



Noregs miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgåve 2022 30 stp

Fakultet for realfag og teknologi

Sjølvkonsum av solenergi med bruk av batteri: Degradering, lønsemd og fleksibilitet Med utgangspunkt i Tanberghøgda bustadfelt

Self-consumption of solar energy using batteries:
Degradation, profitability, and flexibility
Based on Tanberghøgda residential area

Åsmund Breie

Miljøfysikk og fornybar energi

Føreord

Denne masteroppgåva, skreve våren 2022, markerer min avslutning på fem år som student innan Miljøfysikk og fornybar energi på NMBU. Desse åra har vore fylt av mange fine opplevingar, nye gode vener og mykje interessant, men og utfordrande, lærestoff. Eg sit etter desse åra att med mange gode minner eg alltid kjem til å hugse.

Eg vil takke min hovudrettleiar Heidi Samuelsen Nygård som kom med gode tips og idear, frå min rådlause start, til oppgåvas slutt. Takk for at du alltid var tilgjengeleg både for korte spørsmål og lengre diskusjonar når eg trong det.

I forbindelse med at oppgåva er utført med rettleiing frå COWI AS, og er inspirert av dei-
ra energikonseptuttreiing for Tanberghøgda, vil eg og takke min birettleiar Ranvei Dahl Isaksen. Takk for hyggelege samtalar, god rettleiing, gjennomlesing, og klare innspel på korleis oppgåva kunne forberast og gjerast meir interessant.

Takk Nils Rusås Ruud i COWI, som introduserte meg for prosjektet, og til COWI for tilgang på fin kontorplass under skriveprosessen.

Elles vil eg takke alle som har støtta meg både når det kjendest som lysast og som mørkast på lesesalen, og elles bidratt i arbeidet med oppgåva og i studietilværelsen.

Ås, 14. mai 2022



Åsmund Breie

Samandrag

Auka andel fornybar og uregulerbar energiproduksjon førar med seg større usikkerheit og påverkar stabiliteten i kraftsystemet. For å oppretthalde dagens stabilitet er det derfor behov for løysingar som fleksibilitet og energilagringssystem.

Denne oppgåva bereknar sjølvkonsum av solenergi ved bruk av batteri, ved hjelp av ein batterimodell utarbeida i Python. Det er tatt høgde for at batteriet degraderast ved bruk, estimert forventa levetid for batteriet og konkludert om batteri er ei økonomisk lønsam investering. Utgangspunktet for oppgåva er det planlagde bustadfeltet Tanberghøgda, og ei energikonseptutreiing gjennomført av COWI. Ved Tanberghøgda er det planlagt omtrent 600 bustadar, 500 kWp solkraft med forventa årleg produksjon på 530 MWh, og eit batteri på 1 MWh og 1 MW. I forbindelse med energikonseptutreiinga er simulerte produksjons og forbruksdata estimert.

Ein kort litteraturstudie gjennomført, med fokus på verknadsgrad, forventa degradering og forventa levetid for litium-ionbatteri. Funn frå desse studiane er utgangspunkt for parametrar brukt i batterimodellen. I modellen degraderast batteriet både for kvar gjennomførde syklus, og over tid. Simuleringane er gjennomført til batteriet når 60% av nominell kapasitet, som er definert som *'End of Life'*, EOL, for batteriet. For batteriet bereknar modellen antal syklusar som gjennomførast, estimert levetid og mengd lagra energi, der målet for batterit er å optimalisere for sjølvkonsum. I tillegg bereknar modellen sparte energikostnadar og økonomisk lønsemd for ei batteriinvestering.

Resultata estimerer at batteriet aukar sjølvforsyningsgraden ved Tanberghøgda med 5 prosentpoeng, til 22%. Samtidig aukar dette andelen sjølvkonsum med 22 prosentpoeng til totalt 90%. Det er forventa å ta 23 år før batteriet når EoL. Degradering per syklus står for 17% mens degradering over tid står for 23%. Konklusjonen er at batteriet ikkje er økonomisk lønsamd kun ved lagring av solenergi. Ved deltaking i fleksibilitetsmarknad endrast derimot dette. Fast Frequency Reserve, FFR, er ein fleksibilitetsreserve som passar godt til batteri, utan at det går på bekostning av evna til å lagre solenergi. Det er og antatt at det ikkje går utover degradering eller levetida for batteriet i særleg stor grad. Basert på Statnetts marknadsdata for FFR vurderast batteriet å være lønsamt. Totalt førar dette til ein fortjeneste på 1,6 millionar kroner for batteriet, med utgangspunkt i ein batteripris på 4,2 millionar.

Berekningane er og gjennomført i tre alternative scenario, med 2 MWh batterikapasitet, 1 MWp solkraft og med omtrent 1200 bustadar som er det dobbelte av planlagt antal. Resten av parametrane for kvart scenario er som planlagt i utgangspunktet. Resultata indikerer at batteriet på 2 MWh er svært overdimensjonert. Batteriet vil her driftast ved låg SoC, med mykje ledig kapasitet, og sjølvkonsum aukar kun med 9 prosentpoeng. 1 MWp solkraft med batteri førar til sjølvforsyningsgrad på heile 30%, samtidig som meirkostnaden for eit større solkraftanlegg tenast inn på sparte straumkostnadar. Dersom 1200 bustadar byggjast ut, vil det være lønsamt å redusere kapasiteten på batteriet, men ein må framleis legge til rette for 1 MW effekt, sidan dette er kravet for å delta bidra som frekvensreserve, som FFR, for Statnett. Berekningane visar at dimensjonering av batteri, i forbindelse med straumproduksjon, forbruk etc. er viktig for god økonomisk lønsemd, og må vurderast for kvart enkelt tilfelle.

Oppgåva visar at batteri i forbindelse med solkraftanlegg i eit bustadfelt, med optimal dimensjonering og lagt til rette for fleksibilitetsmarknad, er lønsamt og anbefalt. Batteri lagrar effektivt overskotsenergi til seinare bruk, og avlastar samtidig kraftsystemet. Både sjølvkonsum og sjølvforsyningsgraden for Tanberghøgda aukar vesentleg som følge av batteri, og kan kombinerast godt med FFR.

Abstract

An increasing share of renewable and unregular energy production leads to a significant uncertainty and affects stability. To maintain the power system's current stability, new solutions are needed, such as more flexibility and energy storage systems.

This thesis calculates self-consumption of solar energy using a battery, through simulations in Python. The simulations degrade the battery during use, estimate life expectancy and the battery economic profitability. The origin of the thesis is the planned residential area Tanberghøgda, and an energy concept study carried out by COWI. At Tanberghøgda 600 homes, 500 kWp of solar power with annual production of 530 MWh, and a battery of 1 MWh and 1 MW are planned. In connection with the concept study, simulated production and consumption data are estimated.

A short literature study has been conducted, focusing on efficiency, degradation, and expected lifetime of lithium-ion batteries. Findings from these studies define the parameters used for simulations. The battery is degraded both due to each completed cycle due to time. The simulations are performed until the battery reaches 60% of nominal capacity, which is defined as '*End of Life*', EOL, for the battery. The model calculates the number of round-trip cycles, estimated lifetime, and amount of stored energy, where the goal is to optimize for self-consumption. In addition, the model calculates saved energy costs and financial profitability for a battery investment.

The results estimate that the battery increases self-sufficiency at Tanberghøgda by five percentage points, to 22%. At the same time, this increases self-consumption by 22 percentage points, to a total of 90%. It is expected to take 23 years before the battery reaches EoL. Degradation per cycle accounts for 17%, while degradation due to age accounts for 23%. The conclusion is that the battery is not economically profitable when used only to store solar energy. Participation in flexibility markets can change this. Fast Frequency Reserve, FFR, is a flexibility-reserve that fits well with batteries without compromising the ability to store solar energy. It is also assumed that it does not affect degradation or life of the battery to a great extent. Based on Statnett's market data for FFR, the battery is estimated to be profitable. In total, this leads to a profit of 1,6 million NOK, for the battery with a price of 4,2 million NOK.

The calculations have also been carried out for three alternative scenarios, with 2 MWh battery capacity, 1 MWp solar power, and approximately 1200 homes. The rest of the parameters remains the same for each scenario. The results indicate that the 2 MWh battery is oversized, and will be operated at constantly low SoC, with a lot of spare capacity. Self-consumption will only increase by 9 percentage points. 1 MWp of solar power with a battery leads to self-sufficiency of as much as 30%, at the same time as the additional cost for a larger solar power plant is accounted for by saved electricity costs. If 1200 homes are built, it will be profitable to reduce the battery's capacity, but one must still facilitate 1 MW of power, since this is the requirement to participate as a frequency reserve, such as FFR, for Statnett. The calculations show that correct dimensioning for a battery according to electricity production, consumption, etc. is essential to achieve good economic profitability and must be considered for each case.

It is shown in the thesis that batteries, with solar power plants in residential areas, is profitable and recommended with the proper measures and optimal dimensioning. Batteries efficiently store excess energy for later use and relieve the power system. Both self-consumption and the degree of self-sufficiency for the residential area increase significantly due to the battery, which can also be combined well with FFR.

Forkortingar

NVE - Noregs Vassdrags- og energidirektorat

RME - Reguleringsmyndigheten for energi

SBB - Statistisk sentralbyrå

IEA - International Energy Agency

CEEQUAL - The Civil Engineering Quality Assessment and Awards Scheme
- Bærekraftsertifiserings-system for anleggsbransjen

TSO - Transmission System Operator - Nettoperatør for sentralnett

DSO - Distribution System Operator - Nettoperatør for distribusjonsnett

LIB - Lithium Ion Battery - Litium-ion batteri

SoC - State of charge - Ladenivå for batteri

DoD - Depth of Discharge - Andel batterikapasitet utladd

EoL - End of Lifetime - Batterikapasitet for oppbrukt batteri

SoH - State of Health - Batterikapasitet relativt til nominell batterikapasitet

FFR - Fast Frequency Reserve - Raske reserver

FCR - Frequency Containment Reserve - Primærreserve

aFRR - automatic Frequency Restoration Reserve - Sekundærreserve

mFRR - manual Frequency Restoration Reserve - Tertiærreserve

Innhold

Føreord	i
Forkortingar	iv
Innhaldsliste	v
Figurar	viii
Tabellar	x
1 Innleiing	1
1.1 Bakgrunn og motivasjon	1
1.2 Utgangspunkt	2
1.2.1 Problemstilling og mål	2
1.2.2 Avklaringar og avgrensingar	3
2 Teori	4
2.1 Kraftnettet i Noreg	4
2.1.1 Frekvens i kraftsystemet	4
2.1.2 Frekvensreserver og frekvenskontroll	5
2.1.3 Spenningskvalitet	6
2.2 Komande utfordringar i kraftsystemet	6
2.2.1 Auka energibehov	6
2.2.2 Auka effektuttak	8
2.2.3 Uregulerbar fornybar energi	9
2.2.4 Reversert effektflyt	10
2.3 Fleksibilitet	11
2.3.1 Verdien av fleksibilitet og fleksibilitetsmarknad	12
2.3.2 Statnetts marknadsdata for FFR	13
2.3.3 Gjeninnkoplingseffekt	14
2.4 Straumkostnad	14
2.4.1 Framtidas straumprisar	15
2.5 Batteri	16
2.5.1 Batteripris	16
2.5.2 Galvaniske celler og litium-ion batteri	16
2.5.3 Degradering og batteriparametrar	17
2.5.4 Batteri hjå sluttbrukar	18
2.6 Solenergi	19
2.6.1 Solcellemodul	19
2.6.2 Solkraft i Noreg	20
2.6.3 Kostnad	21
2.6.4 Plusskundeordninga	21
2.6.5 Deling av lokal fornybar energi	22
2.6.6 Solenergi i Tyskland	22
3 Litteraturstudie på litium-ion batteri	24
3.1 Batterieigenskapar	24

3.1.1	Verknadsgrad og levetid	24
3.1.2	Degradering	24
3.2	Gjenbruk av gamle elbilbatteri	25
3.2.1	Sunbatt	26
3.2.2	Gamle og nye batteri	27
3.3	Studier på batteribruk	27
3.3.1	Lønsemd av batteri for sluttbrukar med solkraft	28
3.3.2	Lønsemd av batteri i fleksibilitetsmarknad	28
4	Tanberghøgda	31
4.1	Solkraft på Tanberghøgda	32
4.2	Batteri på Tanberghøgda	33
5	Metode	34
5.1	Data og databehandling	34
5.1.1	Estimat av batteripotensial	34
5.1.2	Batterimodell	36
5.1.3	Lønsemd batteri	38
5.1.4	Alternative scenario	39
6	Resultat og Diskusjon	40
6.1	Elektrisitetsdata for Tanberghøgda	40
6.2	Batteri Tanberghøgda	42
6.2.1	Diskusjon: Batteripotensial og auka sjølvkonsum	44
6.2.2	Batterisimulering	46
6.2.3	Diskusjon: Batterisimulering, SoC og elbilar	47
6.2.4	Degradering av batteri	48
6.2.5	Diskusjon: Degradering av batteri og feilkjelder	51
6.2.6	EoL for batteri	51
6.2.7	Diskusjon: EoL for batteri	54
6.3	Lønsemd av batteriinvestering	55
6.3.1	Lønsemd av batteri ved Tanberghøgda	55
6.3.2	Diskusjon: Lønsemd av batteri, fleksibilitet, prisarbitrasje og gamle elbil- batteri	57
6.4	Alternative scenario	59
6.4.1	Scenario 1: Dobbel batterikapasitet, 2 MWh	59
6.4.2	Diskusjon: 2 MWh batteri	62
6.4.3	Scenario 2: Dobbel effekt for solkraftanlegget, 1 MWp	63
6.4.4	Diskusjon: 1 MWp solkraftanlegg	69
6.4.5	Scenario 3: Dobbel last, 1200 bustadar	70
6.4.6	Diskusjon: Utbygging av 1200 bustadar	75
6.5	Oppsummerte resultat	76
6.6	Generell diskusjon	78
6.6.1	Samanlikning av scenarioa	78
6.6.2	Gamle elbilbatteri	78

6.6.3	Solkraftanlegg i sameige	79
6.6.4	Gjeninnkoplingseffekt med elbilar og batteri	80
6.6.5	Overførbarheit til andre prosjekt	80
7	Konklusjon	81
7.1	Konklusjon	81
7.2	Vidare arbeid	82
	Referansar	84
A	Python script	91
B	Energi og batteridata: månadsoppløysing	96
B.1	Januar	96
B.2	Juli	97
C	Samanlikning av konturplott	98
C.1	Sjølvkonsum	98
C.2	Årleg energikostnad	99
C.3	Totalkostnad og lønsemd for batteri	100

