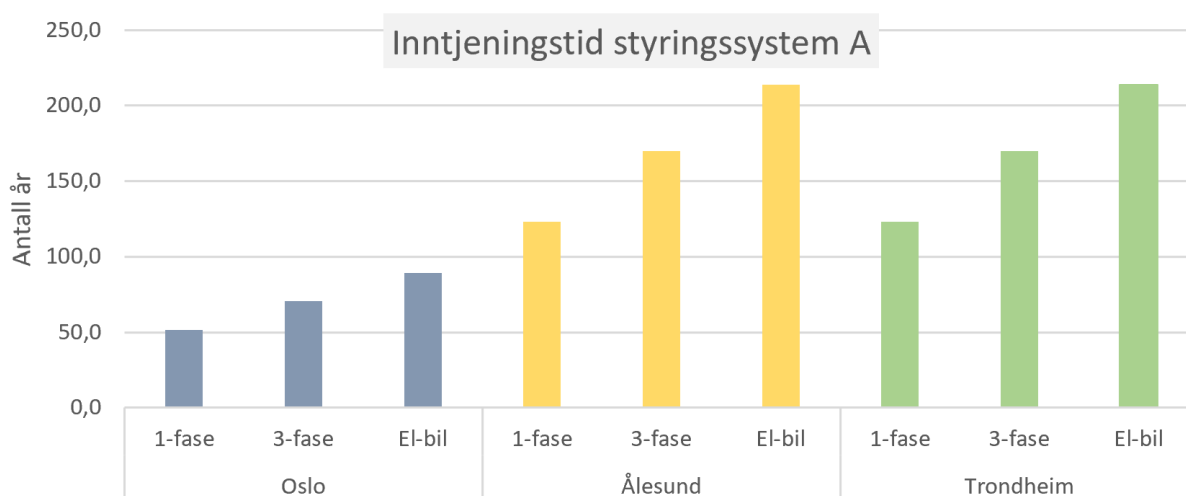
Den optimale ladingen ble dermed satt til å være fra og med time 2 til og med time 7, med en effekt på 1 kW. Dette vil si at en total energi på 6 kWh ble ladet opp. Det optimale vinduet for å utlade ble satt fra time 9 til time 11 og fra 19 til 21. Den totale mengden spart ved å lade ved gitte tidsrom for de ulike byene er vist i Tabell 5.1.

Tabell 5.1: Besparinger ved å lade ved gitte tidsrom, [kr/år]

By	Oslo		Ålesund		Trondheim	
År	2021	2022	2021	2022	2021	2022
<b>6 kWh</b>						
<b>Bespart strøm</b>	337.4	831.7	204.4	310.3	204.4	310.3
<b>Bespart Energiledd</b>	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6
<b>Bespart Fastledd</b>	100	0	0	0	0	0
<b>Totalt spart</b>	501.0	895.3	268.0	373.91	268.0	373.91
<b>Andel bespart</b>	1,63 %	4,41 %	1,35 %	1,74 %	2,73 %	2,83 %

## 5.2 Inntjeningstid

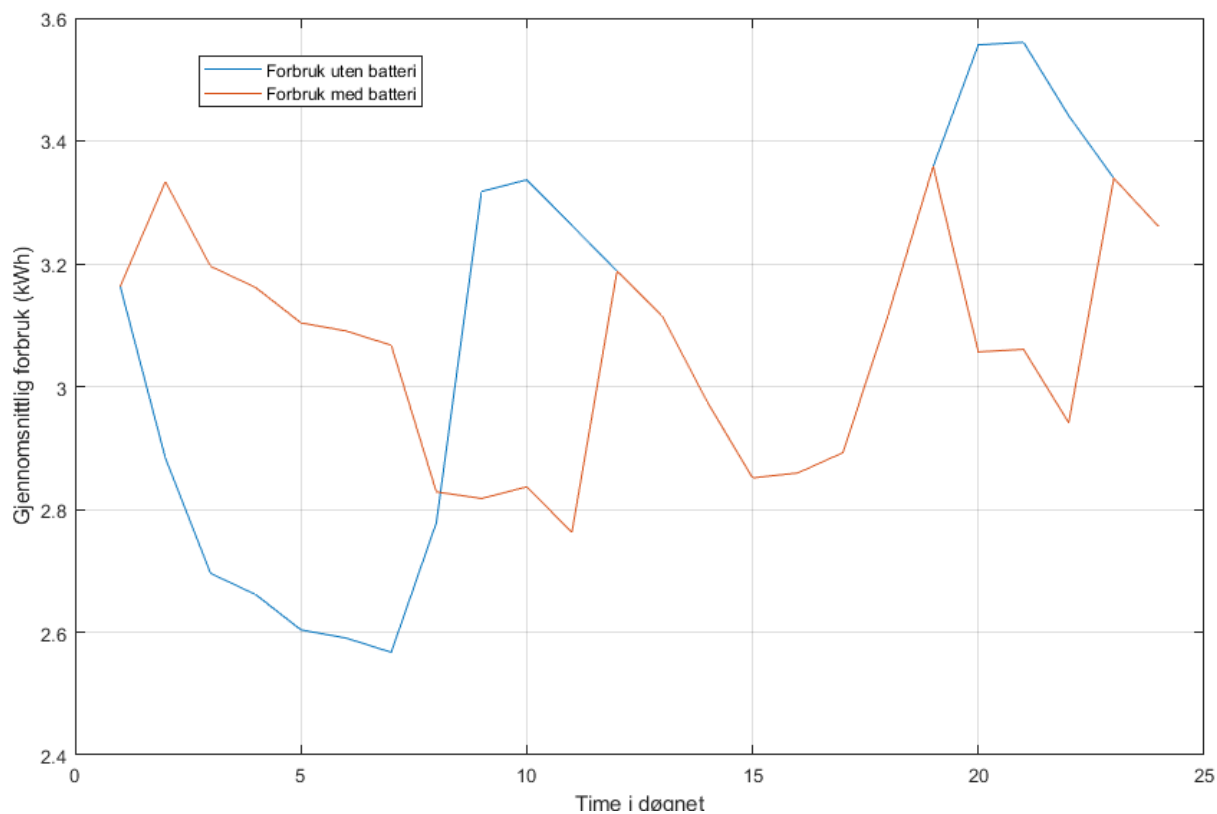
Batteriinstallasjonen på 6 kWh vil inntjene sin egen verdi etter tiden illustrert i grafen i Figur 5.2 under disse forholdene. Utregningene baserer seg på systemkostnader presentert i Tabell 3.3, 3.4 og 3.5. Anslagene tar ikke hensyn til inflasjon, og inntjeningstiden forutsetter at innsparingsverdiene er de samme i årene som kommer. I tillegg ekskluderer prispregningene mulige økonomiske konsekvenser av strømstøtte. Prisen på 6 kWh-batterisystemet anslås til å være det samme som for 5 kWh-systemet.



Figur 5.2: Inntjeningstid for alle områdene i 2022 med batterisystemet.

### 5.2.1 Forbruksmønster

For å oppnå optimal reduksjon av effekttopper ble ladehastigheten justert ned til 0.5 kW. Dette resulterte i en reduksjon av effekttopper for topper rundt 2, 5, og 10 kW, men ikke tilstrekkelig med reduksjon til å bidra til en reduksjon av fastleddet i nettleien. Reduksjonen i ladekapasiteten førte også til at total lading ble 3 kWh, som er halvparten av lademengden. Dette førte igjen til en halvering av innsparingen i forhold til optimaliseringen for økonomi. Virkningen av å lade ved gitte tidsrom med en effekt på 0.5 kW er vist i Figur 5.3. Figuren illustrerer hvordan ladingen påvirker gjennomsnittsførbuket hver time iløpet av et døgn. Med dette opp- og utladningsmønsteret anslås batteriet til å ha en forventet levetid på omtrent **22 år**.



Figur 5.3: Gjennomsnittlig forbruk med og uten batteri i Oslo 2021.

### 5.3 Styringssystem B

Dette avsnittet presenterer resultater fra simuleringen av batterisystemet som baserer opp- og utladningsbetingelser på både effekttopper og strømpris. Detaljert beskrivelse av systemets virkemåte kan leses i Seksjon 4.4.

#### 5.3.1 Innsparing

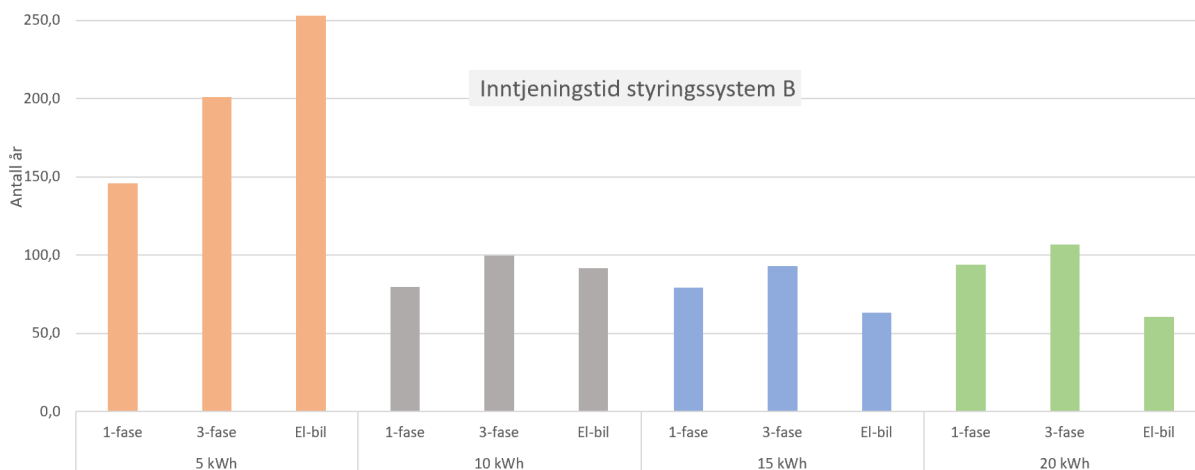
Tabell 5.2 viser innsparingsresultatene basert på det nye forbruksmønsteret, spotprisdata og utregning av nettleiekostnader (energiledd og fastledd). Simuleringen og beregningene er gjort for batteristørrelser på 5, 10, 15 og 20 kWh respektivt.

Tabell 5.2: Oversikt over innsparinger ved bruk av styringssystemet for de tre områdene i 2021 og 2022

By	Oslo		Ålesund		Trondheim	
År	2021	2022	2021	2022	2021	2022
<b>5 kWh</b>						
Bespart strøm	175.0	395.4	98.9	175.7	75.9	119.8
Bespart energiledd	20.4	20.5	16.6	17.5	9.4	13.2
Bespart fastledd	-200	-100	-200	-200	0	0
<b>Totalt spart</b>	<b>-4.6</b>	<b>315.9</b>	<b>-84.5</b>	<b>-6.8</b>	<b>85.3</b>	<b>133.0</b>
Andel av strømregning	0.01 %	1.46 %	0.27 %	0.02 %	0.87 %	1.01 %
<b>10 kWh</b>						
Bespart strøm	506.2	923.5	257.4	439.3	160.2	279.6
Bespart energiledd	56.8	48.7	42.0	38.1	23.2	28.2
Bespart fastledd	-200	-100	-100	0	100	0
<b>Totalt spart</b>	<b>363.1</b>	<b>872.2</b>	<b>199.5</b>	<b>477.5</b>	<b>283.4</b>	<b>307.8</b>
Andel av strømregning	1.18 %	4.06 %	1.01 %	2.22 %	2.89 %	2.33 %
<b>15 kWh</b>						
Bespart strøm	736.0	1302.1	334.0	579.1	228.9	399.2
Bespart energiledd	70.0	60.7	47.7	41.9	30.2	32.3
Bespart fastledd	-300	-100	-100	0	200	0
<b>Totalt spart</b>	<b>506.0</b>	<b>1262.8</b>	<b>281.7</b>	<b>621.0</b>	<b>459.1</b>	<b>431.5</b>
Andel av strømregning	1.65 %	5.84 %	1.42 %	2.89 %	4.68 %	3.26 %
<b>20 kWh</b>						
Bespart strøm	846.7	1456.6	358.9	638.6	270.4	468.0
Bespart energiledd	72.7	62.2	49.4	42.4	31.8	32.9
Bespart fastledd	-200	-200	-100	0	200	0
<b>Totalt spart</b>	<b>719.3</b>	<b>1318.6</b>	<b>308.3</b>	<b>681.0</b>	<b>502.2</b>	<b>500.9</b>
Andel av strømregning	2.34 %	6.10 %	1.56 %	3.17 %	5.11 %	3.79 %

## 5.4 Inntjeningstid

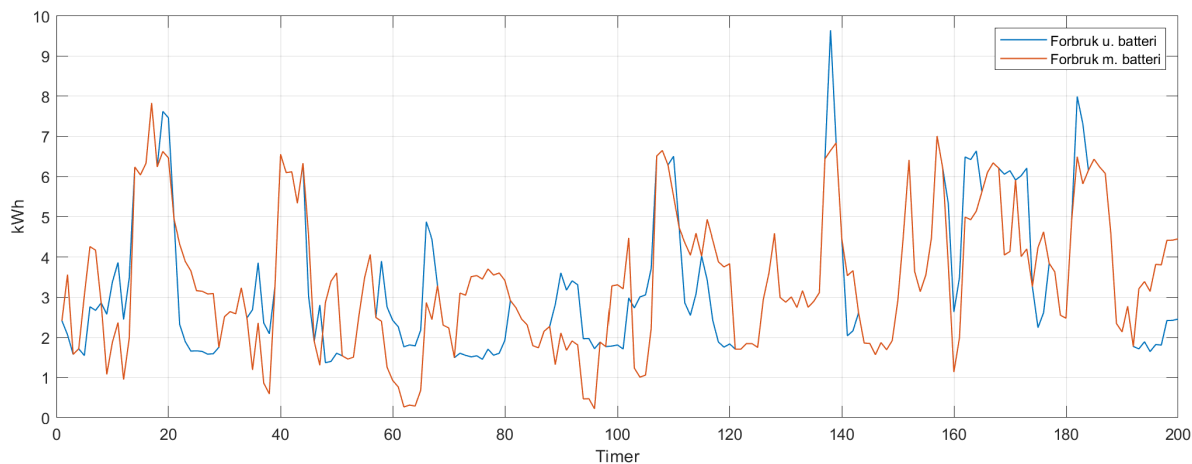
Figur 5.4 viser antall år det vil ta før styringssystem B vil kunne tjene seg inn. Beregningene baserer seg på samme antakelser og forutsetninger som for styringssystem A i figur 5.2.



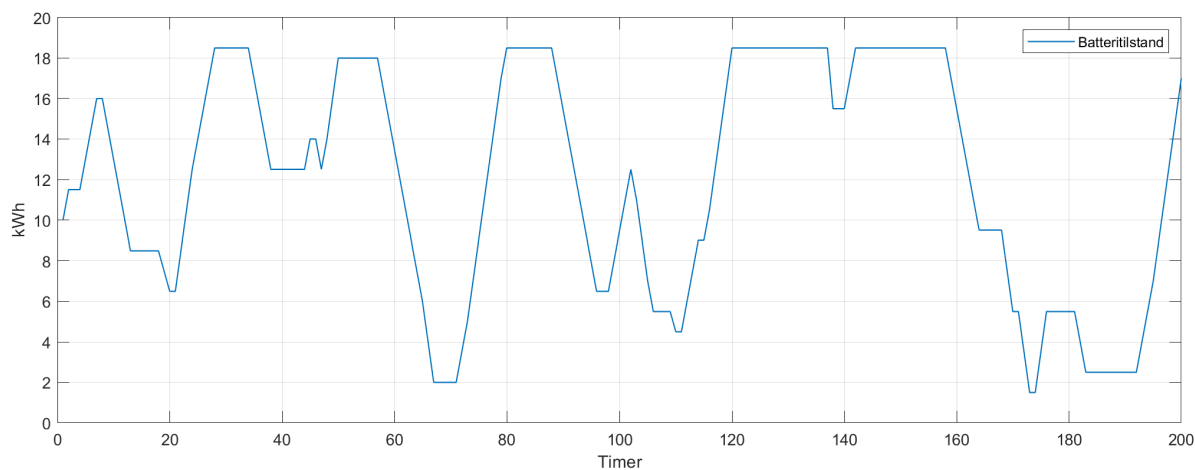
Figur 5.4: Oversikt over inntjeningstid av installasjonen gitt styringssystem B i Oslo 2022.

### 5.4.1 Forbruksmønster

Ved bruk av dette styringssystemet vil eneboligenes energibehov (fra nettet) se ut som presentert i Figur 5.6, og batteriets ladetilstand varierer som vist i Figur 5.6. Graf 5.5 er for forbruket til eneboligen i Trondheim i 2022. Den blå grafen beskriver boligens faktiske forbruk i 2022, og den oransje beskriver boligens forbruk dersom et 20 kWh batteri implementeres med et styringssystem som flytter effekttopper og samtidig vurderer strømpris. Merk at ved de tidspunktene forbruket med batteri nærmer seg null, er ikke husets faktiske forbruk av strøm null. Dette betyr derimot at batteriet leverer nesten hele forbruket til boligen. Med aktivitetsmønsteret til dette batterisystemet (Figur 5.6) anslås batteriene til å få en levetid på omtrent **30 år**.



Figur 5.5: Forbruk med og uten batteri i Trondheim 2022 over tidsperioden 01.01.2022 - 09.01.2022.



Figur 5.6: Batteriets kapasitet i Trondheim 2022 over tidsperioden 01.01.2022 - 09.01.2022.

## 5.5 Styringssystem C

Resultater fra system C, som maksimerer innsparing kombinert med kutting av effekttopper, presenteres i denne seksjonen. En detaljert beskrivelse av batterisystemets virkemåte er lagt fram i Seksjon 4.5. Gjennom optimaliseringsprosessen ble det observert minimal forskjell mellom gjennomsnitt og median som sentralmål. Det vil derfor kun presenteres resultater for median som sentralmål.

### 5.5.1 Innsparing

Følgende resultater viser innsparing som følge av bruk av styringssystem C. Tabell 5.3 viser en oversikt over inntjening for de tre byene for 2021 og 2022. Figur 5.7 viser en oversikt over inntjeningstid for ulike installasjoner. Figuren er basert på innsparing fra Oslo i 2022 og systemkostnader beskrevet i seksjon 3.5.

Tabell 5.3: Oversikt over innsparinger ved bruk av styringssystem C for de tre boligene i 2021 og 2022

By År	Oslo		Ålesund		Trondheim	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
<b>5 kWh</b>						
Bespart strøm	272	956	232	395	198	338
Bespart energiledd	43	55	44	36	41	34
Bespart fastledd	200	200	0	0	300	0
<b>Totalt spart</b>	<b>515</b>	<b>1214</b>	<b>276</b>	<b>431</b>	<b>539</b>	<b>372</b>
<b>Andel bespart</b>	<b>1,68 %</b>	<b>5.65 %</b>	<b>1.39 %</b>	<b>2.01 %</b>	<b>5.49 %</b>	<b>2.81 %</b>
<b>10 kWh</b>						
Bespart strøm	427	1498	371	620	292	502
Bespart energiledd	62	84	74	48	56	44
Bespart fastledd	200	200	0	0	300	0
<b>Totalt spart</b>	<b>689</b>	<b>1782</b>	<b>445</b>	<b>668</b>	<b>648</b>	<b>546</b>
<b>Andel bespart</b>	<b>2.24 %</b>	<b>8.24 %</b>	<b>2.25 %</b>	<b>3.11 %</b>	<b>6.60 %</b>	<b>4.13 %</b>
<b>15 kWh</b>						
Bespart strøm	858	1864	489	812	380	628
Bespart energiledd	72	93	92	56	74	69
Bespart fastledd	200	200	0	0	300	0
<b>Totalt spart</b>	<b>857</b>	<b>2157</b>	<b>581</b>	<b>868</b>	<b>754</b>	<b>697</b>
<b>Andel bespart</b>	<b>2.79 %</b>	<b>9.98 %</b>	<b>2.94 %</b>	<b>4.04 %</b>	<b>7.68 %</b>	<b>5.27 %</b>
<b>20 kWh</b>						
Bespart strøm	715	2116,4	583	955	447	745
Bespart energiledd	80	103,6	100	84	85	78
Bespart fastledd	200	200	0	0	300	100
<b>Totalt spart</b>	<b>995</b>	<b>2420</b>	<b>683</b>	<b>1039</b>	<b>832</b>	<b>923</b>
<b>Andel bespart</b>	<b>3.24 %</b>	<b>11.2 %</b>	<b>3.45 %</b>	<b>4.84 %</b>	<b>8.48 %</b>	<b>6.98 %</b>