Figurar

2.1	Spenningsnivå i Noregs kraftnett	4
2.2	Frekvensbalanse	5
2.3	Frekvensreserver i kraftsystemet	6
2.4	Estimert framtidig elektrisitetsforbruk	7
2.5	Elektrisitetsforbruk i norske bustadar	8
2.6	Framtidig effektuttak og elektrisitetsforbruk	9
2.7	Utfordringar som følgjer av uregulerbare energikjelder i kraftsystemet	10
2.8	Endra effektflyt i kraftsystemet	11
2.9	Former for fleksibilitet	12
2.10	Framtidas grøne og smarte samfunn	13
2.11	Gjeninnkoplingseffekten	14
2.12	Gjennomsnittleg prosentvis fordeling av straumrekning, mellom kraft, nettleige og avgifter i 2019 og 2020	15
2.13	Utvikling i batteripris per kWh	16
2.14	Galvanisk celle	17
2.15	Forenkla nettstruktur for Tanberghøgda	19
2.16	Oppbygging av solcellemodul	20
2.17	Utvikling av installert effekt for solkraft i Noreg	20
2.18	Deling av fornybar energi og plusskundeordninga	22
3.1	Degradering av batteri og SoC under drift	26
3.2	NPV analyse av batteri med solkraft	28
4.1	Kart over Tanberghøgdas lokasjon	31
4.2	Detaljkart over Tanberghøgda	32
5.1	Flytskjema: Lading av batteri	37
5.2	Flytskjema: Degradering av batteri	37
6.1	Dagleg elektrisitetsforbruk og produsert solenergi	40
6.2	Elektrisitetsforbruk og produsert solenergi per time	41
6.3	Estimerte energidata for Tanberghøgda	41
6.4	Samanheng mellom energi- og effektbehov	42
6.5	Sjølvkonsum og sjølvforsyningsgrad avhengig av batterikapasitet	43
6.6	Energi frå kraftnettet	43
6.7	Energi til kraftnettet	44
6.8	Effekt til kraftnettet	44
6.9	State of charge for 1 MWh batteri	46
6.10	Avgrensa state of charge for 1 MWh batteri	47
6.11	State of charge for 1 MWh batteri, utvalde år fram til EoL	49
6.12	Endring i energiflyt for 1 MWh batteri, for utvalde år fram til EoL	50

6.13	State og charge og endra energiflyt for batteri ved 80% SoH	52
6.14	Degradering av 1 MWh batteri til SoH 80%	52
6.15	State of charge og endra energiflyt for batteri ved 60% SoH	53
6.16	Degradering av 1 MWh batteri til EoL ved 60% SoH	53
6.17	Estimert sjølvkonsum og sjølvforsyningsgrad for Tanberghøgda	55
6.18	Estimert årlege straumkostnadar og sparte kostnadar	56
6.19	Estimert totalkostnad og lønsemd for Tanberghøgda	56
6.20	Energi frå kraftnettet med 2 MWh batteri	60
6.21	Energi til kraftnettet med 2 MWh batteri	60
6.22	Effekt til kraftnettet med 2 MWh batteri	61
6.23	State of charge for 2 MWh batteri	61
6.24	Endring i energiflyt med 2 MWh batteri	62
6.25	Degradering av 2 MWh batteri	62
6.26	Energidata med 1 MWp solkraftanlegg	64
6.27	Dagleg forbruk, produksjon og andel sjølvkonsum med 1 MWp solkraftanlegg	64
6.28	Energi frå kraftnettet med 1 MWp solkraftanlegg	65
6.29	Energi til kraftnettet med 1 MWp solkraftanlegg	65
6.30	Effekt til kraftnettet med 1 MWp solkraftanlegg	66
6.31	State of charge for batteri med 1 MWp solkraftanlegg	66
6.32	Endring i energiflyt med 1 MWh batteri og 1 MWp solkraftanlegg	67
6.33	Degradering av 1 MWh batteri med 1 MWp solkraftanlegg	67
6.34	Sjølvkonsum og sjølvforsyningsgrad med 1 MWp solkraftanlegg	68
6.35	Årlege straumkostnadar og sparte kostnadar med 1 MWp solkraftanlegg	68
6.36	Totalkostnad og lønsemd med 1 MWp solkraftanlegg	69
6.37	Energidata med 1200 bustadar	70
6.38	Dagleg forbruk, produksjon og andel sjølvkonsum med 1200 bustadar	71
6.39	Energi frå kraftnettet med 1200 bustadar	71
6.40	Energi til kraftnettet med 1200 bustadar	72
6.41	Effekt til kraftnettet med 1200 bustadar	72
6.42	State of charge for 1 MWh batteri med 1200 bustadar	73
6.43	Endring i energiflyt med 1 MWh batteri og 1200 bustadar	73
6.44	Degradering av 1 MWh batteri med 1200 bustadar	74
6.45	Sjølvkonsum og sjølvforsyningsgrad med 1200 bustadar	74
6.46	Årlege straumkostnadar og sparte kostnadar med 1200 bustadar	75
6.47	Totalkostnad og lønsemd med 1200 bustadar	75
B.1	Batteri- og energidata for januar	96
B.2	Batteri- og energidata for juli	97
C.1	Samanlikning sjølvkonsum og sjølvforsyningsgrad	98
C.2	Samanlikning årleg energikostnad og årleg sparte energikostnadar	99
C.3	Samanlikning totalkostnad og lønsamheit	100

Tabellar

2.1	Parametrar som påverkar spenningskvalitet	6
2.2	Marknadsdata for FFR for 2021 og 2022	13
2.3	Snittpris for kraft, nettleige og avgifter i 2019 og 2020.	15
3.1	Parametrar for studie om batteri som FCR	29
3.2	Tilbakebetalingstid for batteri som FCR	30
5.1	Parametrar for batterimodellen implementert i Python	38
6.1	Oppsummerte estimerte batterieresultat for Tanberghøgda	54
6.2	Oppsummerte batterieresultat	77
6.3	Oppsummert endring i sjølvkonsum og lønsemd med batteri	77

1 Innleiing

1.1 Bakgrunn og motivasjon

Verdas energibruk er stadig aukande, år for år. Dette kjem blant anna av elektrifisering av transportsektoren, elektrifisering av kraftkrevjande industri, teknologisk utvikling og auka befolkning [1]. Samtidig som energibehovet aukar står verda og ovanfor store utfordringar med å redusere klimagassutslepp for å forhindre vidare global oppvarming, og for ikkje å nå eit punkt med irreversible temperaturaukingar som vil påverke naturmangfaldet på jorda. Dette førar til at ein treng ein rask og kraftig overgang frå fossile energikjelder til fornybare energikjelder. Sintef har i den samanheng estimert at elektrifisering kan kutte opptil heile 30% av klimagassutsleppa som må til får å nå klimamåla [2]. Naturleg nok forutsett dette estimatet at elektrisiteten dette krev ikkje er produsert av fossile energikjelder. For å oppnå dette vil derfor andelen fornybar og uregulerbar energiproduksjon i kraftsystemet auke. Dette kan kome av både storskala investeringar i fornybare kraftverk og lokal småskala produksjon, som for eksempel gjennom auka antal forbrukarar med solkraft på taket. Desse endringane i kraftsystemet førar med seg større uforutsigbarheit og variasjonar i energiproduksjonen. I tillegg endrast forbruksmønsteret blant anna som følgje av fleire elbilar og meir energieffektive apparat.

Elektrisitet er i Noreg i dag sett på som ein sjølvfølgje, noko som kan kome av dei låge straumprisane, og at Noregs kraftsystem historisk sett har hatt ein høg leveringspålitelegheit [3]. Dette kan kome til å endre seg i framtida. Sidan dei fornybare energikjeldene i større grad er uregulerbare og uflexible vil det, i tillegg til å bli vanskelegare å føreseie energiproduksjonen, føre med seg utfordringar for lagring av denne energien. Dette vil redusere stabiliteten og balansen i kraftsystemet som historisk sett har vorte styrd frå produsentsida. Samtidig kan dei uregulerbare energikjeldene og periodevis auke belastinga på kraftsystemet, for eksempel ved stor fornybar energiproduksjon på same tid. For å tole desse endringane vil det krevje enorme summer dersom det løysast tradisjonelt, gjennom investering i, og utbygging av, kraftnettet. NVE har berekna at dette vil medføre kostnader på opptil heile 135 milliardar kroner i tiårsperioden 2018 til 2027 [4].

På tross av at slike investeringar i kraftsystemet er dyre, kjem ein ikkje utanom dette på vegen gjennom den nødvendige energiomstillinga. Det ein derimot kan gjere er å redusere noko av behovet for, eller utsette, desse investeringane. For å gjere dette vil ein trenge ny og betre teknologi for lagring av energi, og system som bidrar med å bruke energien når den blir produsert og er tilgjengeleg, gjennom lastflytting. Eksempel på dette er smartstyring av forbruk eller batteri for lagring av energi. For å sette dette i kontekst kan ein sjå for seg ein bustad med eit lite solkraftanlegg på taket. På dagen skin sola, og sollyset genererer elektrisitet, mens bebruarane er ute eller på jobb. Det mest lønsame er å forbruke denne straumen sjølv. Denne bustaden treng derfor ein metode for å utnytte elektrisiteten generert i løpet av dagen etter at sola har gått ned, i det bebruarane kjem heim frå jobb for å slå på lys, lage mat, og sjå på tv. Dette kan batteri bidra med.

Batteri er ein av dei enklaste måtane å auke utnyttingsgraden av lokalprodusert energi. Med auka kunnskap om batterisystem og ein nedgåande trend i batteriprisar kan batterisystem i kombinasjon med solenergi bli ein lønsam og enkelt gjennomførbar investering. Solenergi er ein av energiformene forventa å auke mest i åra framover, og batteriinvesteringane burde derfor auke i takt med utbygging av slik fornybar uregulerbar energi.

I Spania er det gjennomført ein studie på nettopp bruk av batteri for å auke sjølvkonsum av solenergi, med fokus på klimagassutslepp. Den visar til at bygningar med slike system får redusert klimagassutslepp med 9%, samanlikna med bygningar kun tilkopla straum frå kraftnettet [5]. Dette er med utgangspunkt i Spanias energimiks med omtrent 65% utsleppsfri kraft

[6], og ein kan dermed gå ut frå at klimagevinsten vil være litt lågare for Noreg som på sin side har over 95% fornybar kraft [7].

Også netteigarar eller systemoperatørar kan dra nytte av storskala batteri i kraftsystemet, og det kan i nokre tilfelle være eit alternativ til nettutbygging. Batteri kan blant anna bidra med å oppretthalde jamn spenningskvalitet. Vidare kan storskala batterisystem og utnyttast som eit bidrag til fleksibilitet i kraftsystemet. Dette både gjennom å kutte effekttoppar, flytte forbruk, og ikkje minst ved å bidra aktivt i fleksibilitetsmarknad [8]. Batteri er ypparleg teknologi for bruk som hurtige frekvensreservar.

Smartare og billigare system for energistyring, batteri og solkraft kan gje insentiv til investering både for forbrukar og på storskala nivå. Slike system har raskt fått auka effektivitet, betra lønsemd og har fleire bruksområde for bustadfelt. Dette er noko av motivasjonen for denne oppgåva.

1.2 Utgangspunkt

Utgangspunktet for denne oppgåva er det planlagde bustadfeltet Tanberghøgda, som ligg i Ringerike kommune. Her er det planlagd omtrent 600 bustadar fordelt på tre byggjefasar, og området prosjekterast av Fossen Utvikling AS. Byggjestart for fyrste fase er våren 2023 [9]. Prosjektet skal være bærekraftsertifisert gjennom den internasjonale CEEQUAL standarden, som sett krav til ressursbruk, arealbruk, energibruk, økologi med meir [10]. I forbindelse med dette har COWI AS ansvar for ein energikonseptutreiing for området og bustadprosjektet i sin heilheit. Bustadane skal alle være smarthus, og oppvarminga av både bustadane og varmtvatnet er planlagd termisk, enten gjennom fjernvarme eller eiga fyringsanlegg, nærvarme [9]. Dette reduserer det elektriske energi- og effektbehovet, og gir eit forventa jamt forbruk gjennom året.

Det planleggjast lokal energiproduksjon med eit bakkemontert solkraftanlegg på 500 kWp, som i løpet av fyrste året er forventa å produsere 530 MWh. Dette skal gje lokal og billig energiproduksjon for bebruarane. I forbindelse med solkraftanlegget skal det og installerast eit batterisystem, der anbefalt kapasitet, frå energikonseptutreiinga, er 1 MWh og effekt på 1 MW. Batteriet skal utnytte solenergien best mogleg, men og koplast til nettet for mest lønsam drift, med tanke på blant anna å unngå effekttoppar og å delta i fleksibilitetsmarknad. Både dette batterisystemet og parkerte elbilar, vil bidra med å lagre energien frå solkraftanlegget, og gir auka fleksibilitet for både bustadfeltet og kraftnettet. Som eit ledd i CEEQUAL sertifiseringa skal batterisystemet og solkraftanlegget installerast tidleg i byggjefasen, før bustadane er bygd. Føremålet med dette er å utnytte solenergien i byggjefasen, og dermed redusere utslepp og minimere karbonavtrykket for sjølve byggjeprosessen. [9].

1.2.1 Problemstilling og mål

Det planlagde bustadprosjektet på Tanberghøgda, og COWI's energikonseptutreiing, er utgangspunktet og inspirasjonen for denne oppgåva. Hovudføremålet er å undersøkje lønsemda og potensialet for batterisystem i forbindelse med lagring og utnytting av solenergi i eit bustadfelt. Hovudmål og tilhøyrande delmål, som skal gje eit større bilete av eit slikt system, er alle presentert under.

Hovudmål:

(H1) Undersøkje potensialet for batterisystem for bustadfelt med solkraft. Dette gjennom å estimere auka sjølvkonsum og sjølvforsyningsgrad av solenergi som følgje av eit batteri.

Undermål:

(U1) Estimere batteriets degradering over tid og på bakgrunn av dette vurdere forventa levetid.

(U2) Estimere lønsemda ved å investere i eit batteri med fokus på lagring av solenergi.

(U3) Vurdere og drøfte korleis eit batteri kan bidra i fleksibilitetsmarknad, i kombinasjon med lagring av solenergi, og korleis dette påverkar både batteriets levetid og systemets investeringslønsemd.

(U4) Undersøkje korleis ulike scenario påverkar resultatata, gjennom endra installert effekt på solkraftanlegget, endra batteristørrelse og endra lastprofil.

For å gjennomføre dette er det utarbeida ein batterimodell, basert på litium-ion batteri, LIB, som ladar og utladar batteriet basert på produsert solenergi og forbruk av elektrisitet. Viktige parametrar som degradering, verknadsgrad, batteriets levetid og liknande, er definert med utgangspunkt i eit utval studiar som presenterast i kapittel 3 *Litteraturstudie på litium-ion batteri*. Mot slutten drøftast plusskundeordninga og RME's forslag til deling av energi med utgangspunkt i resultatata, og korleis dette kan regulerast for å gje insentiv til utbygging av lokal fornybar kraft. Simuleringane og berekningane for Tanberghøgda er gjennomført med utgangspunkt i simulerte forbruksdata, og estimert solkraftproduksjon. Dette er simulert av COWI i forbindelse med energikonseptutreiinga[9], ved bruk av Simien og PvSyst.

1.2.2 Avklaringar og avgrensingar

I oppgåva er ulike terminologiar brukt, som alle refererer til elektrisitet. Både kraft, energi og straum. Kraft er i hovudsak brukt ved produksjon og storskala distribusjon. Energi og straum blir brukt om kvarandre og refererer, i oppgåva, begge til elektrisitet, med mindre noko anna er spesifisert i teksten. Eksempelvis visast det i metode og resultat regelmessig til Tanberghøgdas energibehov, med tanke på elektrisitetsbehovet. Det er derfor sett bort frå blant anna termisk energi til oppvarming, sidan dette ikkje påverkar batteriet, produsert solenergi eller kraftsystemet som er fokus i denne oppgåva.

Oppgåva går ikkje i detalj på '*Vehicle to Grid*', V2G, på tross av at dette har eit stort potensiale, og er eit stort emne både innan framtidens kraftsystem og fleksibilitet. Det blir her nemnd som eit mogleg bidrag til fleksibilitet, samt dets potensiale for smart lading i forbindelse med solkraftanlegg, men ikkje tatt med i detaljerte modellar eller berekningar. Derfor diskutert det heller ikkje i stor grad.

For smart lading av elbilar er det utarbeida ein eiga spesifikk og meir teknisk oppgåve av Kristoffer Straume Lyslo, med Tanberghøgda som utgangspunkt. Det visast hermed til den dersom meir informasjon, i forbindelse med fleksibilitet og smart elbillading i eit bustadfelt, er ynskjeleg [11].

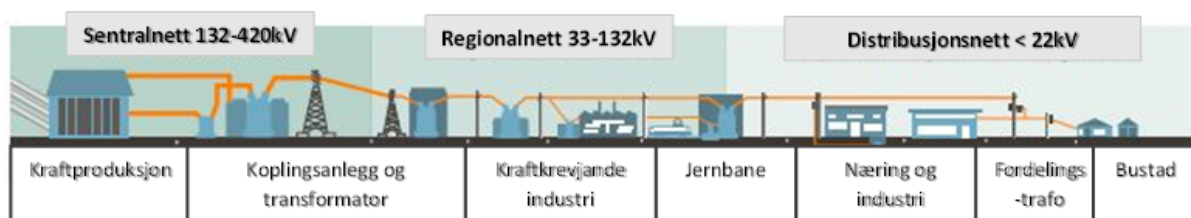
2 Teori

Teorikapittelet inneheld den viktigaste forkunnskapen som trengs for å kunne sette seg inn i resultatata presentert i oppgåva. Kapittelet byrjar med å ta for seg Noregs kraftsystem, komande utfordringar knytt til dette, og korleis fleksibilitet kan være ein løysing. Dette visar korleis Tanberghøgda, med både solkraft og batteri, passar inn i framtidens kraftsystem, og kvifor det er interessant og nyttig å undersøkje potensialet for batteri i bustadfelt med fornybar lokal energiproduksjon. Vidare ser teorien på batteriteknologi og batteribruk før den og går kort inn på solkraft, med fokus på Noreg.

2.1 Kraftnettet i Noreg

Kraftnettets oppgåve er å transportere straumen frå produsent til forbrukar. Det er vegane den produserte elektriske energien må følgje. I Noreg kan ein i hovudsak kategorisere kraftnettet i tre spenningsnivå, som ein ser under, og i figur 2.1.

- Sentralnettet, eller transmisjonsnettet, har den høgste spenninga. Her er spenningsnivået frå 132 kV til 420 kV, og energien overførast over større avstandar og mellom landsdelar. Den høge spenninga i sentralnettet minimerer resistive effekttap i leidningane. Svært kraftkrevjande industri, med store industrielle-laster, kan kople seg direkte på sentralnettet [3].
- Regionalnettet har eit spenningsnivå under sentralnettet, og verkar som eit bindeledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettet. Her ligg spenninga mellom 33 kV og 132 kV. Kraftprodusentar, med mellomstore kraftverk og kraftkrevjande industri kan tilkoplast. Andre tilkopta aktørar er blant anna sjukehus og jernbane [3].
- Distribusjonsnettet har det lågaste spenningsnivået, under 22 kV. Dette er lokale nett, der elektrisiteten transporterast heilt fram til sluttbrukar. Private forbrukarar mottar straum frå distribusjonsnettet med spenning på 230 V [12].



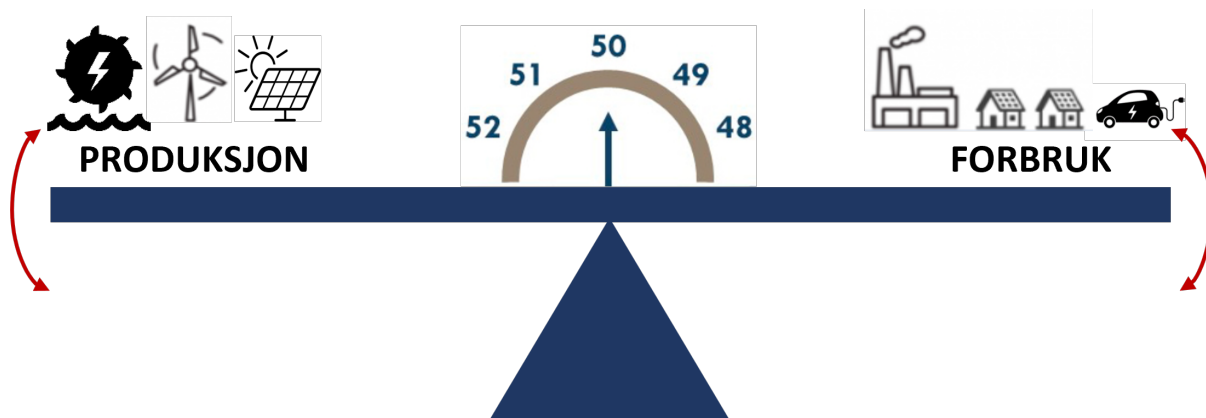
Figur 2.1: Her ser ein nettstrukturen i Noreg, inndelt i tre spenningsnivå: Sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Under figuren er det og eksempel på aktørar tilkopta kvart spenningsnivå. Figuren er inspirert av Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE [13].

Det overordna ansvaret for kraftsystemet ligg hjå driftsoperatør eller 'Transmission System operator', TSO, som driftar og vedlikeheldt sentralnettet. I Noreg er dette Statnett [3]. Resten av nettet driftast derimot av fleire forskjellige kraftnettselskap eller 'Distribution system operator', DSO, som har ansvar for kvart sitt geografiske område. Blant desse er Elvia, Lnett og BKK Nett med fleir. Kraftnettet er eit av få naturlege monopol i Noreg [7], saman med vegar og jernbaner.

2.1.1 Frekvens i kraftsystemet

Kraftsystemet i Noreg, og Europa, driftast med ein frekvens på 50 Hz. Statnett har mål om maks variasjon på $\pm 0,1$ Hz, tilsvarande 2% avvik, og den kontrollerast derfor konstant [14].

Frekvensen kan sjåast på som eit mål på kor robust kraftsystemet er, og er ein parameter for spenningskvalitet i kraftsystemet. Ein endring i frekvens indikerer ein ubalanse i systemet, og førar blant anna til at tilkopla motorar eller andre komponentar får avvik i yting eller generelt får driftsutfordringar som følgje av avvik frå frekvensen dei er designa for. Det kan og føre til at generatorar og turbinakslingar får auka mekanisk belastning. For å oppretthalde stabil frekvens på 50 Hz må det derfor heile tida være kraftbalanse i kraftsystemet: Produksjon = Forbruk. Er kraftproduksjonen større enn forbruket vil frekvensen gå over 50 Hz, og motsett. Figur 2.2 visar dette på ein enkel måte, med balanse mellom forbruk og produksjon som ein vektstong.



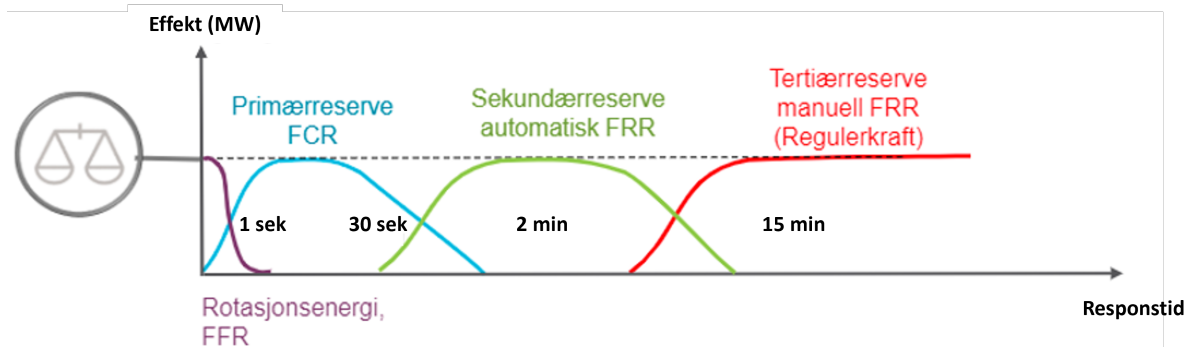
Figur 2.2: Her ser ein korleis endring i den totale produksjonen eller forbruket påverkar frekvensen i kraftsystemet, som ein vektstong. Dersom forbruket er større enn kraftproduksjonen reduserast frekvensen. Motsett, dersom forbruket er mindre enn kraftproduksjonen aukar frekvensen.

2.1.2 Frekvensreserver og frekvenskontroll

Sjølv om nettfrekvensen i Noreg generelt er stabil, kan uventa hendingar, for eksempel utfall av kraftproduksjon eller vêrendringar, påverke leveringskvaliteten. Det same vil uregulerbar fornybar energi, som solkraft, kunne medføre [15]. For å oppretthalde stabiliteten har Statnett ein rekke systemtenester som bidrar til stabil frekvens og balanse i kraftsystemet, kalla fleksibilitetsmarknader eller balansemarknader. Disse kan delast opp etter kapasitet, innkoplingstid og varigheit [16]. Forholdet mellom reservane er illustrert i figur 2.3 og forskjellane er som følgjer:

- Fast Frequency Reserve, FFR: Ny reserve introdusert i 2020. Fleire pilotprosjekt undersøker her potensialet frå reserver tilbydd av tredjepartar, for eksempel ved bruk av batteri. Dette er reserver som aktiverast med maksimalt 1,3 sekundars responstid, dersom frekvensen er mellom 49,7 Hz og 49,5 Hz. Aktiveringstid for FFR er opptil 30 sekund, og reserven må være tilgjengeleg til bruk på nytt etter 15 minutt [17]. Store batteri på over 1 MW, slik som anbefalt for Tanberghøgda, kan fungere godt som FFR.
- Frequency Containment Reserve, FCR: Primærreserve. Automatiske reserver som aktiverast lineært avhengig av frekvensavvik. Det skiljast mellom FCR-N og FCR-D, men uavhengig av det skal reserven være fullt aktivert ved avvik på 0,5 Hz. I Noreg er dette i hovudsak vasskraftverk som enkelt kan regulere effekten på kraftverka. 50% av reserven må være aktivert innan fem sekund, og den må være fullt aktivert innan 30 sekund [18].
- automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR: Sekundærreserve. Koplast og inn automatisk. aFRR skal bringe frekvensen tilbake til 50 Hz, og dermed avløyse primærreservane som skal stå klare til eventuelle nye frekvensavvik. Reserven må være fullt aktivert innan to minutt, og er aktivert opptil 15 min [19].

- manual Frequency Restoration Reserve, mFRR: Tertiærreserve, og kalla regulerkraft. Desse reservane avlastar igjen aFRR, og skal redusere ubalanse mellom forbruk og produksjon eller handtere lokale flaskehalsar i kraftnettet. Koplast inn manuelt av systemoperatør etter behov, med 15 minuttars responstid. Det jobbast med eit nytt system som og skal gjere mFRR automatisk [20].



Figur 2.3: Dei ulike reservane Statnett, TSO, utnyttar for å oppretthalde stabiliteten i kraftsystemet. Kvar av reservane avlastar den førre, og kvar enkelt aktiveringstid visast i figuren. Modifisert med inspirasjon frå Statnett [21].

2.1.3 Spenningskvalitet

Spenning- og leveringskvalitet kan i tillegg til frekvens beskrivast av fleire andre parametarar. Desse påverkar effektverdien på spenninga og spenningas kurveform. Tabell 2.1 visar ei kort oversikt over ulike hendingar i kraftnettet og deira påverknad [22]:

Tabell 2.1: Tabellen visar parametarar og korleis desse påverkar spenningskvaliteten, enten gjennom frekvens, effektverdi eller kurveform.

Påverknad	Hending
Spenningas frekvens	Frekvensendring
Spenningas effektverdi	Spenningsprang
	Kortvarige overspenningar
	Kortvarige underspenningar
	Flimmer
	Treige variasjonar i spenningas effektverdi
Spenningas kurveform	Usymmetrisk spenning
	Harmoniske spenningar Transientar

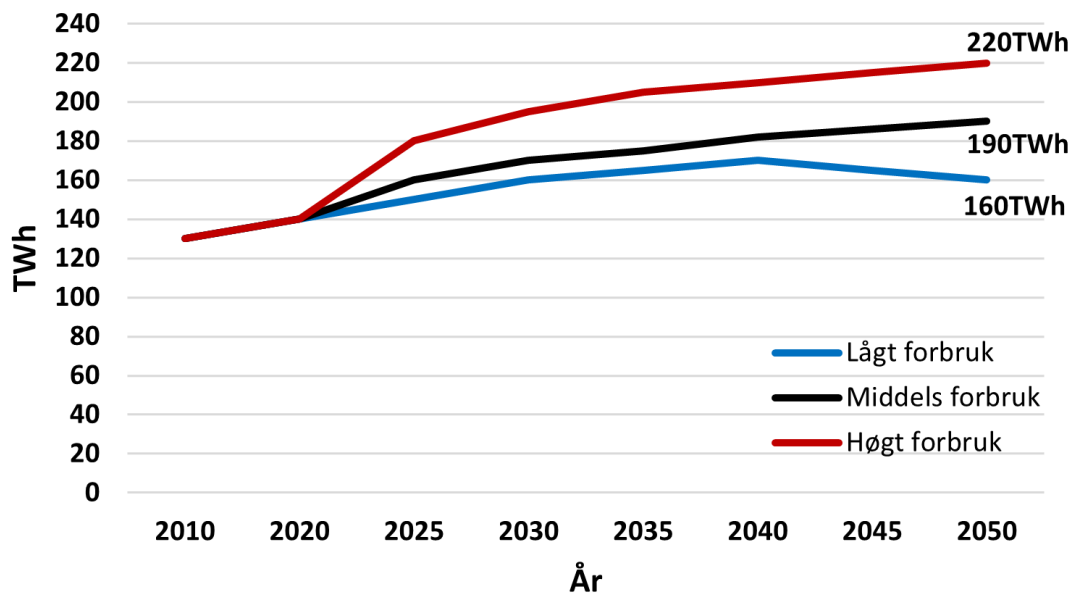
2.2 Komande utfordringar i kraftsystemet

Kraftsystemet er i endring, både på produksjonssida og forbrukssida. Dette førar med seg fleire utfordringar og endringar ein må overkomme for å oppretthalde dagens stabilitet i kraftsystemet. Samansette løysingar med både solkraft og batteri, slik som på Tanberghøgda, vil være viktige i framtidens kraftsystem.