### 5.5.2 Optimaliseringsresultater

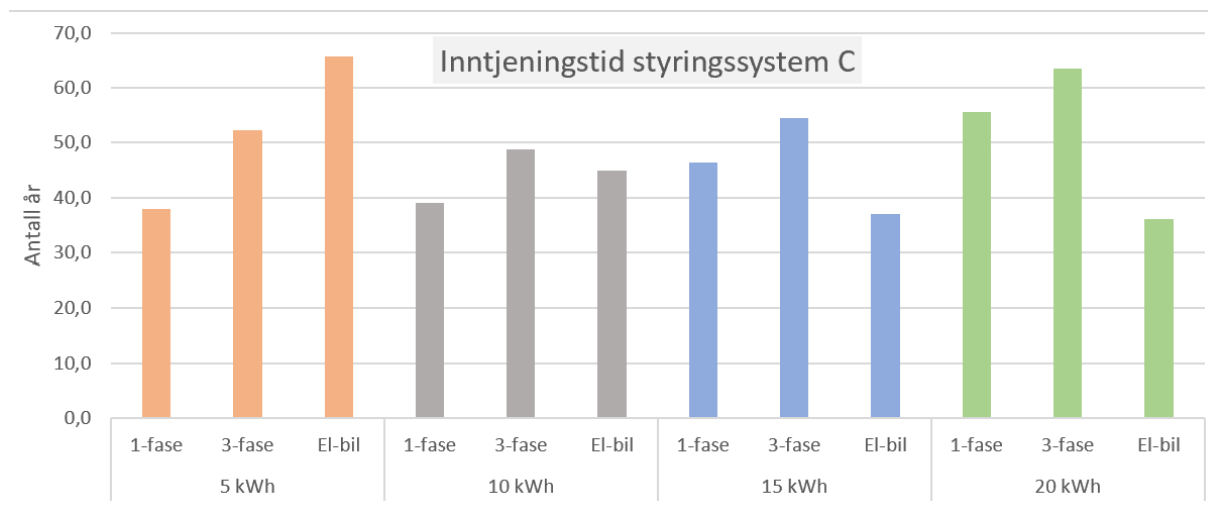
Tabell 5.4 viser en oversikt over de optimaliserte faktorene for styringssysteme C beskrevet i Seksjon 4.5. Optimaliseringsresultatene er fra Oslo 2022 med et 20 kWh batteri. Engasjeringsfaktorene ganger sentralmålet til den daglige spotprisen gir grenseverdien for engasjering. Effekten ved de engasjeringene er også oppgitt. Merk at dette er maks effekter. Tilfeller ved høyt forbruk vil påvirke både oppladning- og utladningseffekter uavhengig av pris.

Tabell 5.4: Optimaliseringsfaktorer for Oslo 2022 m. 20 kWh batteri

	Engasjeringsfaktor	Effekt
Oppladning	< 0.4	4.1 kW
	< 1	1.9 kW
Utladning	> 1	1.7 kW
	> 1.05	3.9 kW

### 5.5.3 Inntjeningstid

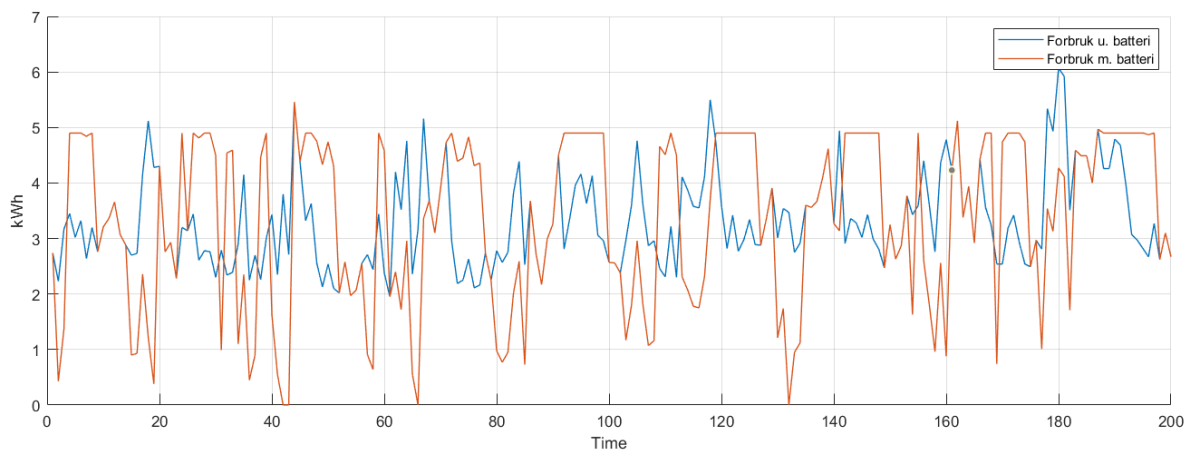
Figur 5.7 illustrerer grafisk hvor lang tid det vil ta for de forskjellige batterisystemene å gå i netto null. For disse økonomiske beregningene er det lagt til grunn samme forutsetninger som for de to andre systemene. Figuren presenterer resultater for Oslo 2022.



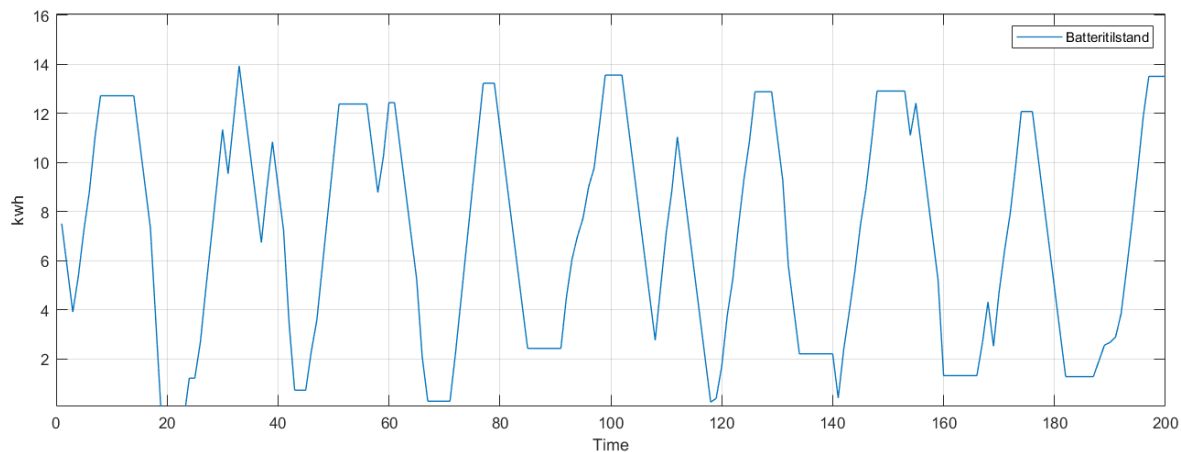
Figur 5.7: Oversikt over inntjeningstid av installasjonen gitt dette styringssystemet (SYSTEM C) i Oslo, basert på innsparing fra 2022.

### 5.5.4 Forbruksmønster

Figur 5.8 viser hvordan forbruksmønsteret endrer seg ved implementering av styringssystem C. Det er viktig å merke seg at dette forbruket, slik som for system B, også illustrerer det som trekkes fra nettet. Ved enkelte anledninger dekkes hele forbruket av batteriet, dette skjer når forbruket er null. Figur 5.9 viser ladestatusen til batteriet for Oslo 2022 i løpet av samme periode som Figur 5.8. Batterikapasiteten er i denne figuren satt til 15 kWh.



Figur 5.8: Forbruksmønster for Oslo 2022 uten og med 15 kWh batteri  
Tidsperiode: 01.01.2022 - 09.01.2022.



Figur 5.9: Batterikapasiteten over tidsperioden 01.01.2022 - 09.01.2022, Oslo, 15 kWh, styringssystem C.

Med disse lading- og utladingmønstrene estimeres batteriet, basert på tall hentet fra Figur 2.12 i Seksjon 2.3.6 og batteriets omtrentlige antall ladesykluser gjennom året, til å ha en forventet levetid på omlag **20 år**. Seksjon 4.6 beskriver hvordan levetiden er beregnet.



## 6 Diskusjon

Basert på presentert teori og resultater diskuteres det i dette kapittelet rundt sentrale momenter tilknyttet problemstillingen, og hvorvidt løsningen er lønnsom og bærekraftig. I tillegg drøftes det rundt resultatenes plausibilitet sett i lys av diverse feilkilder som kan prege analysen.

### 6.1 Analyse av styringsystem A

Styringsystem A er i utgangspunktet lett gjennomførbart, og kan enkelt endres for å passe inn i ulike prisområder og forbruksmønster. I tilknytning til sitt enkle oppsett, har systemet også noen klare svakheter. De ulike sidene til dette systemet vil bli diskutert i avsnittene under.

For å optimalisere batteriet rundt effekttopper, ble ladeeffekten satt til 0.5 kW. Dette er fordi lading med en effekt 1 kW ble et for kraftig effektuttak, og førte til en større økning i effekttopper enn ønskelig. Figur 5.3 viser hvordan den ekstra ladeeffekten på 0.5 kW øker forbruket. Der det normale forbruket uten batteri hadde et gjennomsnitt på rundt 1.7 kWh/h i tidsrommet 03:00-07:00, økte forbruket med batteriet til rett under 2 kWh per time. Dette førte til en større økning i effekttopper under 5 kW enn det kuttet ned topper over 5 kW.

En ulempe med å basere ladetidene på gjennomsnittforbruket hver time er at variasjonene gjennom året ikke endrer styringsystemets oppførsel. Enkelte måneder på sommerstid, der forbruket ellers er relativt lavt, ble det en økning i effekttopper ettersom at batteriets ladeeffekt utgjorde en større prosentandel av forbruket. I disse månedene burde derfor ladeeffekten vært justert ned for å kompensere for det ellers lave forbruket.

Et annet svakt punkt er forskjellene i forbruket fra dag til dag. Figur 5.8 viser hvordan effekttoppene kan endre seg daglig, med effekttopper på ulike tider i døgnet. Slike endringer i effekttopper vil ikke denne typen batterisystem kunne rette seg etter. Her vil det altså ikke bli en positiv forbedring med hensyn på effekttopper.

En tredje ulempe med batterisystemet er mengden energi som blir ladet. På grunn av at batteriet ikke lader mer men 3 kWh hver natt vil det ikke ha nok energi til å kunne kutte toppene i noe spesielt stor grad. På grunn av dette blir de største effekttoppene værende igjen. Tabell 5.1 viser også at batteriet kutter nok til å kunne spare inn på fastleddet.

En av de største fordelene med å styre batteriforbruket basert på tid er at en kan kutte ned forbruket i de timene der det typisk er mest pågang ellers i nettet. Figuren 5.3 viser tydelig hvordan forbruket i gjennomsnitt blir redusert i de mest hektiske timene i døgnet.

For å kunne øke innsparingen uten å øke mengden effekttopper for mye, ble ladeeffekten satt til 1 kW ved optimalisering for inntjening. Dette gjorde at batteriet kunne lade opp 6 kWh over natten, og doblet dermed energimengden i forhold til tidligere. Til tross for økningen sparer ikke batteriet nok til å gjøre batteriinvesteringen lønnsom. Tabell 5.1 viser innsparingene for de ulike byene og det kan observeres at den totale innsparingen, selv i det dyreste året, lå rett under 900 kr. Det vil si under 5 % av den totale strømregningen. Med en slik innsparing vil selv det billigste alternativet trenge omlag 50 år for å inntjenes, hvilket overgår batteriets levetid på 22 år.