2.2.1 Auka energibehov

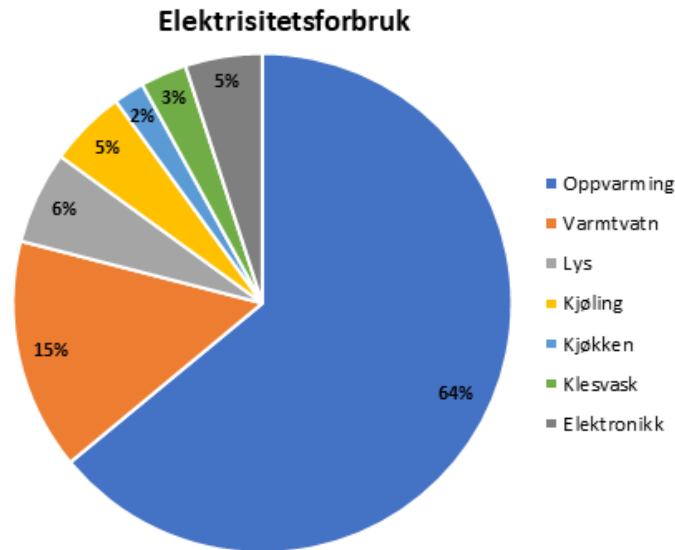
Noreg har historisk sett hatt eit kraftoverskot, med forbruk på 139,7 TWh og produksjon på 157,1 TWh i 2021 [23]. Dette overskotet er derimot forventa å minke, som følgje av eit auka

forbruk. Statnett anslår i sin *Nettutviklingsplan for 2021* at forbruket kan bli så høgt som 220 TWh i 2050 [24], som eit øvre scenario. Dette ser er illustrert i figur 2.4 som og visar det lågaste estimerte utfallet på 160 TWh. NVE estimerer på sin side eit forbruk på 159 TWh i 2040 [25]. Elektrifisering innan petroleumssektoren står for ein stor del av forskjellen mellom desse scenarioa. Auka elektrifisering, gjennom overgang frå fossil energi til elektrisitet for transportsektoren og kraftintensiv industri samt energieffektivisering er nokre årsaker til denne utviklinga. Samtidig bidrar både befolkningsvekst og økonomisk vekst generelt til auka energibruk. For transportsektoren er målet for Miljødirektoratet at alle nye bilar som seljast i Noreg skal være utsleppsfrie innan 2025 [26]. Av NVE er det estimert at dette førar til opptil 1,5 millionar elbilar i Noreg innan 2030 [27]. Dette førar til at ein er avhengig av utbygging av fornybar energi. Fleire bustadfelt med eiga lokal energiproduksjon, slik som Tanberghøgda, kan bidra med dette.



Figur 2.4: Figuren visar prognosar for utviklinga av straumforbruket i Noreg. Eit høgt estimat legg til grunn eit kraftig auka forbruk på alle frontar. Det låge estimatet legg til grunn mindre elektrifisering av petroleumssektoren, samt utfasing av petroleum frå 2040. Det er og antatt kraftig energieffektivisering av dagens forbruk. Figuren er inspirert av Statnett [28].

I snitt reknar ein at norske bustadar står for omtrent 30% av det totale elektrisitetsforbruket i Noreg [29]. Sidan Noreg har eit kaldt klima utgjør oppvarming heile 60-64%, ca. 23-24 TWh, og varmvatn 15-20%, ca. 5,7-7,6 TWh [30]. Den gjennomsnittlege fordelinga av straumforbruket i ein bustad er illustrert i figur 2.5, og visar dette. Etersom antalet elbilar i Noreg aukar vil desse og på sikt utgjøre ein merkbar andel av elektrisitetsforbruket og markere seg i figuren. For Tanberghøgda er oppvarming av både bustadar og varmtvatn med termisk energi [9]. Etter Statnetts berekningar, som ein ser i figur 2.5, reduserer dette elektrisitetsbehovet for bustadane med omtrent 79%. Dette gjer at eit batterisystem er effektivt for Tanberghøgda, sidan bustadfeltet vil ha mindre konstant forbruk. Ein blir derfor meir avhengig av å lagre solenergien til periodane forbrukarane aktivt forbrukar elektrisitet.



Figur 2.5: Diagrammet viser fordeling av straumforbruket for ein gjennomsnittleg norsk bustad. Oppvarming er desidert mest energikrevjande, som saman med varmtvatn utgjer heile 79%. Figuren er inspirert av Statnett [31].

2.2.2 Auka effektuttak

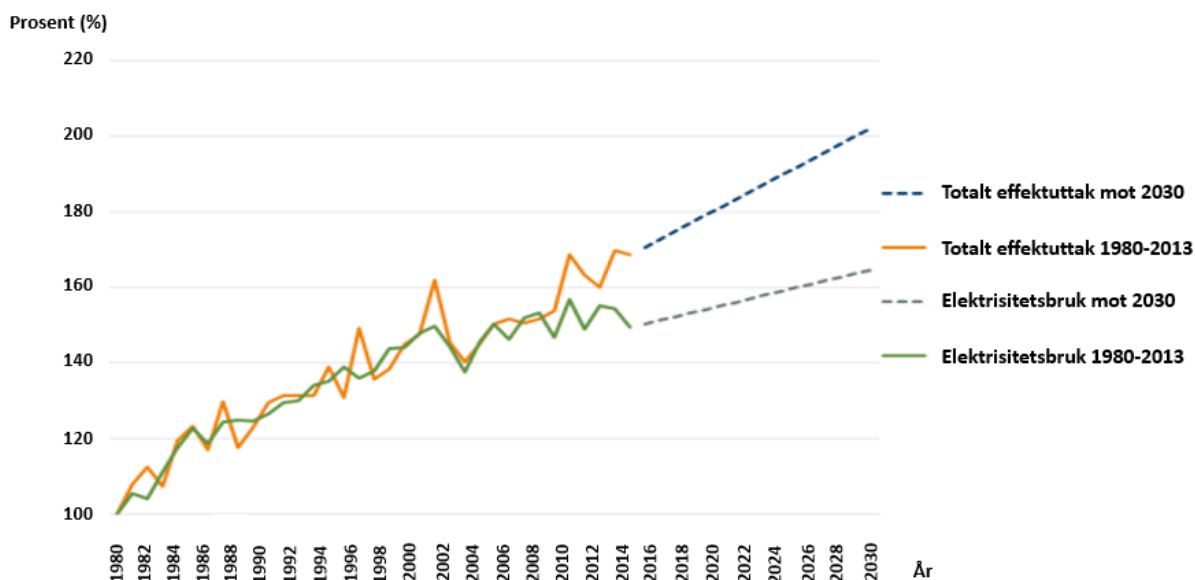
Sjølv om eit auka energibehov førar med seg ein rekkje utfordringar er det forventat at kraftsystemet vil tole dette [4][32]. Kapasitetsutfordringane oppstår derimot i større grad på grunn av eit auka effektbehov, og slike utfordringar kan oppstå fleire stader i nettet, i lokale flaskehalsar. Ein årsak til dette kan for eksempel være samtidig lading av elbilar [27]. Desse trekk relativt høg effekt over lenger tid, og vil på toppen av resten av forbruket belaste nettet i stor grad. Øyvind Leistad, tidlegare utviklingsdirektør i Enova, har i eit intervju med Teknisk Ukeblad uttalt [32]:

Dagens kraftnett er ikke bygget for at alle norske husstander setter en elbil på lading omtrent samtidig når man kommer hjem fra jobb.

Totalt auka energibehov for det forventat antalet på 1,5 millionar elbilar er berekna av NVE til omtrent 4 TWh [27]. Statnett estimerer på sin side at forbruket frå elbilane vil være så mykje som 6 TWh [31]. Sjølve energimengda utgjer dermed kun ein auke på 3-4% av dagens elektrisitetsforbruk. På bakgrunn av dette ser ein at der er effekten desse trekk frå nettet på ein og same tid som blir utfordringa. På toppen av dette aukar og antalet elektriske ferjer. Desse er avhengig av hurtiglading, som krev stor effekt over kort tid, for å oppretthalde kontinuerleg drift gjennom dagen [33]. Eksempel på andre effektkrevjande apparat som aukar i omfang er induksjonstopper til komfyr og overgangen frå vanlege varmtvassberedere til hurtigberedere [4].

Figur 2.6 viser utviklinga, og NVE's prognosar, for både elektrisitetsforbruk og maksimalt årleg effektuttak i kraftnettet sidan 1980. Ein kan her sjå at elektrisitetsforbruket allereie har byrja å flate ut samanlikna med det maksimale effektuttaket, og denne trenden er forventat å fortsette i framtida. Der energibehovet har auka med 50% sidan 1980, har maksimalt effektuttak auka med heile 70%. Eit referansepunkt til figurens skalering er effektuttaket januar 2016, som då var 24 500 MW. Sjølv om det maksimale effektuttaket kun oppstår nokre få periodar kvart år må kraftnettet skalerast og utbyggast på bakgrunn av dette. Fram til no har dette oftast blitt løyst gjennom tradisjonell nettutbygging, noko som både er dyrt og tidskrevjande [24]. Eit

bustadfelt som Tanberghøgda med lokal energiproduksjon, termisk oppvarming og batteri er svært fordelaktig, sidan det vil belaste det lokale kraftnettet i mindre grad enn andre bustadfelt på tilsvarende størrelse.

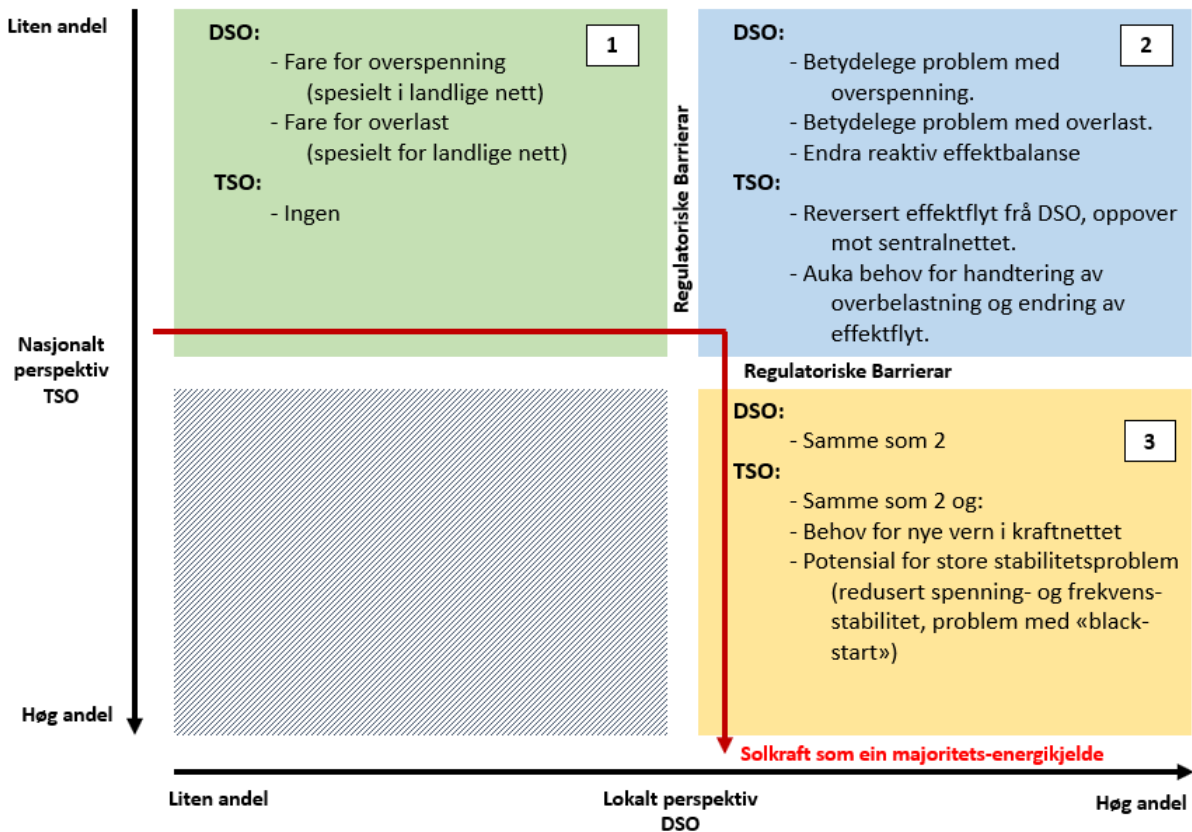


Figur 2.6: Grafen viser utviklinga av elektrisitetsforbruk og maks effektuttak frå 1980 til 2013, samt prognosar fram mot 2030. Ein ser her at effektuttaket er forventa å auke meir enn elektrisitetsforbruket, og kraftsystemet må dimensjonast etter dette. Figuren er gjengitt med tillating frå NVE [34].

2.2.3 Uregulerbar fornybar energi

Ein større andel fornybar energi vil og kunne føre med seg kapasitetsutfordringar og flaskehalsar på ulike nivå i nettet. Høg solenergiproduksjon, oftast lokal produksjon i det lågspente distribusjonsnettet, kan påverke nettnivået gjennom effekttoppar i nettet ved for stor innmating av energi på same tid. Dette er vanskeleg å kontrollere ettersom sol- og vindenergi er uregulerbar og samtidig er vanskeleg å lagre. Føresetnaden om balanse i nettet med produksjon lik forbruk blir dermed vanskelegare å oppretthalde [28]. Nokre av påverknadane med mykje uregulerbar fornybar energi er forklart av oversikta i 2.7. Den er utarbeida av International Energy Agency, IEA, med utgangspunkt i solkraft. Her er det definert tre stadium for integrasjon av solkraft i distribusjonsnettet, frå lite til stor utbygging av solkraft i store delar av distribusjonsnettet. Eksempel på utfordringane introdusert i figuren er overspenningar og reversert effektlyt [35].

Til større andel fornybar og uregulerbar kraft utgjør av den totale energiproduksjonen, til meir aukar dei potensielle utfordringane som kan oppstå. Uregulerbar og fornybar energi vil derfor, for å overkomme desse utfordringane, krevje meir fleksibilitet både i form av endra forbruksmønster og alternativ lagring av elektrisitet [36][28][25]. På bakgrunn av dette kan eit batteri på Tanberghøgda og være ein fordel for kraftnettet, og ikkje kun for sluttbrukarane. Dette presenterast vidare i kapittel 2.3 *Fleksibilitet*.

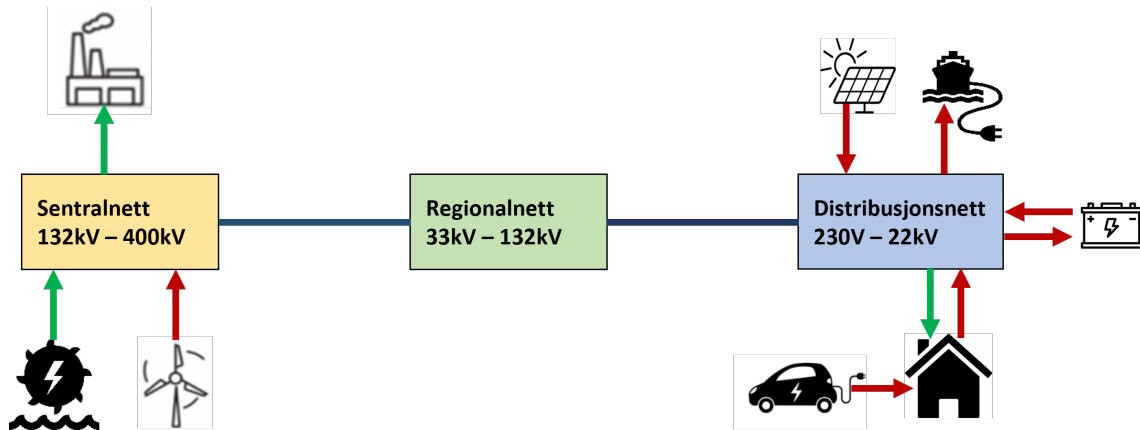


Figur 2.7: Diagrammet visar korleis kraftsystemet påverkast, og kva utfordringar som oppstår, ved 3 ulike nivå av solkraftutbygging. Figuren skil mellom utfordringar i distribusjonsnettet, som er DSO's ansvar, og utfordringar opp til sentralnettet, som er TSO's ansvar. Figuren er lagd med inspirasjon frå IEA [35].