## 6.2 Analyse av styringssystem B

Resultatene fra styringssystem B har en rekke merkverdige forskjeller fra resultatene i styringssystem A. For det første observeres det at innsparingene for de mest inntjeningseffektive systemene er høyere, og at inntjeningstiden generelt er noe lenger. I tillegg skiller resultatene seg fra hverandre i at styringssystem B i noen sammenhenger har negative årlige innsparinger. Dette betyr at batteriløsningen gir en årlig negativ avkastning for eieren ved de respektive forbruks- og prismønstrene, og systemet vil aldri tjene seg inn dersom disse mønstrene består. Årsaken til at det oppstår negative besparelser er at aktiveringen av batteri-ladesystemet resulterer i flere effekttopper enn det den opprinnelige lasten har. Konsekvensen er at energileddet på strømregningen øker i en eller flere måneder gjennom året. Dersom fastleddsutgiftene blir høyere enn innsparingene på spotpris og energiledd, vil prosjektet resultere i høyere årlige utgifter enn originalt forbruk.

Fra Figur 5.4 observeres det en tydelig reduksjon i inntjeningstid når batteripakken går fra 5 kWh til 10 kWh, til tross for den økte systemkostnaden. For 15 og 20 kWh pakkene holdes inntjeningstiden nokså lik den for 10 kWh systemet. Både 1-fase og 3-fase systemene viser at økt batterikapasitet også kan resultere i økt inntjeningstid, ettersom at dette krever større batterier og dyrere systemer. For elbil-løsningen derimot, er ikke dette tilfellet, da investeringskostnaden for toveislader ikke øker sammen med økning av kapasitet. Dette er fordi elbil-kapasiteten kun er et mål på hvor mye lasten får lov til å bruke av batteriet, ikke hvor stort batteriet er.

Oversikten i Tabell 5.2 viser at innsparingsverdiene for styringssystem B utgjør en noe lav andel av de årlige kraftutgiftene til boligene. Dette argumenterer for at forskyvning av effekttopper i seg selv ikke vil være en lønnsom investering. Mye av årsaken er at flytting av toppene ikke nødvendigvis reduserer mengden topper, i mange tilfeller økes antallet effekttopper, og fastleddet i nettleien blir derfor ikke redusert. I noen sammenhenger vil fastleddet også kunne bli høyere enn det var opprinnelig. Det observeres også at det for dette systemet er 20 kWh-batteriet som har høyest inntjeningsverdi, og da spesielt for året 2022, hvor strømprisen som nevnt har vært rekordhøy. Sett i lys av inntjeningstid er det da investeringen i toveislader for elbil, med mulighet for å trekke 20 kWh fra batteriet, som er det mest gunstige scenariet. Se Figur 5.4.

Til forskjell fra de to andre simuleringene får batteriene i system B en betydelig lenger levetid. Dette er fordi systemet opererer med færre ladesykluser per år. Basert på Figur 5.4, er den forventede inntjeningstiden for alle mulige batteriinstallasjoner med styringssystem B langt mer enn batterienes forventede levetid i seg selv. Med andre ord vil ikke batterisystemet rekke å tjene inn investeringen i løpet av sin levetid, og prosjektet vil totalt sett ikke være lønnsomt.

### 6.3 Analyse av styringssystem C

I denne delen trekkes det frem en rekke resultater som anses som interessante tilknyttet styringssystem C. Fra Tabell 5.3 er det flere resultater som skiller seg ut. For det første observeres det at spesielt Oslo 2022 og Trondheim 2021 har de største prosentvise innsparingene totalt for samtlige batterikapasiteter. Oslo 2022 hadde den største prosentvise innsparingen i løpet av simuleringen, med en 11.2 % besparelse. Dette skyldes trolig den høye strømprisen for området dette året. Det observeres en jevn stigning i innsparinger med økende batterikapasitet for alle byene. Denne økningen fremtrer ikke lineær og tyder på at innsparingene stagnerer ved høyere kapasiteter. Det vil derfor være mulig å finne den batterikapasiteten som er best tilpasset de ulike forbrukene basert på investeringskostnad og total innsparing. Dette ble presentert i Figur 5.7.

Videre analyseres forbruksmønster for styringssystem C. Figur 5.8 viser tydelig hvilken påvirkning implementering av et batteri kan ha på forbruksmønsteret til boligen. En viktig bemerkning er at dette plottet representerer strømmen som trekkes fra nettet. Summen av begge forbrukene er like, da husets totale forbruk ikke endres. Fra dette plottet er det flere karakterstikker å ta tak i.

For det første kan det observeres at det nye forbruket fremtrer mer polart. Her er en nokså tydelig “av og på”-struktur på forbruket med batteri. Dette skyldes sannsynligvis den prisspesifikke delen av koden. Styringssystemet ønsker å kostnadseffektivisere forbruket mest mulig og trekker derfor mer effekt i de timene i døgnet hvor strømmen er billig. Dette kommer i starten av hvert døgn, der forbruket med batteri konsekvent er mye høyere enn det uten. I motsatt tilfelle ser en at forbruket reduseres markant i kveldstimene, der prisen tradisjonelt sett er høy. Resultatet er et mer polart fremtredende forbruk sett fra nettet sin side. Det kan vurderes at batterisystemet opererer kynisk sett i lys av den høye ladeeffekten som igjen skaper de tydelige toppene og bunnene. Mer om dette i Seksjon 6.4.

Videre observeres det i plottet at forbruket med batteri ved flere anledninger lager “plataer” hvor forbruket ligger rett under 5 kW grensen. Dette er en betingelse som er lagt inn i koden for å hindre effektforbruket i å unødvendig overstige 5 kW. Årsaken til at denne grensen er satt, er at effekttopper på over 5 kW gjør at boligen kan gå opp et trinn i fastleddet til nettleien, se Seksjon 2.1.6. Dersom dette kan unngås, vil det potensielt redusere strømrregningen med noen hundre kroner. Slike plataer dannes av at batteriet trekker så mye effekt det kan for å kunne lagre mest mulig billig strøm. Samtidig kommer det frem i plottet at batteriet ved flere tilfeller lykkes i å kutte topper som befinner seg over 5 kW grensen. Dette er også en innbakt egenskap i koden som gjør at dersom forbruket i seg selv er over 5 kW skal batteriet tas i bruk, uavhengig av spotprisen. Her er en forutsetning at det finnes tilstrekkelig med lagret energi i batteriet. Det kan basert på gitte karakterstikker ved forbruket vurderes at batteriet har fungert som planlagt og med de ønskede egenskapene beskrevet i Seksjon 4.5.

Basert på resultatene presentert i Tabell 5.3, kombinert med summen av investering, gjøres et grovt anslag på hvor mange år systemet må være i drift for å inntjene investeringen. Figur 5.7 viser inntjeningsstid for alle simulerte kombinasjoner av installeringen. Installasjonen med den laveste inntjeningsstiden for Oslo 2022 var 1-fase system med 10 kWh batterikapitet. Satt i perspektiv er en installert batterikapitet på 10 kWh tilsvarende ca. én femtedel av det daglige forbruket til boligen. For inntjeningsstiden var det kun elbil-systemet som hadde en reduksjon i inntjeningsstid ved høyere kapasiteter. Dette er som nevnt på grunn av at økningen i kapasitet ikke medfører ekstra investeringskostnader for dette systemet. Figuren viser at det kreves mer enn 30 år å inntjene investeringen for samtlige systemer. Denne inntjeningsstiden overgår systemets estimerte levetid på 20 år og investeringen vil derfor ikke være økonomisk lønnsom. Untaket i

denne sammenhengen er elbil-systemet hvor kostnaden ved bytte av elbil ikke er tatt hensyn til i beregningen. Investeringen anses dermed å være ulønnsom.

#### **6.4 Konsekvenser for nettet**

Fra netteier sitt perspektiv kan et mer polart forbruk blant mange boliger være mer krevende å drifte og dimensjonere for. Det som bestemmer dimensjonen på utbygde kapasiteter i nettet er effektbehov. Sentralt i denne beregningen er samtidighetsfaktor, beskrevet i Seksjon 2.1.2. Dersom flere boliger i større grad baserer effektbehovet sitt på strømpris, kan dette føre til en større samtidighetsfaktor på grunn av at flere boliger når sin effekttopp samtidig. Konsekvensen av dette kan være at kapasiteten til nettet blir utilstrekkelig i de timene hvor flere huster trekker mye mer effekt enn de i praksis trenger, i den hensikt å spare penger. Hvorpå i de timene der strømmen er dyr, belastes nettet svært lite og kapasiteten til nettet fremtrer overdimensjonert. Dette vil kunne gjøre det dyrt og lite effektivt å drive nettet. I tillegg vil høyere effekttrekk føre til langt større tap i nettet, da tap er avhengig av kvadratet av strømmen. En dobling av strømmen fører til en firdobling av tapene, se Seksjon 2.1.2. Disse tapene er det i hovedsak netteier som står ansvarlig for, mens forbruker tar en del av regningen basert på fastleddet i nettleien.

#### **6.5 Valg av batteri**

Ved valg av batteri ble en rekke ulike egenskaper vurdert opp mot hverandre. Batteriet måtte kunne lades opp og ut gjentatte ganger uten å ta skade av det, og i tillegg kunne lagre en tilstrekkelig mengde energi. Søkelyset falt her på de to mest brukte batteriteknologiene LiB og AGM-batterier. Dette er batterier som ofte blir brukt i liknende situasjoner. AGM er ofte brukt ved solcelleintallasjoner og LiB er det mest brukte innenfor elbiler. AGM batteriet har en lavere pris per kWh, men samtidig en kortere levetid sammenliknet med LiB. Til tross for høyere pris vil den lange levetiden til LiB trolig gjøre at dette blir det mest økonomisk gunstige batterivalget.

#### **6.6 Uforutsigbarhet i strømpris**

Det er viktig å merke seg at strømprisen ikke bare er avhengig av det som skjer innenfor landets grenser. Strømprisen i Norge påvirkes også av energisituasjonen til de nærliggende landene, se seksjon 2.1. Dette fører med seg ytterligere usikkerhet. Kraftmarkedet er avhengig av mange uforutsigbare faktorer. Produsentene påvirkes av vær, tilgang på energikilder og politisk styring i sine respektive land. En økende andel fornybar energi i kraftmiksen kan i tillegg gjøre

produksjonen mer uforutsigbar. Eksempelvis er kraft produsert fra vind avhengig av hvor mye det blåser og derfor svært væravhengig. Disse faktorene påvirker strømprisen på ulike måter, men generelt kan det vurderes at mer uforutsigbarhet fører til mer flukserende priser som også varierer regioner seg imellom. Det forutsettes at strømprisen skal reduseres noe i årene som kommer, se avsnitt 2.1.8, men uforutsigbare endringer kan forekomme, og det vil derfor alltid råde usikkerhet rundt fremtidsutsiktene.