2.2.4 Reversert effektflyt

Ein utfordring illustrert i figuren over, 2.7, er endra effektflyt. Dette kan løysast gjennom endra forbruksmønster eller batterisystem, slik at ein i større grad styrar balansen i nettet frå forbrukersida. Kraftproduksjonen og forbruk, i distribusjonsnettet, førar til fleire variasjonar i retning av effektflyt. Dette er illustrert i figur 2.8. Dei grøne pilane visar den tradisjonelle effektflyten, og dei raude illustrerer endringane som kan oppstå. Ved mykje solenergi koplå i distribusjonsnettet vil det kunne oppstå energioverskot i visse solrike periodar. Denne energien kan dermed ende opp med å flyte oppover i kraftnettet, frå distribusjonsnettet og opp til regionalnettet, for å fordelast til delar av landet med mindre energi tilgjengeleg, jamfør scenario to i figur 2.7.

Sidan nettet er designa og dimensjonert med tanke på effektflyt frå høgt til lågt spenningsnivå, kan skiftande effektflyt i distribusjonsnettet, påverke tilkopla komponentar, spesielt transformatorane [37][8]. Ved å lagre overskot av solenergi med batteri kan denne effekten reduserast, og samtidig føre til auka sjølvkonsum av lokalprodusert straum for forbrukar.



Figur 2.8: Ein forenkling av endra effektflyt i kraftsystemet. Dei grøne er den tradisjonelle effektflyten, med vasskraft, kraftkrevjande industri og forbrukarar. Dei raude er ny effektflyt i forbindelse med uregulerbar kraft, og endra forbruksmønster.

2.3 Fleksibilitet

Fleksibilitet er evna til å endre mengd energi ein brukar og tida energien blir brukt, for å regulere balansen i nettet og oppretthalde stabil frekvens. Det kan dermed bidra til å løyse nokre av utfordringane frå forrige kapittel. Definert av Sintef, er fleksibilitet [38]:

Ressurs som kan utnyttast for å oppretthalde likevekt mellom forbruk og produksjon, for å ivareta forsyningssikkerheita i kraftnettet.

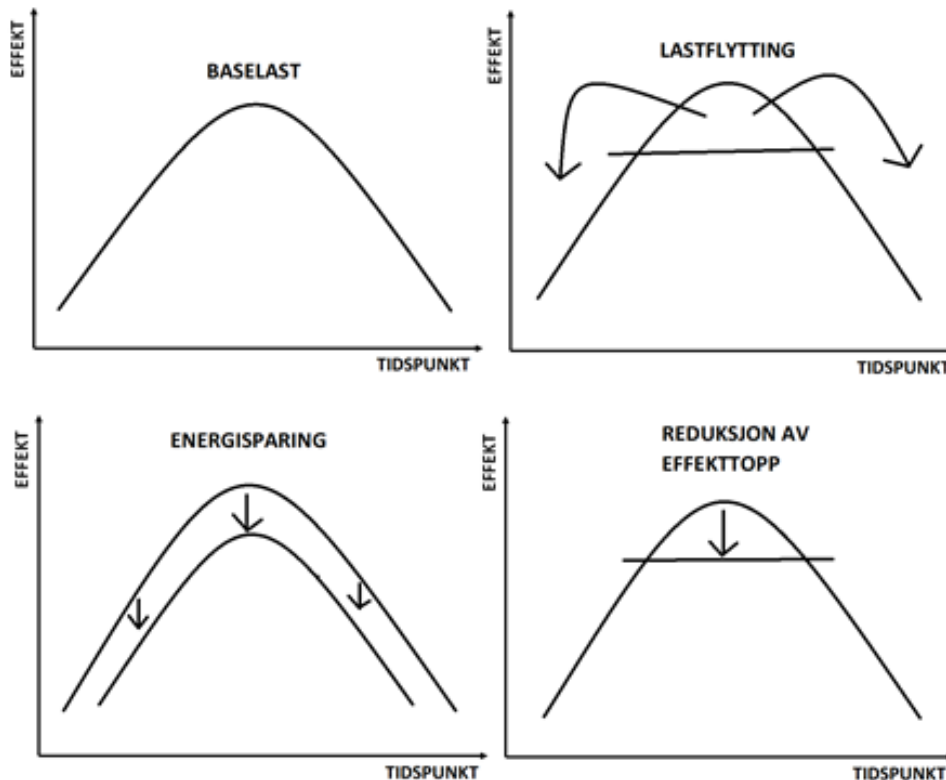
Fleksibilitet kan utifrå dette bidra med at ein unngår flaskehalsar og handterer uventa hendingar og belastningar i kraftsystemet betre. Andre fordelar er betre optimalisering av dagens kraftsystem, ved å unngå effekttoppar og derfor redusere behovet for oppgradering av kraftnettet, samt meir stabile og forutsigbare straumprisar på grunn av jamn last [31]. Fleksibilitet i kraftsystemet kan kome av så mangt, men ein kan kategorisere tre kjelder til fleksibilitet [38]:

- **Produksjon:** Tradisjonell justering av kraftproduksjon som vasskraft og kolkraft. Fleksibilitet kjem av endringa i effekt kraftverka produserer, endring av kva kraftverk som produserer, eller flytting av tidspunkt for produksjon.
- **Forbruker:** Industri og bustadars forbruk som enkelt kan flyttast eller slås av. Industrieksempel er kjølelager og ventilasjonssystem. Eksempel frå bustadar er elbillading, oppvarming og varmtvatn. Sidan Tanberghøgda planleggjast med termisk oppvarming, er kun smart elbillading aktuelt her.
- **Energilagring:** Teknologi som gir alternative måtar å lagre produsert elektrisitet på, som batteri, spinnande reserver, hydrogen eller pumpekraftverk. Her kan det planlagde batteriet på Tanberghøgda bidra.

Ein kan vidare illustrere tre ulike formar for utnytting av fleksibilitet sett frå forbrukarståstad. Desse er lista opp under, og illustrert i figur 2.9 i forhold til utgangspunktet utan utnytting av fleksibilitet [39]. Eit storskala batteri eller smartstyring av laster kan effektivt bidra med fleksibilitet på desse måtane.

- **Lastflytting,** der tidspunkt for delar av forbruket flyttast, og brukast eit anna tidspunkt for å jamne ut forbruket.

- Generell energisparing, der målet er å redusere det totale forbruket. Det mest synlege, og mest forståelege for forbrukar, gjennom direkte og merkbare kutt i straumrekninga.
- Reduksjon av effekttoppar, der forbruket reduserast i periodane med topplast i nettet.



Figur 2.9: Her ser ein eksempel på ulike former for fleksibilitet, som bidrar til å redusere effekttoppane i kraftsystemet. Desse kan enkelt gjennomførast med enkle teknologiske tiltak, gjennom smart styring av forbruk eller batteri. Inspirert av Sintef [39].

2.3.1 Verdien av fleksibilitet og fleksibilitetsmarknad

Fleksibilitet kan være lønsamt for fleire brukargrupper i kraftsystemet [40]:

- Forbruker: Utnytte varierende straumprisar og effekttariffar på nettleiga. Utjamning av forbruk og utsett forbruk under effekttoppar vil redusere dei totale straumkostnadane. Dette blir forklart ytterlegare i neste kapittel 2.4 *Straumkostnad*. Optimalisering for auka bruk av eigenprodusert fornybar energi er ein annan fordel, ved å legge forbruket til periodar med energiproduksjon.
- Nettselskap: Fleksibilitet kan oppretthalde spenningskvalitet og handtere flaskehalsar eller uforutsette kritiske hendingar i systemet. Fleksibilitet kan og redusere behovet for nettinvestering [41].
- Systemoperatør, TSO: Kan dra nytte av eksterne tredjepartar som tilbyr fleksibilitet, gjennom fleksibilitetsmarknadar, for å oppretthalde balanse i kraftsystemet, og å sikre meir stabil systemdrift.

I denne oppgåva drøftast i hovudsak potensialet for forbruker og for TSO. For at fleksibilitet frå tredjepartar skal kunne være eit bidrag til å redusere nettbelastninga trengs det ein god

utarbeida og kontrollert marknad, som gjer det enkelt å delta i kjøp og sal av fleksibilitet. Dette er allereie under utvikling av ulike aktørar, både gjennom Statnetts fleksibilitetsmarknad og i lokale fleksibilitetsmarknader, blant anna gjennom marknadsplattforma NODES [42] eller gjennom flextools frå Enfo [43]. Her kan og aggregatorar aggregere mindre lastar slik at dei når krava for dei ulike frekvensreservane.



Figur 2.10: Inspirasjon til framtidens samfunn og kraftsystem med høg andel fornybar energi og energilagringssystem. Figuren er henta frå Energi Norge.

2.3.2 Statnetts marknadsdata for FFR

Statnett har henta inn tilbod for FFR bidrag både for 2021 og 2022, og marknadsdataen er presentert under i tabell 2.2 [44][45]. Ein ny marknadsplass for FCR bidrag er og under planlegging. Minste bodstørrelse er for både FFR og FCR er 1 MW. For mindre laster kan desse bys inn via ein aggregator. For FFR skiljast det mellom to produkt [44][45]:

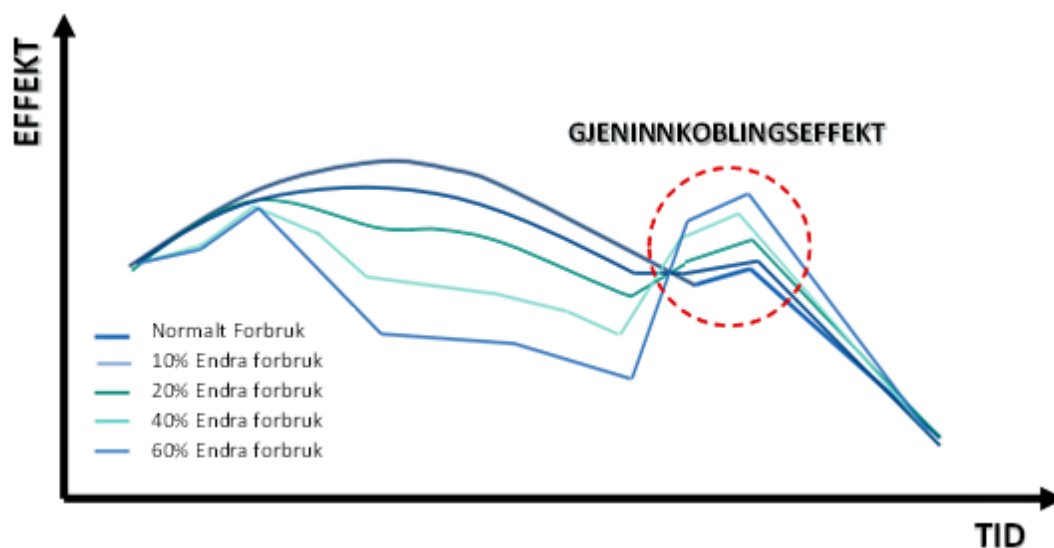
- FFR Profil: Leverast alle kvardagar frå kl. 22.00 til 07.00, i tillegg til heile døgnet i helgar. Minste bodstørrelse er 1 MW.
2022: Totalt 1302 timar (frå veke 22 til 35).
2021: Totalt 1581 timar (frå veke 22 til 36).
- FFR Flex: Reserve på 400 timar som leverast på bestilling frå TSO. Bestilling gjerast på vekesbasis. Minste bodstørrelse er 5 MW.
2022: Totalt 400 timar (frå veke 18 til 43).
2021: Totalt 400 timar (frå veke 18 til 39).

Tabell 2.2: Marknadsdata for FFR marknaden frå 2021 og 2022. FFR profil leverast natt kvardagar og heile døgnet i helgar. FFR Flex leverast på bestilling frå TSO, der bestilling skjer vekevis. Data er henta frå Statnett [44][45].

2021	Akseptert volum	Pris	Timar	Fortjeneste 1 MW batteri
FFR Profil	51,18 MW	112 NOK/MW/t	1581 t	177 072 NOK
FFR Flex	68,3 MW	495 NOK/MW/t	400 t	195 000 NOK
2022				
FFR Profil	45,2 MW	150 NOK/MW/t	1302 t	195 300 NOK
FFR Flex	109,5 MW	495 NOK/MW/t	400 t	195 00 0NOK

2.3.3 Gjeninnkoplingseffekt

Fleire elektriske laster i industri og bustadar kan bli kopla ut som eit fleksibilitetsbidrag for å avlaste nettet, jamfør kapittel 2.3 *Fleksibilitet*. Desse vil på eit tidspunkt bli nøydt til å igjen koplust inn, for å kunne utnyttast til sine opprinnelege føremål. Dersom alle desse lastane koplust inn samtidig kan det føre til ein gjeninnkoplingseffekt, og kjent som ‘rebound effect’, ved at ein ny lasttopp i kraftsystemet dannast. Effekten vil være proporsjonal med størrelsen på lastane som i utgangspunktet blir utnytta som fleksibilitet. Figur 2.11 visar dette intuitivt, der dei ulike grafane beskriv andelen forbruk utnytta til fleksibilitet, med eksempel frå 10% til 60% [46].



Figur 2.11: Figuren visar gjeninnkoplingseffekten. Her ser ein at forbruket kopla ut, for å bidra med fleksibilitet og avlaste kraftsystemet, på eit tidspunkt blir nøydt til å koplust tilbake. Dersom dette skjer samtidig kan det skape ny ein ny lasttopp. Denne lasttoppen aukar proporsjonalt med andelen av effektforbruket som er utnytta.

Her ser ein korleis den nye lasttoppen i verste fall kan overstige lasttoppen som fyrst er forsøkt jamna ut. Dette set dermed ei avgrensing på antalet lastar som burde utnyttast som fleksibilitet på same tid. Effekttoppen frå gjeninnkoplinga kan reduserast gjennom ein tregheit i tilbakekopling av lastane. Eit batteri, dersom det ikkje sjølv bidrar som fleksibilitetsreserve, kan bidra med å redusere denne effekten [46].

2.4 Straumkostnad

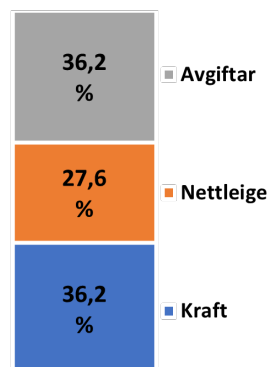
Straumrekninga sluttbrukarar i Noreg blir belasta med er fordelt mellom 3 ledd, straumpris og nettleige, der nettleiga inkluderer statlege avgifter. Kostnadane i forbindelse med straum nettleige, er inkludert i batterimodellen og er basert på dette avsnittet. I den forbindelse er snittprisen for desse ledda, for 2019 og 2020, presentert i tabell 2.3 og vist prosentvis i figur 2.12 [47].

Straumprisen avhenger på sin side av straumavtalen forbrukaren har vald, og består typisk av straumpris pluss eit prispåslag frå straumselskapet [48]. Sjølve kraftprisen, bestemmast av prisen på straumbørsen Nordpool, som reknast ut på timebasis [49]. Nettleiga er prisen for å få transportert elektrisiteten gjennom nettet, til forbrukar. Dette skal dekke kostnaden knytt til drift og vedlikehald av kraftnettet. Sidan kraftnettet er eit geografisk monopol, regulerast denne inntekta av Reguleringsmyndigheita for energi, RME, for å sikre samfunnsøkonomisk optimal drift både for forbrukar og netteigar. RME er ein uavhengig avdeling i NVE [50]. In-

kludert i nettleiga kjem i tillegg skatt og avgifter til staten, som inkluderer tre ledd: El-avgift, ENOVA-avgift og meirverdiavgift, mva.

Tabell 2.3: Tabellen visar straumrekningas fordeling mellom straumpris, nettleige og avgifter, i snitt frå 2019 og 2020 [47].

Ledd	øre/kWh
Straumpris	34,85
Nettleige	26,55
Avgiftar	34,85



Figur 2.12: Gjennomsnittleg prosentvis fordeling av straumrekning mellom straumpris, avgifter og kraft, i 2019 og 2020.

Frå juli 2022 er det planlagd ny struktur for nettleiga, der fastleddet vil avhenge av maksimale effektuttak, og energileddet vil påverkast av tidspunktet energien brukast [51][52]. Denne endringa gjenspeglar dei komande utfordringane med auka effektuttak i kraftnettet, jamfør kapittel 2.2.2 *Auka effektuttak*. Dette skal gje forbrukaren insentiv til både å jamne ut forbruket sitt og å flytte forbruket til periodar med liten last i nettet. Slik kan ein redusere topplasta i nettet for dei mest krevjande periodane. På denne måten kan ein for nokre områder utsette nettoppgraderingar, og meir effektivt planleggje dei mest nødvendige investeringane [53]. Eit batteri vil kunne bidra til å redusere effekttoppar for bustadar, noko som kan gje bebuarane ved Tanberghøgda lågare nettleige.

2.4.1 Framtidas straumprisar

Gjennom vinteren 2021 til 2022 har ein i Noreg hatt rekordhøge straumprisar på sør og austlandet. Dette på tross av at 2020 på sin side hadde rekordlåge straumprisar [54]. Årsakene til dagens straumpris er samansette [55]:

- Lite vatn i magasinane i sør: Det var i oktober 2021 15 til 20% lågare fyllingsgrad enn normalt.
- Kald vinter og vår i 2021 førde til høgre forbruk til oppvarming enn forventa i løpet våren.
- Mindre vind enn forventa i Europa noko som gir mindre energiproduksjon frå vindkraft. Europa er dermed meir avhengig av import gjennom straumkablane frå blant anna Noreg. Dette aukar etterspørselen, og dermed prisen, på norsk kraft.
- Avgrensa overføringskapasitet, i forhold til behovet, mellom Nord-Noreg og Sør-Noreg, som avgrensar utjamning av prisen. Kapasiteten gjennom Sverige er og avgrensa.
- Rekordhøge gassprisar: På grunn av lite eksport av gass frå Russland til Europa.
- Dobling av CO2 prisen i løpet av det siste året.

Den høge straumprisen er likevel antatt å være midlertidig. Så kva kan ein då forvente seg av straumprisane framover? NVE har i rapporten *Langsiktig Kraftmarkedsanalyse 2021-2040* konkludert med at prisen vil kome til å auke framover, i forhold til den meir normale prisen

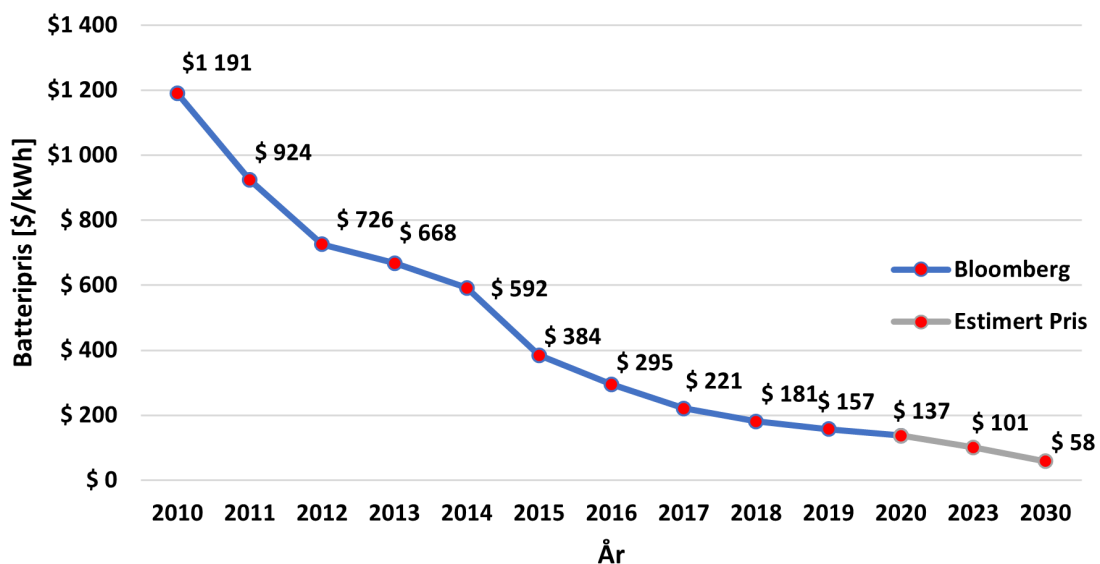
i 2.3. I 2040 estimerer dei ein pris på rundt 51 øre/kWh. Dette er brukt som utgangspunkt i berekningane i denne oppgåva. Ein høgre pris vil bidra til å gjere prosjekt som Tanberghøgda med eigen lokal solenergiproduksjon og batteri, meir attraktivt og lønsamt [25].

2.5 Batteri

Batteri er effektive energilagringssystem med høg effektivitet og rask responstid. Eit batterisystem består av batteripakker som igjen er bygd opp av fleire battericeller. Vidare har det eit batteristyringssystem, som overvakar og kontrollerer batteriet, samt eit styringssystem som kontrollerer effektflyten. Bruken av storskala batterisystem har auka kraftig på grunn av teknologisk utvikling og reduserte kostnader. På Tanberghøgda planleggjast det derfor batteri i samanheng med solkraftanlegget.

2.5.1 Batteripris

Frå 2010 til 2020 har prisane vorte redusert med over 85%, som ein ser i figur 2.13 [56]. NVE antar at denne trenden skal fortsette, med ein ytterlegare reduksjon på 50% fram mot 2030 [8], sjølv om utviklinga i 2022 midlertidig har stagnert som følgje av komponentmangel. Eit mottatt prisestimat frå ein marknadsaktør indikerar ein pris på 4,23 millionar kroner for 1 MWh og 1 MW batteri [57]. Dette tilsvarar omtrent 3800 NOK/kWh.



Figur 2.13: Grafen visar utviklinga i batteripris per kWh kapasitet, frå 2010 til 2020, og estimert pris for 2023 og 2030. Ein ser at prisane er kraftig redusert, og trenden er estimert å fortsette [56].

2.5.2 Galvaniske celler og litium-ion batteri

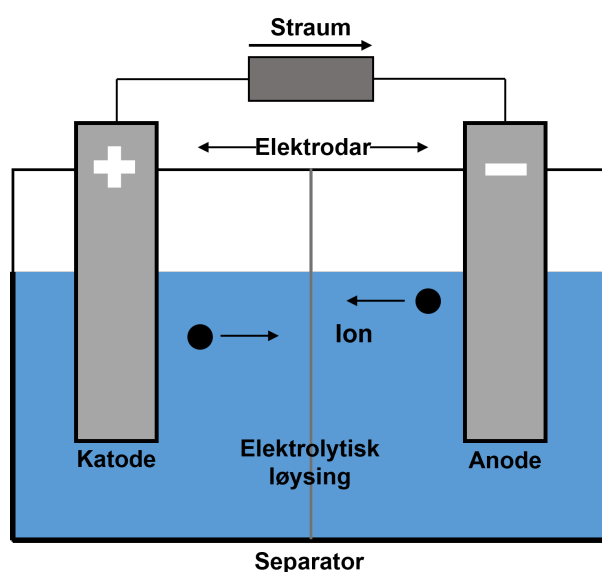
Batteri kan bestå av ulike kjemiske samansetningar. Dette endrar eigenskapar som spenning, straum, kapasitet og energitettheit. Utover det finst det to hovudkategoriar ein kan dele batteri inn i: Primær- og sekundærbatteri. Forskjellen er at sekundærbatteri kan ladast opp effektivt etter bruk [58]. Det er derfor desse som er av interesse for anvendingane undersøkt i denne oppgåva.

Battericeller er galvaniske element, som koplast saman til eit batteri, enten i serie eller pa-

rallell avhengig av ynskt spenning. Galvaniske element består av to elektrodar, separert av ein separator for å hindre kortslutning, og ein elektrolytt [59][58]:

- Anode: Negativt ladd elektrode. Har overskot av elektron. Blir oksidert ved utlading og redusert ved opplading. Vanlege materiale er litium, bly, kadmium og sink.
- Katode: Positivt ladd elektrode. Har underskot av elektron. Blir redusert ved utlading og oksidert ved opplading. Vanlege materiale er nikkel, mangan og bly.
- Elektrolytt: Ein løysing der ladde ion, ladningsbærarar, kan bevege seg mellom elektrodane. Elektronane kan derimot ikkje bevege seg gjennom elektrolytten.

Sidan elektrolytten ikkje lar elektron flyte mellom anode og katode kan desse leiast gjennom ein ytre krets og dermed skape straum. Figur 2.14 visar eit illustrert enkelt oppsett av ein galvanisk celle, med dei ovannemnde delane.



Figur 2.14: Illustrasjonen visar forenkla oppbygging av ein galvanisk celle, med to elektrodar åtskild av ein separator. Iona forflyttar seg gjennom elektrolytten, mens elektronane går gjennom ein ytre krets og gir straum.

Litium-ion batteri, LIB, er i dag den mest anvendte teknologien. For desse batteria er ladningsbærarane, som bevegar seg gjennom elektrolytten, litium-ion. Anoden for LIB består av grafitt og katoden av litium-koboltoksid. Nokre av fordelar med LIB er [59]:

- Høg energitettheit.
- Rask opplading.
- Relativt lang levetid.
- Treng lite vedlikehald.
- Låg sjølvutlading.
- Lette material.

2.5.3 Degradering og batteriparametrar

Opp- og utladningsprosessen i eit sekundærbatteri førar over tid til redusert kapasitet, kjent som degradering. Degradering oppstår både av gjennomførde syklusar og av alder. Dette kjem av materialskadar i battericellenes overflate som påverkar oksidasjonsprosessen. Det er fleire årsaker til desse materialskadane [60]:

- Redusert evne til å overføre ion både for separator, som får endra struktur, og for elektrolytten som frigjer gassar som hemjar dette.

- Auka intern resistans som følgje av korrosjon på leiarar. Dette aukar ohmske tap.
- Separatoren kan tørke ut ved overoppheting, dersom effekten batteriet belastast med er for stor.
- Auka andel laddningsbalanse i elektrodane. Ved opplading reagerer materialet i elektrodane derfor oftare med seg sjølv, og stabiliserer seg, heller enn å rekombinere med elektrona.
- Kortslutning internt i anoden, på grunn av utvekst av små nåler i strukturen, dendrittar.

Verknadsgrad beskriv effektiviteten i ein prosess. Det vil seie forholdet mellom energien ein kan utnytte og energien tilførd. Til mindre energi som tapast til høgre er verknadsgraden. Denne varierer for type batteri. Andre parametrar brukt for å beskrive batteri er *'State of charge'*, SoC, og *'Depth of Discharge'*, DoD. SoC beskriv kor mykje batteriet er lada, frå tomt batteri på null prosent og opp til hundre prosent. DoD beskriv på sin side kor mykje batteriet er utladd, det inverse av SoC. For å kvantifisere den reduserte kapasiteten i forhold til nominell kapasitet, brukar ein *'State of Health'*, SoH. Ved låg SoH kan dei bli ustabile og uforutsigbare, som kan forårsake sjølvutlading og store effekttap. Det er og vanleg å definere *'End of Life'*, EOL, for batteri. Dette er SoH til batteriet når det er antatt å være oppbrukt, og ikkje lenger oppfyller sin funksjon [59].

Sidan parametrane beskrive i dette kapitlet er viktige i batterimodellen, går kapittel 3 *Litteraturstudie på litium-ion batteri* djupare inn på studiar relatert til spesifikasjonane frå dette avsnittet. Dette blir deretter brukt som utgangspunkt i batterimodellen, for simulering av resultat.

2.5.4 Batteri hjå sluttbrukar

For bustadar er dei viktigaste bruksområdene frå eit batterisystem å lagre fornybar, uregulerbar og lokalprodusert straum, for eksempel frå solkraft. Solkraftanlegg produserer kun energi om dagen, når sola skinner, og denne energien kan enten gå til eiga forbruk, leverast til kraftnettet eller til eit batteri.

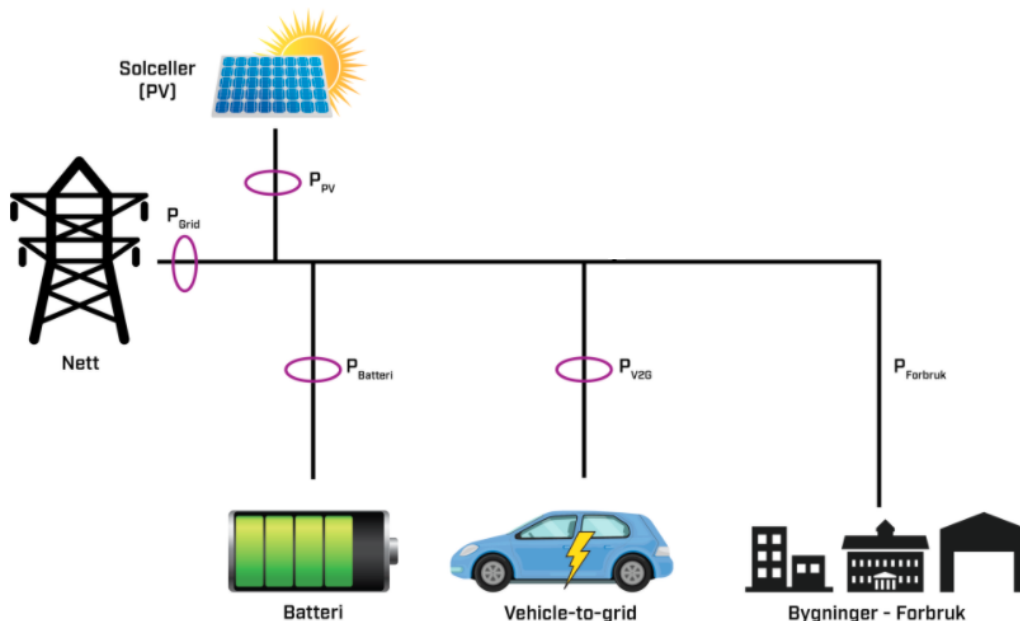
I boka *Understanding Batteries* har forfattarane R.Dell og D.Rand oversiktleg oppsummert ein rekkje gode argument for kvifor batteriteknologi, i forbindelse med solkraftanlegg, gir meirverdi [60]:

- Solceller har raske momentane endringar i energiproduksjon, som avheng av solinnstråling og skugging. Batteri har på sin side eigenskapar som gjer at dei raskt reagerer på slike effektvariasjonar, slik at systemets drift er optimal.
- Batterisystemet har komponentar som enkelt kan bytast ut ved endt levetid.
- Både batteri og solceller er teknisk stabile, pålitelege og lett dimensjonerbare etter ynskje.
- Både solceller og batteri er ein etablert teknologi, der kostnadane reduserast raskt, og dermed gjer slike løysingar meir lønsamme.
- Begge opererer med likestraum.

Eit annan relevant bruksområde er å kutte effekttoppar [36], jamfør kapittel 2.3 *Fleksibilitet*. Dette kan gje lågare nettleige ved innføring av nye effekttariffar. Enkelt forklart fungerer dette ved at batteriet ladar når forbruket i nettet er lågt, altså at belastinga på nettet er liten og prisen er låg. Når forbruket derimot er høgt leverer batteriet energi tilbake til forbrukar. Totalforbruket vil auke litt, på grunn av tap i konverteringsprosessen mellom elektrisk energi og

kjemisk energi [8][41]. Samtidig er det som ein ser i kapittel 2.3.2 *Statnetts marknadsdata for FFR* og potensiale for å delta i fleksibilitetsmarknad [53].