Innsparinger for Oslo 2022 skiller seg ekstra ut på grunn av den store økningen i prosentvis innsparing sammenlignet med 2021. Dette skyldes trolig to årsaker; forbruket i 2022 er tilnærmet to tredjedel av forbruket for 2021, og en økning i strømpris, se Figur 3.3, førte til større besparelser på innkjøp av strøm. Selv om det totale strømforbruket for Oslo 2022 var to tredjedeler av det i 2021, var innsparingen på strøm ved styringssystem C over tre ganger så stor sammenlignet med 2021. Dette viser til at strømprisen er en svært viktig faktor for besparelser. Det observeres noe av det samme for Ålesund og Trondheim. Høyere og mer flukserende priser førte til større besparelser for begge byene i 2022 sammenlignet med 2021. Her var det totale forbruket for Trondheim mer likt fra 2021 til 2022. Ålesund på sin side hadde et noe økt forbruk for 2022. Dette skyldes at det ble anskaffet en elbil etter årsskiftet. Det viser seg også at besparelser knyttet til energileddet for nettleien ikke bidrar nevneverdig til den totale besparelsen.

## 6.7 Alternativer til integrert batteripakke

Opgaven har tatt utgangspunkt i en instalert batteripakket i hjemmet. Dette krever installasjon av et batteri og systemer som kan sørge for at batteriet opererer innenfor gitte premisser. En slik løsning kan være kostbart og ikke nødvendigvis attraktiv for enhver. Et alternativ til denne installasjonen er derfor å bruke elbil som batteribank. I dag er det rundt 600 000 elbiler på norske veier, og mange med større kapasitet enn det de bruker på en vanlig dag. Et godt alternativ til å installere batteripakke er derfor å bruke batteriet som allerede er i bilen. Et slik alternativ vil komme med fordeler og utfordringer.

Den første utfordringen som kommer ved bruk av elbil er at det må installeres en toveislader. Toveislader er i dag relativ ny teknologi og det er få aktører på markedet. Dette fører til at slike ladere er kostbare. En toveislader fra Wallbox vil koste rundt 80 000 kr og får dermed en pris på nivå med de andre alternativene.

En annen utfordring ved bruk av elbil er de timene i døgnet bilen ikke står i hjemmet. Når bilen er tatt i bruk til kjøring eller står parkert andre steder kan den ikke bli brukt til å påvirke boligens forbruk og dermed potensielt miste litt av inntjeningspotensialet. Hvor mye dette vil påvirke de økonomiske resultatene er noe usikkert. På den ene siden vil bilen, gitt at den som eier den har en 9-5 jobb, være innaktiv i 8 timer i løpet av døgnet. På den andre siden er disse timene sjeldent de mest forbruksintensive i boligen, og bilen kan fortsatt kunne bidra til å kutte forbruket når behovet er størst. Figur 4.4 viser tydelig hvordan forbruket øker på morgenen, rundt time 8 til 9, for deretter og synke utover dagen, og så ta seg opp igjen på ettermiddagen. Dersom batteriet i bilen kan brukes i timene med ekstra høyt forbruk vil mye av innsparingsverdiene kunne beholdes.

Et annet dilemma er hvor mye av batteriet til bilen en skal kunne benytte seg av. Som forklart tidligere blir batterier dårligere for hver gang det brukes, og hvor dypt det lades/utlades preger levetiden. Dersom batteriet tappes og lades flere ganger på daglig basis i tillegg til den daglige kjøringen, kan batterilevetiden potensielt halveres. I tillegg må bilen ha nok kapasitet til å kunne dekke eiers transportbehov. Hvor mye eieren da kan yte av batteriet vil være svært avhengig av hvilken bil eieren har og hvor lang reisevei bilen har til daglig. Det burde også her tas hensyn til sikkerhetsmarginer med tanke på bilens rekkevidde.

## 6.8 Markedsverdi og potensiale

Hvorvidt det å installere batterisystemer i hjemmet kan bli en lønnsom investering er vanskelig å spå. Innsparingstiden er avhengig av en rekke faktorer der majoriteten av disse er svært sammensatte.

Strømpris er en viktig faktor i at batteriet skal kunne bli lønnsomt. I årene 2021 og 2022, har denne som nevnt vært historisk høy. Med en gjennomsnittspris i 2021 på nesten det dobbelte av de fem foreliggende årene, og en ytterligere økning i 2022. For fremtiden derimot viser både Statnett sin langsiktige og kortsiktige markedsanalyse at disse prisene trolig ikke vil vedvare. Se Seksjon 2.1.8. Markedsanalysene viser til synkende priser for tiårene framover, der kostnaden vil kunne synke til rund 40 €/MWh, mot de 217 €/MWh i 2022.

En annen viktig faktor er batteripriser. De siste ti årene har batterierpakker opplevd en jevn nedgang i pris og det er forventet at dette kommer til å fortsette 2.3.2. Til tross for dette har uforutsette hendelser som koronapandemien og økte priser på viktige råvarer som litium, magnesium og nikkel ført til økte batteripriser i 2022 2.3.2. Prisen på selve batteriet vil være

essensielt for lønnsomheten til konseptet. Om prisen på batterier vil bli lav nok til å gjøre systemet profitabelt er vanskelig å si. Den økende etterspørselen etter teknologien presser prisene opp, samtidig som det er et område som det forskes mye på og nye billigere teknologier utvikles.

En tredje faktor er strømstøtten, og hvordan denne vil endre seg fremover. Norske hjem får stadig mer avanserte strømmålere som kan måle strømforbruket ved mindre og mindre intervaller. Dette er regjeringen klar over og det er noe den nåværende støtteordningen ikke tar i bruk direkte. Strømstøtten bruker i dag gjennomsnittet for forrige måneds spottpris til å regne ut neste måneds bidrag, dette kan føre til ujevnheter i støtten og bidrar ulikt i forhold til om en har fastpris eller spotpris 2.1.7. I februar 2023 kom derfor regjeringen ut med et forslag til endring i ordningen, der støtten skal basere deg på time-for-time-data istedet for månedlig som beskrevet over. Dersom dette blir innført vil det trolig resultere i lavere besparingsverdier. Den nåværende strømstøtten tilbakebetaler 90 % av prisen over 70 øre basert på gjennomsnittet av forrige måned uavhengig av når kunden selv brukte strømmen. Den nye foreslåtte støtten vil betale tilbake i henhold til hva strømmen faktisk kostet i den respektive timen 2.1.7. Når på døgnet kunden bruker strøm vil altså påvirke hvor mye støtte kunden får.

## 6.9 Norsk batterinæring og klimafotavtrykk

Utvikling av Norges rolle i batterinæringen vil kunne bidra til bedre forhold for implementasjon av energilagring i boligbygg. En voksende mengde aktører i norsk batteribransje kan resultere i reduserte kostnader, mer miljøvennlige produkter, og et tryggere marked å håndtere som kunde. Regjeringens satsning på norsk batteriproduksjon har til hensikt å motivere en slik utvikling, og tiltreding av unge aktører som tilbyr energilagringssløninger for hjemmet vil gjøre teknologien mer tilgjengelig for potensielle kunder.

Til tross for den norske satsningen innen batteriteknologi, er det ennå ikke mulig å få støtte av Enova til prosjekter for batteriimplementering i enebolig. Som påpekt i Seksjon 2.4 dreier dette seg hovedsakelig om at batteriimplementering i eneboliger ikke er beviselig gunstig, sett i et klimaperspektiv. For å gjøre implementeringen bærekraftig understrekes behovet for ytterligere forskning rundt batteriets klimafotavtrykk, samt en teknologisk utvikling som reduserer  $CO_2$ -utslippet relatert til produksjon, avhending, installering og avfallshåndtering.



Seksjon 2.3.7 viser resultatene fra en gjennomført cradle-to-grave LCA for 1 kWh av de vanligste LiB-kjemiene. Oppgaven har foreslått kapasiteter på 5 - 20 kWh på batteripakkene. Med det kan det gjøres en vurdering på hvor miljøbelastende bruk av batteri i dette systemet kan være. Som lagt frem i Seksjon 2.3.4 er batterier svært energi- og ressurskrevende å produsere. Dersom en inkluderer avfallshåndtering og resirkulering, se Seksjon 2.3.11, økes miljøbelastningen videre. Sett i lys av funksjonen til batteriene i denne oppgaven, vurderes det at det er usannsynlig at installeringen vil kunne gjøre opp for utslipp tillknyttet produksjon og resirkulering. Dette medfører at å implementere batteriene vil være mer miljøbelastende enn å la være. Årsaken til dette er at norsk kraftmiks i utgangspunktet er svært lite karbonintensivt, se Seksjon 2.1.3. Derimot kan det være et potensiale for miljøbesparelser dersom batteriene muliggjør lagring av fornybar energi i et område hvor kraftmiksen består av en større andel fossile energikilder. I denne oppgaven ble det i tillegg benyttet nyproduserte batterier i simuleringen. Dersom det hadde blitt benyttet second-life batterier, beskrevet i Seksjon 2.3.8, kunne dette redusert den totale miljøpåvirkningen.

## 6.10 Gjenbruk av elbilbatterier

Som nevnt i Seksjon 2.3.10 vil LiB medføre en viss brannrisiko, da de er oppbygd av svært brennbare materialer. Implementering av større energilagringssystemer i hjemmet forutsetter derfor at batteriene har gjennomgått grundige sikkerhetstester og oppfyller alle krav til dokumentasjon av funksjonsbetingelser. Dette gjelder spesielt ved gjenbruk av elbilbatterier, og dersom en privatperson ønsker å utnytte resterende ytelse av et brukt elbilbatteri anbefales det en profesjonell sikkerhetsvurdering fra leverandør. Et eventuelt gjenbruk av elbilbatterier vil trolig medføre betydelige kostnader, da det i tillegg bør gjøres modifikasjoner på lagringssystemets oppbygning, samt installeres gass- og varmedetekteringssystemer til enheten. Rundt de økonomiske vurderingene er det da usikkert hvorvidt det ville vært gunstig å gjenbruke elbilbatterier "direkte", og sett i lys av sikkerhetsaspektet vil det trolig være tryggere å anskaffe hele systemet via en profesjonell aktør.

## 6.11 Tekniske begrensninger og svakheter

Selv om simuleringene er gjort for historiske data vil resultatene være preget av en rekke feilkilder. Oppgavens omfang krever at det gjøres visse antakelser, forenklinger og begrensninger, noe som vil påvirke påliteligheten til resultatene. Dette kapitlet diskuterer noen av disse feilkildene og drøfter rundt deres innvirkning på resultatenes troverdighet.

Først og fremst vurderer ikke simuleringene fremtidig kraftpris. Som beskrevet i Seksjon 2.1.8 og Kapittel 6.6 er strømprisen forventet å gradvis synke i årene som kommer. Dette vil strengt tatt gjøre en batteriinstallasjon som hovedsaklig inntjenes på spotpris (slik som systemene i denne analysen) mindre lønnsom. Det vil si at batteriene trolig vil ha en noe lenger inntjeningstid enn beregnet, basert på fremtidsutsikter fra Statnett. I tillegg tar dette systemet kun for seg én nettleiemodell. I Seksjon 2.1.6 påpekes det at det benyttes flere nettleiemodeller i Norge, samtidig som det heller ikke er utenkelig at standardiserte nettleiemodeller endres i fremtiden. Dette kan virke både til fordel og ulempe for batteriinstallasjoner.

Simuleringene vurderer heller ikke batterienes degenerering i løpet av sin levetid. Som påpekt i Seksjon 2.3.6 opplever LiB en tydelig nedgang i kapasitet gjennom sitt livsløp. Konsekvensen av dette er at batteriene ikke alltid vil yte den kapasiteten som simuleringen tilsier at de kan, og investeringen vil dermed bli mindre og mindre lønnsom over tid. Det er vanskelig å anslå i hvor stor grad dette vil ha innvirkning på besparelsene, da det er flere faktorer og forebyggende tiltak som kan spille inn. Eksempelvis benytter i utgangspunktet simuleringen stort sett kun 60 % av batteriets kapasitet. Det vil si at styringssystemet har mer lagringskapasitet å gå på enn det som brukes, og det ville vært mulig å justere bruksgraden parallelt med redusert lagringsevne.

Når det kommer til batterienes levetid vil det også regjere noe usikkerhet rundt den anslåtte tidsverdien for de tre systemene. Levetiden er som beskrevet i kapittel 4.6 beregnet gjennom en omtrentlig mengde årlige ladesykluser, og baserer seg på oppgitte verdier for antall ladesykluser innenfor batteriets tålegrense. Grunnlaget for systemenes ladesykluser per år baserer seg på en talt mengde fulle sykluser over et gitt tidsrom, og vil preges av noe avvik fra realiteten. Data på antall ladesykluser batterier av denne typen tåler er også av varierende skala. Det er altså viktig å påpeke at også denne informasjonen vil kunne differere fra realiteten.

En annen feilkilde er usikkerhet rundt installasjonskostnader av energilagringssystemer. Tilgang på konkret informasjon om kostnadsdata er begrenset da markedet er preget av hemmelighet på grunn av konkurranseøymed. Aktører er generelt svært forsiktige med å dele prisestimer for å besitte et visst konkurransefortrinn. Økonomiske beregninger i denne oppgaven er da basert på en begrenset mengde prisdata, og vil være noe sensitiv for varierende markedspriser.

Det er også viktig å påpeke at kodegrunlaget for optimalisering av inntjeningsverdier har forbedringspotensiale. Styringssystem C, og til en viss grad B, finner iterativt optimale faktorer der det er relevant, men det er ingen garanti for at noen av styringssystemene oppnår maksimal utnyttelse av batteriet. På bakgrunn av oppgavens omfang har optimaliseringen og utviklingen av styringssystemene blitt noe begrenset, og utvikling av alternative løsninger som betjener batteriet bedre har blitt nedprioritert.

Som beskrevet i Seksjon 4.5, ble systemet testet med både gjennomsnitt og median som sentralmål. Under optimaliseringen ble det testet for et bredt utvalg engasjeringsfaktorer og effekter. Det viste seg at det var lite forskjell i innsparingsresultatene mellom gjennomsnitt og median. Det var noe variasjon mellom engasjeringsfaktorer, men dette var forventet ettersom at det vil være avvik mellom de to sentralmålene og spotprisen.

## 6.12 Batteri og fornybar energi

Med en mulighet for å lagre strøm, åpner det også muligheter for å installere egen fornybar strømproduksjon og få bedre utbytte av kraften. Som nevnt i Seksjon 2.2 er det flere som velger å investere i solcelleanlegg på takene sine. Et solcelleanlegg i kombinasjon med en batteripakke har flere fordeler. For det første gjør batteriet det mulig å lagre overskuddet av produsert strøm fra anlegget. Sammen med styringssystemene beskrevet i denne oppgaven kan denne energien forvaltes på en måte som kan bedre lønnsomheten til hele systemet. Det er også mulig etter avtale med det lokale nettselskapet å levere strøm tilbake på nettet. Som påpekt i Seksjon 2.2, kan dette føre med seg fordeler tilknyttet nettleie. Levetiden til et typisk solcelleanlegg er også sammenlignbart med batterisystemene beskrevet i oppgaven. Batteriet kan også drive noe av husets forbruk ved et eventuelt strømbrud. Ulempen med solceller er at de krever en større investeringskostnad, men de kan potensielt, i det lange løp, generere et overskudd som ikke hadde vært mulig med et batteri alene.

### 6.13 Oppgavebegrensning og utvikling

Gjennom oppgaveperioden, fra forprosjekt til ferdig produkt, har systemgrensene og oppgaveomfanget vært i tidvis endring. For å realisere produktet har det måttet gjøres innskrenkinger, endring av fokusområder og justering av tidsplan. I utgangspunktet hadde oppgaven ambisjoner om å rette et større fokus rundt bærekraftsaspektet av batteriimplementeringen. Her ble det senere vurdert gunstig å spesifisere hele undersøkelsen rundt det økonomiske perspektivet, for å sikre mer troverdige resultater på dette feltet. Dette åpnet for å vie mer tid til simuleringen av batteriet, og med det også lage mer realistiske simuleringer. En eventuell bærekraftsanalyse ville i utgangspunktet omfattet livsløpsvurderinger av et batteri kombinert med flytting av energiforbruk sammenliknet med utslippsdata relatert til husets opprinnelige forbruk tilknyttet energimiksen. Å sløyfe dette har altså blitt gjort med hensyn på tid og omfang, for å levere et produkt med et smalere og mer dyptgående fokusområde.

## 7 Konklusjon

Formålet med denne oppgaven har vært å undersøke om et batteri kombinert med et smart styringssystem kan bidra til å redusere energikostnader og å kutte effekttopper i boliger. Ved bruk av tre ulike styringssystemer og flere alternativer for selve integreringen av batteri i husets energisystem har det blitt vurdert rundt installeringens lønnsomhetspotensiale. Resultatene fra simulering av de tre ulike styringssystemene viste forskjellige egenskaper, karakteristikk og ytelse.

Styringssystem A viste et potensiale basert på besparelsene sammenlignet med batterikapasiteten. Fremgangsmåten baserte seg på likheter mellom spotpris og forbruksmønster, og systemet kuttet jevnt effekttopper på morgenen og kvelden. Dette førte til en moderat kostnadseffektivisering for hver måned. Det beste resultatet var Oslo 2022 med 4.41 % kostnadsbesparelse ved bruk av et 6 kWh batteri.

Styringssystem B forvaltet strømforbruket på en slik måte at de laveste besparelsene resulterte i en årlig negativ avkastning, og de høyeste besparelsene nådde litt over 6 % årlig. Ettersom at systemet, relativt til system A og C, har få ladesykluser per år, får også batteriet en lenger forventet levetid.

Styringssystem C viste seg å ha de største besparelsene for alle lokasjonene. Oslo 2022 oppnådde den største besparelsen på 11.2 % for 20 kWh kapasitet. Systemet lyktes i å kostnadseffektivisere strømforbruket med et fokus på spotpris. Systemet kuttet i tillegg flere effekttopper som sørget for et lavere fastledd i nettleien. Styringssystem C hadde også det største antallet ladesykluser i løpet av året og hadde derfor den laveste beregnede levetiden av de tre systemene. Dette skyldes et mer aktivt batteri som gjennomførte minst en syklus daglig.

Grunnet store investeringskostnader og lave prosentvise besparelser, var det totalt sett ingen av styringssystemene som ble ansett som lønnsomme i denne analysen. Dyre komponenter førte til at innsparingstiden for alle batteriløsninger og styringssystemer overgikk installasjonens levetid med stor margin. Det konkluderes derfor med at det per idag ikke vil være en lønnsom investering med installasjon av batteri i boliger. Dette gjelder også systemet som benytter seg av batteriet i en elbil ved bruk av en toveislader.

I løpet av oppgaven har gruppen tilegnet seg verdifull erfaring med behandling av data og programmering. Gruppen lyktes med å designe og simulere batterisystemer ved bruk av pris- og forbruksdata med de planlagte og ønskede egenskapene. Selv om systemet viste seg å ikke være en lønnsom investering, håper gruppen at oppgaven kan bidra til innsikt i hvorfor en slik løsning ikke er profitabel idag. I tillegg belyses hva som eventuelt kan bidra til å gjøre systemet mer økonomisk attraktivt i fremtiden.

## 7.1 Videre undersøkelser

For å videreutvikle problemstillingen og danne et bredere datagrunnlag rundt implementering av batteri i boliger kreves ytterligere undersøkelser. Denne besvarelsen gir en tydelig pekepinn på implementeringens økonomiske verdi, men preges som nevnt over av diverse mangler og feilkilder.

For å gi et mer presist bilde av implementeringens totale konsekvenser ville det vært aktuelt å gjøre en dyptgående livsløpsanalyse. Som påpekt i Seksjon 6.11 ville en slik analyse sett på differansen i klimafotavtrykk mellom strømmiksen relatert til opprinnelig forbruk, og forbruket ved bruk av kostnadsgunstig energilagring. En slik analyse kunne også dratt nytte av å undersøke forskjellen i  $CO_2$ -utslipp ved bruk av resirkulert batteriteknologi kontra nye batterier.

En mer omfattende økonomisk vurdering kan inkludere degenerering av batterikjemien og fremtidsutsikter for energipris. Simuleringskodene i denne besvarelsen er egnet for en slik utvidelse, men det ville krevd ytterligere datainnsamling og noe mer detaljert databehandling. I tillegg ville det vært relevant å sammenlikne flere nettleiemodeller for å avdekke hvilken som eventuelt er mest gunstig i kombinasjon med batterilagring. Slike løsninger ville også vært preget av usikkerhet rundt estimer, men ville trolig gitt et noe mer nøyaktig og realistisk bilde på de økonomiske konsekvensene av investeringen.

Som nevnt i Seksjon 2.2 og 6.12 er en kombinasjon med energilagring og PV-anlegg en mer vanlig løsning. Til videre arbeid ville det vært nyttig å kombinere data for energiproduksjon fra solcelleanlegg med styringssystemene simulert i denne oppgaven. Ved videre utvikling av simuleringen ville styringssystemet kunne forvaltet egenprodusert energi og muligens bidratt til en totalt sett lønnsom integrering.