Elbilar er eit bidrag til batterikapasitet, som allereie er svært utbreidd blant sluttbrukarar. Gjennom smart elbillading, og i framtida V2G, kan elbilane utnyttast til lagring av energi eller effekttoppkutting. Figur 2.15 gir eit bilete av korleis Tanberghøgdas netttilkopling kan kome til å sjå ut. Produsert solenergi går fyrst til batteri, elbilar og forbruk, før eventuelt overskot leverast ut på kraftnettet.



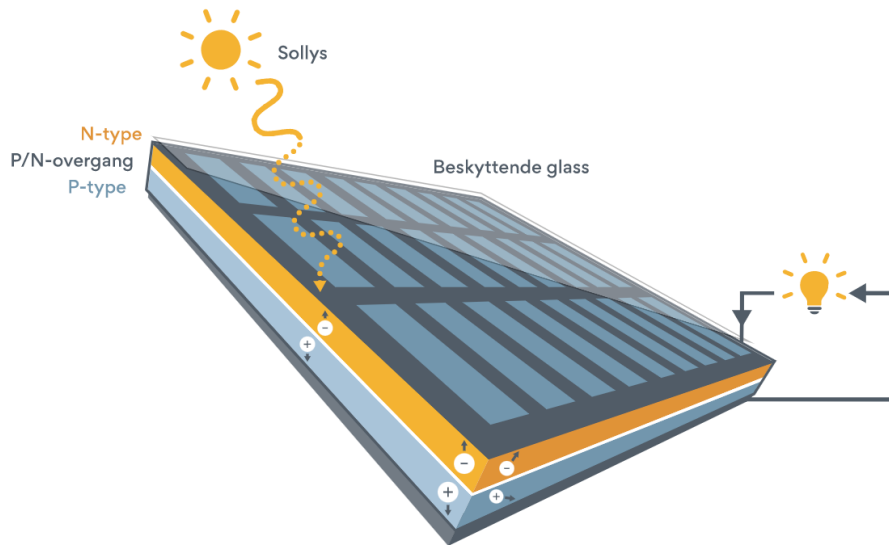
Figur 2.15: Figuren viser eit eksempel på forenkla nettstruktur ved Tanberghøgda. Systemet består av solkraft, der energien distribuerast til batteri, elbilar og til bustadar. Ved overskot av energi leverast dette til kraftnettet. Henta frå Sintef [61].

2.6 Solenergi

Solenergi er ei av energikjeldene i verda som på noverande tidspunkt veks raskast [62], og det har eit enormt potensiale. Energien tilgjengeleg frå solinnstråling er på verdsbasis 10 000 gongar større enn den totale energien verda brukar [63].

2.6.1 Solcellemodul

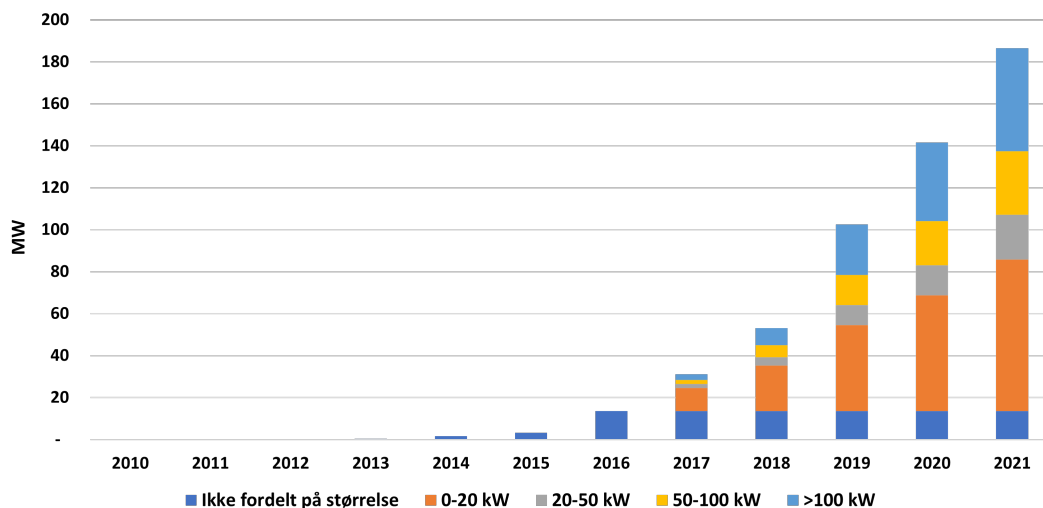
Solceller utnyttar den fotovoltaiske effekten til å produsere straum. Den fotovoltaiske effekten definerast som generasjon av ein potensialdifferanse ved ein overgang mellom to ulike materiale som ein reaksjon på elektromagnetisk stråling, altså lys. Lyset frigjer elektron som på grunn av det elektriske feltet går gjennom ein ytre krets, og genererer elektrisitet. Det mest brukte materialet for solceller er halvleiarmaterialet Silisium [63].



Figur 2.16: Her ser ein oppbygginga av ein solcelle, med to ulike adskilde materiale. Den ytre kretsen illustrerer visar elektronstraumen som gir ein straum. Figuren er henta med tillating frå Norsk Klimastiftelse, og designa av Jørgen Håland [64].

2.6.2 Solkraft i Noreg

Noreg har dei siste 6 til 8 åra hatt ein kraftig vekst i installasjon av solkraft. Denne utviklinga kjem i hovudsak frå nettilknytt system, både for privatpersonar og på næringsbygg [65]. Eit gjennomsnittleg anlegg for einebustadar har ± 10 kWp. Diagrammet i figur 2.17 visar den auka installerte effekten fordelt etter effekt. Som ein ser var det i 2021 186,5 MWp solkraft installert i Noreg noko som er meir enn ein tidobling på fem år, sidan 2016 [62].



Figur 2.17: Grafen visar utviklinga av installert effekt for solkraft i Noreg fram til 2021. I 2021 var det totalt 186,5 MWp effekt installert. Figuren er brukt med tillating frå NVE [65].

Sjølv om Noreg ligg langt nord er det gode forhold for solenergi. Innstrålinga frå sola ligg rundt $1000\text{W}/\text{m}^2$ for eit vinkelrett plan mot sola. Samtidig aukar kalde temperaturar verknadsgraden og reduserer degraderinga for solcellemodulane [63]. Snø på bakken vil om vinteren bidra til å reflektere sollys mot solkraftanlegget, og samtidig gjere 'bifacial' solmodular meir attraktive og lønsamme. Dette er modular som kan produsere energi både frå fram og baksida. Under ideelle forhold kan slike modular produsere 27% meir energi enn vanlege solcellemodular. Dette

førar og til ein høgare temperatur i modulane som bidrar til at snøen som kan legge seg på overflata smeltar raskare [66]. Utfordringane i Noreg er derfor ikkje energimengda solkraft kan gje, men derimot dei store variasjonane i innstrålt effekt, gjennom både sesong og døgn. Batteriet på Tanberghøgda skal bidra med å redusere desse ulempene, gjennom å auke sjølvkonsum av solenergien.

2.6.3 Kostnad

Nøyaktige kostnadar for solkraftanlegg i Noreg vil variere frå anlegg til anlegg. Tal frå 2021 estimerer likevel kostnadane til å ligge rundt 11 NOK/Wp for ein bustad. Nærings og industribygg har estimerte kostnadar mellom 6 og 8 NOK/Wp, mens bakkemonterte solkraftanlegg har det lågaste anslaget på 5,5 NOK/Wp [62]. For Tanberghøgda er kostnaden estimert til mellom 8 og 10 NOK/Wp, på grunn av meir utfordrande installasjon i bratte skråningar [9]. Nedbetalingstida for eit solkraftanlegg for privatkundar i Noreg blir ofte berekna til å være mellom 20 og 30 år. Til samanlikning er produksjonsgarantien, for solcellemodular, oftast 25 til 30 år. Denne garantien inneber oftast at panelet skal kunne generere energi med ein redusert effekt på maksimalt 20% [62][63]. Eit solkraftanlegg med 80% produsert effekt vil framleis gje mykje energi, og gir ikkje insentiv til å fjerne solkraftanlegget. Som følge av dette har heller ingen solkraftanlegg i Noreg blitt tatt ut av drift.

Ein faktor som kan redusere nedbetalingstida er straumprisen, og prognosane for den har dei siste åra auka, jamfør kapittel 2.4.1 *Framtidas straumprisar*. Dyrare straum og nettleige gir naturleg nok auka lønsemd av eigenprodusert energi, og dermed redusert nedbetalingstid for eit solkraftanlegg.

2.6.4 Plusskundeordninga

Dagens regulering sett krav om at alle tilknytt kraftnettet skal ha eiga målepunkt, med måling og avrekning av straumforbruket. Som eit insentiv for sluttbrukarar til å investere i eiga fornybar energiproduksjon, der solenergi er desidert mest vanleg, slepp sluttbrukarar i dag å betale nettleige på forbruk av eigenprodusert straum innanfor dette målepunktet [67].

Eit solkraftanlegg installert hjå ein forbrukar er normalt dimensjonert for at generert energi ikkje overgår eiga forventa årsforbruk. Eit slikt energioverskot kan likevel oppstå enkelte timar i løpet av eit år. For å enkelt legge til rette for at denne overskotsenergien kan leverast ut på kraftnettet har NVE utforma plusskundeordninga. Sjølve definisjonen og avgrensingane for denne ordninga er definert av NVE [67]:

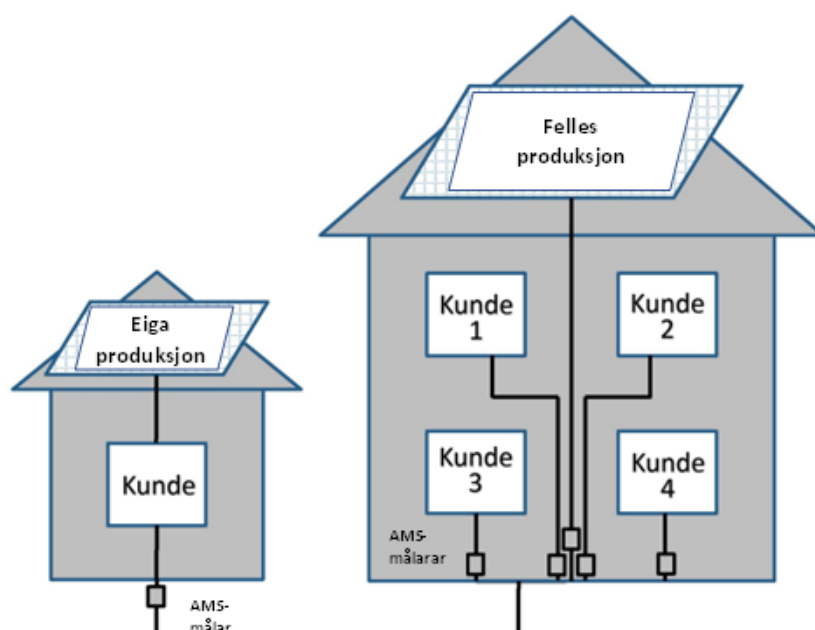
Sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon.

På denne måten kan småskala sluttbrukarar selje overskotet av produsert straum til nettselskapa. Betalinga sluttbrukarane mottar for dette er oftast i samsvar til spotprisen på NordPool [67]. Sidan straumen som må kjøpast tilbake ved eit seinare tidspunkt er pålagt nettleige gir dette insentiv til å maksimere sjølvkonsum, slik denne oppgåva har som mål å simulere med bruk av batteri.

2.6.5 Deling av lokal fornybar energi

Som definisjonen av plusskundeordninga konstaterer må forbruk og produksjon ligge bak same målepunkt. Eit sameige, som Tanberghøgda, har derimot fleire målepunkt i same bygning og på same eigendom, ettersom alle bustadar er pålagt å ha kvart sitt målepunkt. Dette avgrensar moglegheita deira for i fellesskap investere i fornybar energiproduksjon til eiga forbruk. Det er dermed ikkje tilrettelagt for deling av energi mellom bustadar i sameige på noverande tidspunkt, sjølv om Tanberghøgda planleggjar dette med eit 500 kWp solkraftanlegg[9].

RME har i den forbindelse presentert eit forslag for ei ny ordning for deling av energi. I dette forslaget er kriteriet at produksjon og fordeling av energi må være innanfor same eigendom, i staden for same målepunkt. Alle målepunkt innan same gards og bruksnummer har då lik rett til å dele produksjonen frå felles lokal produksjon og lik rett på fritak for nettleige og avgifter for dette forbruket[68]. Dette ser ein illustrert i figur 2.18, med ein bustad til venstre og deling av produksjon i sameige til høgre. Merk av deling ikkje nødvendigvis må skje innan same bygning.



Figur 2.18: Til venstre ser ein bustad med lokal solkraft på taket, omfatta av plusskundeordninga. Til høgre ser ein felles produksjon, som er avhengig av det nye forslaget for deling av lokalproduert energi mellom bustadar innanfor same eigendom. Maks delbar effekt er 500 kW. Figuren er modifisert med utgangspunkt i figur frå RME [68], med tillating.

Deling av produksjonen er foreslått å avgrensast av installert effekt, og ikkje levert effekt til kraftnettet som dagens plusskundeordning. Forslaget tillèt deling av opptil 500 kW effekt innanfor kvar eigendom, uavhengig av antal tilkoplingspunkt eller kundar tilknytt eigendommen. Ein årsak til avgrensinga på 500 kW er for å avgrense den økonomiske omfordelinga av nettleige [68]. Sidan kostnadane for vedlikehald av straumnettet vil være det same som før, vil potensielle store besparingar for nokre forbrukarar føre til at desse kostnadane må fordelast på dei resterande forbrukarane i samfunnet. Dette forslaget drøftast mot slutten av oppgåva, i lys av resultat og berekningar frå oppgåva.

2.6.6 Solenergi i Tyskland

Mot slutten av oppgåva drøftast regulering av solkraft i Tyskland opp mot dagens plusskundeordning, og RME's forslag for deling av energi. Ei kort innføring i solenergi i Tyskland er derfor

presentert her.

Tyskland er landet med mest installert effekt av solkraft i Europa. Her skaut solkraftutbygginga for alvor fart i år 2000 etter *'The Renewable Energy Sources Act'* vart introdusert. Denne har etter det vorte revidert ein rekkje gongar. I Tyskland subsidierer dei solenergi, og andre fornybare energikjelder, med ein innmatingstariff som utbetalast i tillegg til spotprisen på energien. Denne tariffen er berekna på bakgrunn av kostnadane forbunde med investering i fornybar energi, når investeringa blir gjort, og er garantert for i 20 år. På denne måten er dei som installerer fornybar kraftproduksjon sikra ein stabil og forutsigbar inntekt på energien seld til kraftnettet. For denne ordninga er det i dag satt ei grense for system på 300 kWp, mot tidlegare 750 kWp. For anlegg mellom 300 og 750 kWp har eigar valet mellom å søke konsesjon som kraftprodusent, utan å kunne utnytte solenergien til eiga bruk, eller å få halvparten av innmatingstariffen og samtidig kunne utnytte ynskt mengd av solenergien sjølv [69].