## Referanser

- [1] *Om strømpriser*. no. Jan. 2023. URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/> (sjekket 15.02.2023).
- [2] *Alt om strømpriser*. no. URL: <https://www.fornybarnorge.no/strommarked/derfor-er-stromprisen-hoyere-i-ar-enn-i-fjor/> (sjekket 15.02.2023).
- [3] *Market data*. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/N0/Daily1/> (sjekket 15.02.2023).
- [4] *Rekordhøy strømpris i 2022 – dempet av strømstøtte*. nb. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitetspriser/artikler/rekordhoy-strompris-i-2022--dempet-av-stromstotte> (sjekket 15.02.2023).
- [5] *Derfor har vi prisområder for strøm i Norge*. no. Jan. 2023. URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/> (sjekket 15.02.2023).
- [6] *Nett - NVE*. no. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/> (sjekket 15.02.2023).
- [7] Knut A. Rosvold. *nettap*. I: *Store norske leksikon*. 25. jan. 2023. URL: <https://snl.no/nettap> (sjekket 15.05.2023).
- [8] Odne Stokke Burheim. «Engineering energy storage». en. I: (2016), s. 117.
- [9] Ling Ai Wong mfl. «Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage System Considering the Duck Curve Phenomenon». I: *IEEE Access* 8 (2020). Conference Name: IEEE Access, s. 197236–197248. ISSN: 2169-3536. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3034349.
- [10] *Vurdering av atferdsvirkemidler som kan bidra til reduksjon av effekttopper - NVE*. no. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/vurdering-av-atferdsvirkemidler-som-kan-bidra-til-reduksjon-av-effekttopper/> (sjekket 15.02.2023).
- [11] *Strømforbruk i Norge har lavt klimagassutslipp - NVE*. URL: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/stromforbruk-i-norge-har-lavt-klimagassutslipp/> (sjekket 08.05.2023).
- [12] *Kraftproduksjon*. Energifakta Norge. URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energi-forsyning/kraftforsyningen/> (sjekket 08.05.2023).
- [13] *Calculating Load Profile - Technical Articles*. URL: <https://eepower.com/technical-articles/calculating-load-profile/> (sjekket 18.04.2023).
- [14] Knight Ian. «European and Canadian non-HVAC Electric and DHW Load Profiles for Use in Simulating the Performance of Residential Cogeneration Systems». I: *International Energy Agency* (1. mai 2007). URL: [http://www.ecbcs.org/Data/publications/EBC\\_Anex\\_42\\_Domestic\\_Energy\\_Profiles.pdf](http://www.ecbcs.org/Data/publications/EBC_Anex_42_Domestic_Energy_Profiles.pdf) (sjekket 03.05.2023).
- [15] *Ny nettleie (fra 1. juli 2022) - NVE*. no. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ny-nettleie-fra-1-juli-2022/> (sjekket 18.04.2023).
- [16] *De nye nettleieprisene fra 1.juli 2022 ser du her*. no. URL: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleiepriser/priser-ny-nettleiemodell/> (sjekket 18.04.2023).
- [17] *Rekordhøy strømpris i 2022 – dempet av strømstøtte*. nb. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitetspriser/artikler/rekordhoy-strompris-i-2022--dempet-av-stromstotte> (sjekket 27.03.2023).
- [18] Olje-og energidepartementet. *Regjeringens strømtiltak*. no. Redaksjonellartikkel. Publisher: regjeringen.no. Feb. 2023. URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/regjeringens-stromtiltak/id2900232/> (sjekket 27.03.2023).
- [19] Julie Larsen Gunnerød. «Kortsiktig Markedsanalyse 2022-27 November 2022». no. I: ().
- [20] *Hva blir prisen på solcelleanlegg? - Solstrøm og teknologi | Otovo*. Otovo-bloggen. 1. des. 2019. URL: <https://otovo.no/pris-pa-solcelleanlegg/> (sjekket 29.03.2023).


- [21] *Plusskunder - NVE*. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/> (sjekket 29.03.2023).
- [22] *Plusskundestatistikk - NVE*. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/statistikk-over-sluttbrukermarkedet/plusskundestatistikk/> (sjekket 29.03.2023).
- [23] *Can the Lead-acid Battery Compete in Modern Times?* en. Aug. 2010. URL: <https://batteryuniversity.com/article/can-the-lead-acid-battery-compete-in-modern-times> (sjekket 08.05.2023).
- [24] *What is an AGM Battery?* en-US. URL: <https://www.yuasabatteries.com/resources/guides/agm-battery/> (sjekket 10.05.2023).
- [25] ANDA-OLSEN AS. *Derfor bør du velge AGM-batterier - ANDA-OLSEN AS*. URL: <https://blogg.anda-olsen.no/norsk/derfor-bor-du-velge-agm-batterier/7033/> (sjekket 10.05.2023).
- [26] Merethe Ruud 25 des 2018-11:32 Facebook Twitter LinkedIn Kommenter. *Slik skal litium-ionbatterier utvikles til å bli enda bedre*. Des. 2018. URL: <https://www.tu.no/artikler/hvordan-fungerer-litiumholdige-batterier-br/454352> (sjekket 15.02.2023).
- [27] John B. Goodenough. «How we made the Li-ion rechargeable battery». I: *Nature Electronics* 1.3 (mar. 2018). Number: 3 Publisher: Nature Publishing Group, s. 204–204. ISSN: 2520-1131. DOI: 10.1038/s41928-018-0048-6. URL: <https://www.nature.com/articles/s41928-018-0048-6> (sjekket 21.05.2023).
- [28] *Battery storage and renewables: costs and markets to 2030*. en. Okt. 2017. URL: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets> (sjekket 15.02.2023).
- [29] S O'Dea. *Worldwide - lithium ion battery pack costs*. en. URL: <https://www.statista.com/statistics/883118/global-lithium-ion-battery-pack-costs/> (sjekket 15.02.2023).
- [30] Tim Levin. *Batteries got more expensive in 2022 after years of dropping prices — and it could delay access to cheaper electric cars*. en-US. URL: <https://www.businessinsider.com/cheap-electric-cars-delayed-ev-battery-prices-lithium-2022-12> (sjekket 02.05.2023).
- [31] *BU-205: Types of Lithium-ion*. en. Sep. 2010. URL: <https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion> (sjekket 13.04.2023).
- [32] Pedro H. Camargos mfl. «Perspectives on Li-ion battery categories for electric vehicle applications: A review of state of the art». en. I: *International Journal of Energy Research* 46.13 (2022). \_eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/er.7993>, s. 19258–19268. ISSN: 1099-114X. DOI: 10.1002/er.7993. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.7993> (sjekket 13.04.2023).
- [33] Jerry Huang. *A Comparison of NMC/NCA Lithium ion Battery and LFP Battery*. en. Nov. 2020. URL: <https://poworks.com/a-comparison-of-nmc-nca-lithium-ion-battery-and-lfp-battery> (sjekket 09.05.2023).
- [34] Lucky Li. *NCA battery characteristics and comparison - NCA vs NCM*. en-US. Jan. 2023. URL: <https://www.takomabattery.com/nca-battery/> (sjekket 09.05.2023).
- [35] «Wayback Machine». I: (des. 2016). URL: [https://web.archive.org/web/20161222222650/http://incellint.com/wp-content/uploads/2016/06/Comparison\\_Common-Lithium-Technologies\\_.pdf](https://web.archive.org/web/20161222222650/http://incellint.com/wp-content/uploads/2016/06/Comparison_Common-Lithium-Technologies_.pdf) (sjekket 09.05.2023).
- [36] Shuai Ma mfl. «Temperature effect and thermal impact in lithium-ion batteries: A review». en. I: *Progress in Natural Science: Materials International* 28.6 (des. 2018), s. 653–666. ISSN: 1002-0071. DOI: 10.1016/j.pnsc.2018.11.002. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1002007118307536> (sjekket 15.02.2023).
- [37] *Thermal Explosion - an overview | ScienceDirect Topics*. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/chemical-engineering/thermal-explosion> (sjekket 16.02.2023).



- [38] Marius Valle. *Om batteriet begynner å brenne, slukkes brannen på 0,4 sekunder*. Jan. 2017. URL: <https://www.tu.no/artikler/om-batteriet-begynner-a-brenne-slukkes-brannen-pa-0-4-sekunder/367700> (sjekket 16.02.2023).
- [39] Hendrik Löbberding mfl. «From Cell to Battery System in BEVs: Analysis of System Packing Efficiency and Cell Types». I: *World Electric Vehicle Journal* 11.4 (des. 2020). Number: 4 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, s. 77. ISSN: 2032-6653. DOI: 10.3390/wevj11040077. URL: <https://www.mdpi.com/2032-6653/11/4/77> (sjekket 09.05.2023).
- [40] Anwar Ahniyaz. *Battery Cell Manufacturing Process*. Battery Design. 12. des. 2022. URL: <https://www.batterydesign.net/battery-cell-manufacturing-process/> (sjekket 09.05.2023).
- [41] Nærings- og fiskeridepartementet. «Hydrovolt». I: (). URL: [chrome-%20extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.regjeringen.no/contentassets/a894b5594dbf4eccbec0d65f491e4809/batteristrategien\\_web2.pdf](chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.regjeringen.no/contentassets/a894b5594dbf4eccbec0d65f491e4809/batteristrategien_web2.pdf).
- [42] *About 2*. no-NO. URL: <https://www.elinorbatteries.no/om-elinor> (sjekket 16.05.2023).
- [43] Eduardo Redondo-Iglesias, Pascal Venet og Serge Pelissier. «Calendar and cycling ageing combination of batteries in electric vehicles». en. I: *Microelectronics Reliability*. 29th European Symposium on Reliability of Electron Devices, Failure Physics and Analysis ( ESREF 2018 ) 88-90 (sep. 2018), s. 1212–1215. ISSN: 0026-2714. DOI: 10.1016/j.microrel.2018.06.113. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0026271418305377> (sjekket 04.05.2023).
- [44] Odne Stokke Burheim. «Engineering energy storage». en. I: (2016), s. 153.
- [45] *BU-808b: What Causes Li-ion to Die?* en. Sep. 2010. URL: <https://batteryuniversity.com/article/bu-808b-what-causes-li-ion-to-die> (sjekket 16.02.2023).
- [46] *BU-808: How to Prolong Lithium-based Batteries*. en. Sep. 2010. URL: <https://batteryuniversity.com/article/bu-808-how-to-prolong-lithium-based-batteries> (sjekket 17.02.2023).
- [47] Moritz Gutsch og Jens Leker. «Global warming potential of lithium-ion battery energy storage systems: A review». I: *Journal of Energy Storage* 52 (25. aug. 2022), s. 105030. ISSN: 2352-152X. DOI: 10.1016/j.est.2022.105030. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22010325> (sjekket 09.05.2023).
- [48] *ECO STOR | Products*. URL: <https://www.eco-stor.com/products> (sjekket 19.05.2023).
- [49] *Bilparken*. nb. URL: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken> (sjekket 26.04.2023).
- [50] *Nissan LEAF - Pris, rekkevidde og alt du vil vite*. no. URL: <https://www.naf.no/elbil/elbiler-i-norge/nissan-leaf/> (sjekket 26.04.2023).
- [51] Ståle Frydenlund Lorentzen Erik. *Så lite strøm bruker elbilene*. nb-NO. Sep. 2022. URL: <https://elbil.no/sa-lite-strom-bruker-elbilene-2/> (sjekket 26.04.2023).
- [52] *Wallbox QUASAR - CHAdEMO 7,4kW - WiFi & Bluetooth - Carplug*. URL: <https://www.carplug.eu/wallbox-quasar-chademo-74kw-wifi-bluetooth> (sjekket 28.04.2023).
- [53] *Quasar Wallbox 7.4kW The first bidirectional charger of its kind*. en. URL: <https://voltaconsolar.com/quasar-bidirectional-ev-charger.html> (sjekket 28.04.2023).
- [54] Oda Marie Rønning. *Nå kan elbiler fungere som «powerbank»*. nb-NO. Section: dk. Mar. 2022. URL: [https://www.nrk.no/trondelag/elbiler-kan-bli-en-powerbank\\_-pa-grunn-av-toveis-elbilladere-1.15867811](https://www.nrk.no/trondelag/elbiler-kan-bli-en-powerbank_-pa-grunn-av-toveis-elbilladere-1.15867811) (sjekket 26.04.2023).
- [55] VP. *Er det trygt å bruke gamle elbilbatterier til å lagre strøm?* Fremtidens Byggenæring. 27. jul. 2021. URL: <https://www.fremtidensbygg.no/er-det-trygt-a-bruke-gamle-elbilbatterier-til-a-lagre-strom/> (sjekket 17.02.2023).

- [56] Birgit Risholt Seniorforsker. *Er litiumbatterier brannfarlige?* no. Jun. 2021. URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2021/er-litiumbatterier-brannfarlige/> (sjekket 15.02.2023).
- [57] *Avgassing fra litium-ion batterier i hjemmet.* nb. Jun. 2021. URL: <https://www.dsb.no/rapporter-og-evalueringer/avgassing-fra-litium-ion-batterier-i-hjemmet/> (sjekket 15.02.2023).
- [58] Mathias Klingenberg. *Analyserer batterier for gjenbruk uten å åpne dem: Bygger stor fabrikk i Sør-Norge.* Tu.no. 27. jan. 2022. URL: <https://www.tu.no/artikler/bygger-gjenbruks-og-resirkuleringsfabrikk-for-elbilbatterier-i-sor-norge/516849> (sjekket 17.02.2023).
- [59] Martin Thronsen. *Her går det første batteriet til gjenvinning i Fredrikstad.* Norsk elbilforening. 16. mai 2022. URL: <https://elbil.no/i-dag-starter-gjenvinningen-av-elbilbatterier-i-fredrikstad/> (sjekket 17.02.2023).
- [60] *Recycling.* Hydrovolt. URL: <https://hydrovolt.com/recycling/> (sjekket 17.02.2023).
- [61] *Om Enova – Vi bidrar til ny energi- og klimateknologier.* nb-NO. URL: <https://www.enova.no/om-enova/> (sjekket 08.05.2023).
- [62] *Les Enovas årsrapport 2022.* no. URL: <https://2022.enova.no/> (sjekket 08.05.2023).
- [63] *Smarte energi- og klimatiltak | Enova.* nb-NO. URL: <https://www.enova.no/privat/all-e-energitiltak/> (sjekket 08.05.2023).
- [64] *Pris- og effektstyrt energilagringssystem | Søk om støtte.* nb-NO. URL: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/pris--og-effektstyrt-energilagringssystem-for-boliger/> (sjekket 08.05.2023).
- [65] *AMS - NVE.* no. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ams/> (sjekket 29.03.2023).
- [66] Maren Istad. *Data fra HAN-porten på smarte strømmålere (AMS) kan gi deg verdifull informasjon.* nb-NO. Nov. 2022. URL: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/han-porten-smarte-strommalere-ams/> (sjekket 29.03.2023).
- [67] *Bruk av HAN-port - Gjør-det-selv Smart Hus/Bygg.* Jun. 2018. URL: <https://www.nek.no/info-ams-han-brukere/> (sjekket 29.03.2023).
- [68] *Kommunikasjonsløsninger for sanntidsdata av strømforbruket.* Aug. 2018. URL: [chrome-extension://efaidnbmninnibpcajpcgclclefindmkaj/http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018\\_70.pdf](chrome-extension://efaidnbmninnibpcajpcgclclefindmkaj/http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_70.pdf) (sjekket 29.03.2023).
- [69] offgridpowersolutions. *What is a Hybrid Inverter & how does it work? - OGPS.* en-US. Section: Hybrid Inverters. Feb. 2023. URL: <https://offgridpowersolutions.co.za/what-is-a-hybrid-inverter-how-does-it-work/> (sjekket 13.04.2023).
- [70] Deye. *SUN-5/6/8/10/12K-SG04LP3 | 5-12kW | Three Phase | 2 MPPT | Hybrid Inverter | Low Voltage Battery Inverter Company, Supplier | Deye Inverter Technology.* URL: <https://www.deyeinverter.com/product/hybrid-inverter-1/sun5-6-8-10-12ksg04lp3.html> (sjekket 13.04.2023).
- [71] AJ Dellinger. *Do Blackouts Affect Homes With Solar Panels? Sometimes.* en en. Nov. 2022. URL: <https://www.cnet.com/home/energy-and-utilities/do-blackouts-affect-homes-with-solar-panels-sometimes/> (sjekket 13.04.2023).
- [72] *Søk: "inverter".* Onninen AS. URL: <https://www.onninen.no/search?term=inverter> (sjekket 20.05.2023).
- [73] *1 fase eller 3 fase strøm i huset ditt? Vi forklarer forskjellen.* URL: <https://www.eco-stor.com/no/blogg/1-fase-eller-3-fase-str%C3%B8m-i-huset-ditt-vi-forklarer-forskjellen> (sjekket 27.04.2023).

## A Datasheet LFP04 10.24 kWh ESS



The image shows a white, rectangular battery unit with the 'Smart Energy SYSTEMS' logo on top. To the left, a large stylized 'S' logo is partially visible, and a box contains the text 'Energy Bank'.

Battery	10,24kWh	Remarks
Capacity	10,24kWh	Customizeable
Rated voltage	51,2V	
Rated Charging Voltage	58,4V	
Working Voltage Range	44,8V-54,4V	
Cycle life	≥8000 cycles @80%DOD,0,5C, 25°C	
Voltage detection accuracy	±10mV	
Temperature detection accuracy	±2°	
Balancing current og battery cell	≥150mA	
Dimensions (W*D*H)	640*350*680mm	
Max Charging/Discharging current	1C @ 100A	
Self Discharge@25	< 2% / month	
IP Grade	IP20	
Cooling	Natural Cooling	
Configuration	16S2P	
Dialation (possible upgrade)	Upgrade possible to: 20,24kWh, 30,72kWh or 40,96kWh	Customizeable
Communication	RS485, RS232, CAN	
Certifications	UL1973, IEC62619, IEC62620, UN38.3, CE	
Weight	Approximately 116kg	

Figur .1: Datablad for Smart Energy System's batteri.

## B MATLAB-kode styringssystem C

```

for i = 2:8760
    batteri_energi(1) = 0.5*batteri_kapasitet;
    % Batteriet lader (hoy effekt)
    if pris_2(i) < fakk_A(n)*snitt_pris(i) && batteri_energi(i-1) <
        batteri_kapasitet*0.7
        batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1) + effekt_A(v);
        forb(i) = +effekt_A(v);
        if forbruk_2(i) + forb(i) > 4.9 && forbruk_2(i) < 4.9
            forb(i) = 4.9 - forbruk_2(i);
            batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1) + forb(i);

        elseif forbruk_2(i) > 4.9
            forb(i) = 0;
            batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1);

        end

    % Batteriet lader (lite effekt)
    elseif pris_2(i) > fakk_A(n)*snitt_pris(i) && pris_2(i) <
        fakk_B(h)*snitt_pris(i) && batteri_energi(i-1) <
        batteri_kapasitet*0.8
        batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1) + effekt_B(a);
        forb(i) = +effekt_B(a);
        if forbruk_2(i) + forb(i) > 4.9 && forbruk_2(i) < 4.9
            forb(i) = 4.9 - forbruk_2(i);
            batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1) + forb(i);

        elseif forbruk_2(i) > 4.9
            forb(i) = 0;
            batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1);

        end

    % Batteriet utlader (lite effekt)
    elseif pris_2(i) > fakk_C(e)*snitt_pris(i) && pris_2(i) <
        fakk_D(g)*snitt_pris(i) && batteri_energi(i-1) >
        batteri_kapasitet*0.2
        batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1) -effekt_C(k);
        forb(i) = -effekt_C(k);
        if forbruk_2(i) + forb(i) < 0
            forb(i) = (-forbruk_2(i));
            batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1) + forb(i) ;

        end

    % Batteriet lader ut (hoy effekt)
    elseif pris_2(i) > fakk_D(g)*snitt_pris(i) && batteri_energi(i
-1) > batteri_kapasitet*0.2
        batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1) - effekt_D(p);

```

```
forb(i) = -effekt_D(p);
if forbruk_2(i) + forb(i) < 0
    forb(i) = (-forbruk_2(i));
    batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1) + forb(i) ;

end

% Batteriet kutter topp
elseif forbruk_2(i) > 4.9 && batteri_energi(i-1) > effekt_C(k)
    batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1) - effekt_C(k);
    forb(i) = -effekt_C(k);
else
    batteri_energi(i) = batteri_energi(i-1);
    forb(i) = 0;
end

end

% Beregner ny pris og sjekker om den er mindre enn minstepris

nytt_forbruk = forbruk_2 + forb;
ny_pris = nytt_forbruk.*(pris_2+priser);
sum_ny_pris = sum(ny_pris);

if sum_ny_pris < min_pris
    min_pris = sum_ny_pris;
    optim_forbruk = nytt_forbruk;
    optim_batteri = batteri_energi;
    optim_forb = forb;
    opt_fakk_C = fakk_C(e);
    opt_effekt_C = effekt_C(k);
    opt_fakk_D = fakk_D(g);
    opt_effekt_D = effekt_D(p);
    opt_fakk_B = fakk_B(h);
    opt_effekt_B = effekt_B(a);
    opt_fakk_A = fakk_A(n);
    opt_effekt_A = effekt_A(v);
end

end
```