3 Litteraturstudie på litium-ion batteri

Batterimodellen utarbeida i forbindelse med denne oppgåva inneheld viktige parametrar som verknadsgrad, degradering og SoC. Sidan det er lite erfaringar om korleis store stasjonære batterisystem, integrert i nettet og i samanheng med solkraftanlegg, presterer over tid presenterast eit utval studiar i denne litteraturstudien. Desse er utgangspunktet for spesifikke val for parametranne som påverkar batterimodellen. I tillegg presenterast resultat frå studiar for batteri i fleksibilitetsmarknad, som drøftast kort mot slutten av oppgåva, i kapittel 6.3.2 *Diskusjon: Lønsemåling av batteri, fleksibilitet, prisarbitrasje og gamle elbilbatteri.*

3.1 Batterieigenskapar

3.1.1 Verknadsgrad og levetid

Batteriteknologiens utvikling har ført til at verknadsgraden stadig har vorte forbetra, men den varierer av type batteri, materiale batteriet er framstilt av, og av temperatur og effekt batteriet belastast med. Impedansen til batteriet står for dei største tap. Dette er ohmske tap i leiarar, elektrolytt og elektrode, samt overspenningstap ved elektrodane.

I ein fersk studie publisert i 2021 av Da Silva Lima et al. er det gjennomført ein livssyklus analyse med samanlikning av LIB og Vanadium-redox-flow batteri, VRB. I forbindelse med studien presenterast og vurderast dei mest vanlege energilagringssystema brukt i samanheng med fornybar energi. Da Silva Lima konstaterer i den forbindelse at verknadsgraden for LIB kan være opptil 95%, og at levetida er opptil 3000 syklusar, før SoH på 80% er nådd. For sjølve studien har dei tatt utgangspunkt i ein verknadsgrad på 90% for LIB og 83% for VRB [70].

Ein eldre studie publisert av Wang et al. undersøker bruk av LIB av typen LiFePO_4 i samanheng med solkraft utan nettilknytning. Her blir verknadsgraden anslått til å være godt over 90%. Samtidig er levetida estimert til 2000 syklusar. Vidare konstaterer dei at dersom batteriet driftast under svært låg opp og utladingstid, kjent som '*charge-discharge ratio*', kan ein oppnå ein verknadsgrad på heile 99% [71].

Også forfattaren Petrovic betraktar LiFePO_4 batteri i sin introduksjonsbok om batteri. Her anslår han levetid på opptil heile 5000 syklusar, avhengig av bruksområde for batteriet [59]. Ein tredje studie publisert av IEEE samsvarar og med dette. Her estimerast samtidig verknadsgraden å variere mellom 85% i nedre sjiktet og opp til 97% i øvre sjiktet for LIB, avhengig av materialsammansetning og belastning. [72].

Etter studiar publisert av Braco et al. i 2020 er det totale antalet syklusar minst 3000 for nytt batteri, og minst 2033 for eit brukt batteri med SoH 80% [73]. Same studie estimerer med utgangspunkt i dette levetida for andrehandsbatteri, med bruk til lagring av solenergi, til mellom 11 og 21år.

3.1.2 Degradering

EoL for batteri er i alle studiane presentert ovanfor definert ved SoH på 80%. Antal syklusar representerer dermed antalet som tilsvarar degradering på 20% i forhold til nominell kapasitet. Stasjonære batterisystem kan derimot framleis fungere tilnærma uproblematisk for etter dette. Korleis batteriet endrar seg som følgje av degradering er forklart i kapittel 2.5.3 *Degradering og batteriparametrar.*

Faktorar som påverkar degradering er oversiktleg presentert i studien av Anthony Barre et

al. Av denne studien følger det at degradering over tid i hovudsak påverkast direkte av temperatur og SoC batteriet lagrast med over tid. Syklusdegradering påverkast på sin side i tillegg til temperatur av DoD, lade og utladingsspenning, og andre mindre definerte faktorar [74]. Dette forenklast i fleire teoretiske studiar, ved å anta at batteriet alltid driftast tilnærma optimalt. Då kan ein ta utgangspunkt i antal syklusar batteriet er forventa å gjennomføre før SoH på 80% er nådd, basert på kapitlet over, *3.1.1 Verknadsgrad og levetid*, og berekne degradering ut i frå dette. Det er i den forbindelse verdt å nemne at optimal drift ikkje vil være tilfelle i reelle batterisystem.

I den ferske studien frå 2022, publisert av David Gräf et al., er degradering av eit batterisystem i Tyskland studert. Denne studien presiserer at temperatur for omgivingane til batteriet påverkar resultatata sterkt. Standard temperatur for test av batteri er 25 grader, og dei fungerer utan særleg påverknad pluss minus 10 grader utover dette [75]. Dette stemmer godt overens med studien publisert av Gailani et al. som har undersøkt degradering i forhold til temperatur. Konklusjonen frå studien er ein temperatur anbefaling på mellom 5 og 25 grader for å minimere degradering [76]. Ved Tanberghøgda, og i Noreg generelt, kan det derimot bli svært mykje kaldare enn dette, og tiltak for å oppretthalde stabil batteritemperatur burde gjennomførast.

Batteriet i Gräf's studie har ein nominell kapasitet på 7,12 MWh og effekt på 7,2 MW. Her har dei estimert at batteriet gjennomfører 280 fullstendige syklusar per år, og målt kapasiteten for eit faktisk batteri dei fyrste åra. Desse målte resultatata er vidare brukt i ein semi-empirisk modell. I mars 2019 målte dei degradering på 1,7% og i oktober 2020 3,84% total degradering. Dette samanlikna dei med ein estimeringsmodell i Python som gav feilmargen på mellom 0,18% og 0,31%, for denne perioden. Ved bruk av batteriet som bidrag som FCR fann dei, gjennom ekstrapolering av målte og berekna SoH, total degradering på mellom omtrent 25% og 33% etter 22 års i drift, litt varierende avhengig av temperatur. EoL på 80% vart i dårlegaste tilfelle nådd etter 14 år. I snitt gav dette eit resultat på omtrent 1,5% degradert per år, fordelt mellom degradering per syklus og degradering over tid [75].

Same studie undersøkte og bruk av batteriet i spotmarknaden, for utnytting av prisarbitrasje og lastflytting. Dette krev større DoD enn når batteriet utnyttast for FCR, noko som reduserer levetida på batteriet drastisk gjennom fleire fullstendige syklusar. I denne delen av studien konkluderer dei med at ei avgrensing av SoC mellom 20% og 80% doblar levetida på batteriet, frå 2,8 til 5,6 år før EoL er nådd. På bakgrunn av desse resultatata konkluderer studien til Gräf et al. med at beste måte å utnytte batteriet på er som fleksibilitet i reservemarknaden, spesielt FFR og FCR sidan desse krev minst energi og DoD [75].

Ein annan interessant studie har satt meir fokus på korleis degraderinga over tid påverkast av SoC. Diaz Silera et al. samanlikna i sin studie frå 2021 degradering for to batteri der eit opprettheldt 80% og det andre 100% SoC. Dei fann at degraderinga minst gjekk 25% saktare ved å avgrense SoC opptil 80%, og at det totalt sett er lønsamt å avgrense batteriets drift for å oppnå dette, sjølv om dette påverkar utnyttbar batterikapasitet. Dette påverka i hovudsak degraderinga over tid, som aukar ved høg og låg SoC [77].

3.2 Gjenbruk av gamle elbilbatteri

Batteri i elbilar er ofte definert med EoL på 80% [5]. Dette kjem av at bilar er avhengige av stabile batteri som oppfyller krav og forventingar forbrukarar har om oppgitt SoC og køyrelengd. Stasjonære batteri eignar seg derimot til bruk lenger enn dette, sidan stasjonære lagringssystem ikkje er like avhengig av å oppfylle forventingar om spesifikk kapasitet. Det er derfor interessant å undersøkje potensialet for bruk av brukte gamle elbilbatteri i stasjonære storskala energilagringssystem. Dette drøftast mot slutten av oppgåva, i lys av studiane presentert her og denne

oppgåvas resultat.

Når batteria faktisk sluttar å fungere er svært usikkert, men studiar visar til batteri som sluttar å fungere omtrent ved 60% SoH, og andre som fungerer heilt ned til 40% SoH[5]. For simulering av resultat i denne oppgåva, med Tanberghøgda som utgangspunkt, er EoL derfor definert til 60%.

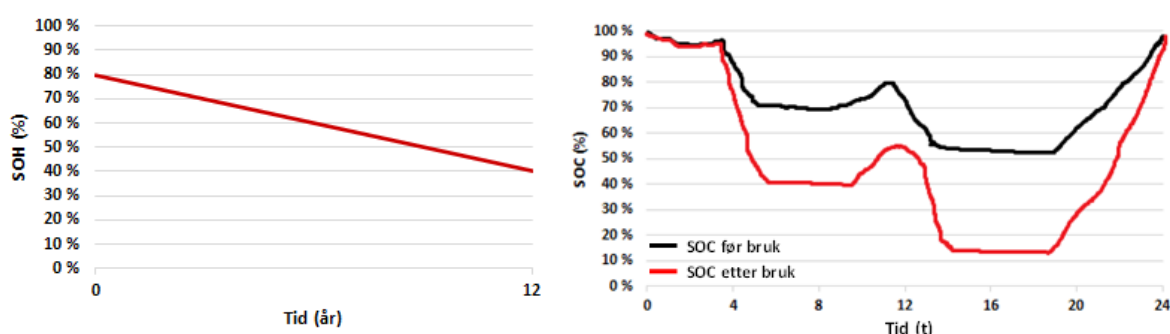
Det finst fleire tilbydarar av store batterisystem på marknaden, og mange av dei satsar spesifikt på gjenbruk av gamle elbilbatteri. Nokre av desse er Evyon, tidlegare kjent som Repack, Hagal, Eco-store, Eaton og SunBatt.

3.2.1 Sunbatt

Ein aktør innan andrehandsbatteri er Sunbatt, som er eit samarbeid mellom Endesa og Seat. I forbindelse med eit forskingsprosjekt har dei sidan 2016 undersøkt potensialet for å utnytte slike batteri vidare. Med dette som mål har dei designa følgjande system:

- Produksjon: 8 kWp solceller.
- Forbruk: Tre elbilladarar.
- Lagring: 4 batteri med 8,8 kWh nominell kapasitet.
- Distribusjon: Tilkopling til elektrisk kraftnett med overføringskapasitet på 90 kW.

For å undersøkje levetida for batteriet i ulike driftssituasjonar har dei gjennomført fleire studiar, der estimert levetid avhenger av bruksområde. Ei av studiane vart designa for å drifte batteriet til å optimalisere sjølvkonsum av solenergi. Dei fann der at batteria fekk SoH redusert til 60% etter ca. 6 år, og 40% kapasitet etter 11,6 år. Dette visast i grafen til venstre i figur 3.1. Å drifte batteriet lenger enn 60% aukar i praksis drastisk risikoen for uforutsigbar drift og at batteriet plutsleg sluttar å fungere, samtidig som redusert tilgjengeleg kapasitet kan føre til at batteriet får problem med å oppfylle sitt planlagde føremål. EoL for batteriet i studien er derfor satt til punktet der meir enn 85% DoD er nødvendig under normal drift, som illustrerast av den raude grafen til høgre i figur 3.1 [5].



Figur 3.1: Grafen til venstre visar utviklinga av batterikapasitet for gamle elbilbatteri i bruk med solkraft, frå Sunbatts studie. Til høgre ser ein SoC for batteriet gjennom eit døgn. Etter 12 år og SoH på 40% ser ein at batteriet får problem med å fylle behovet. Maksimal DoD er i det tilfellet 85%. Gjengitt frå Sunbatts studie [5].

3.2.2 Gamle og nye batteri

Å utnytte gamle elbilbatteri til energilagring reduserer investeringskostnaden på bekostning av batteriets levetid. B.Wralsen og B.Fäsler publiserte i den forbindelse nylig, i 2022, ein omfattande studie der dei samanliknar forskjellen mellom gamle og nye batteri, i kombinasjon med eit solkraftanlegg. Dei tar her utgangspunkt i sju ulike land i Europa, frå Noreg lengst nord, til Italia lengst sør, og samanliknar forskjellane i lønsemd for batterisystem i desse landa. Under er resultatene for tre ulike bruksområde presentert. For kvart punkt presenterast studiens konklusjon angående lønsemda for Noreg i forhold til dei andre regionane undersøkt [78]:

- Utnytting av prisarbitrasje: Lønsamt for alle regionar studert med unntak av Noreg. Dette kjem av større variasjonar i straumpris i Europa.
- Lastflytting og lasttoppkutting: Generelt lite lønsamt for alle regionar, på grunn av lite markante lasttoppar i lastprofilen. Dette kan derimot endre seg framover, grunna auka andel elbilar og andre effektkrevjande apparat, samt meir uregulerbar kraftproduksjon.
- Auke sjølvkonsum: Minst lønsamt for Noreg, men framleis lønsamt. Dette kjem av låg solinnstråling i nord, samanlikna med landa lenger sør i Europa, samtidig som forbruket generelt er på eit konstant høgre nivå, på grunn av større behov for oppvarming. Dette gir eit mindre overskot av solenergi.

Studien presenterer til slutt ein nullpunktsanalyse, med utgangspunkt i det mest lønsamme scenario for energiarbitrasje og sjølvkonsum av solenergi, der dei samanliknar lønsemda for gamle og nye batteri. Wralsen og Fäsler estimerer for dette tilfellet ei levetid på 3 til 10 år for gamle batteri samanlikna med 5 til 15 år for nye batteri. SoC for batteriet under drift er her avgrensa til mellom 10% og 90%. Den kortaste tilbakebetalingstida for ei batteriinvestering, oppnådd i denne studien, er på 7 år, utan at degradering av batteriet i løpet av levetida er tatt høgde for. Dette vart oppnådd med batteri optimalisert for maksimering av sjølvkonsum av solenergi i Spania. Verdt å merke seg er at det og var denne strategien som resulterte i flest ladesyklusar, noko som kan påverke batteriets levetid til å være i nedre sjiktet av estimert levetid [78].

Ei investering i gamle batteri hjalp på sin side med å redusere tilbakebetalingstida med mellom 0,5 og 2 år. Avslutningsvis konkluderer dei og med at ein er ein avhengig av eit større tilbod av brukte gamle batteri for at prisen på desse skal bli låg nok til å utkonkurrere nye batteri [78].

Mathews et al. har i sin studie frå 2020 konkludert med at batteriprisen på brukte batteri minst må være under 60% av prisen for nye for at det skal løne seg å investere i desse i staden for nye batteri. Dersom, ifølgje Mathews et al., ein kontrollerer SoC mellom 65% og 15%, forlengast levetida maksimalt, med det førar samtidig til at ein har mindre utnyttbar kapasitet for lagring av produsert solenergi. I denne studien konkluderer dei med utgangspunkt i dette med at eit energilagringssystem i kombinasjon med solkraft er ei lønsam investering [79].

Til samanlikning er Evyon's mål, tidlegare Repack, å oppnå batteripris for gamle elbilbatteri på 70% av nye batteri [80], mot estimerte 60% frå studien over. I forhold anslår estimat frå studien publisert av Rallo et al. at prisen må være omtrent halvparten av prisen på nye batteri for å være lønsamt [81]. Altså er Evyon's primsmål høgre enn begge studiane referert til her.

3.3 Studier på batteribruk

For vanlege bustader er energilagring frå fornybar og uregulerbar energiproduksjon det mest aktuelle bruksområdet for batteri. For nettoperatørar eller andre tredjepartar kan batteri derimot være vel så viktig til andre formål, som blant anna spenningsutjamning og som bidrag

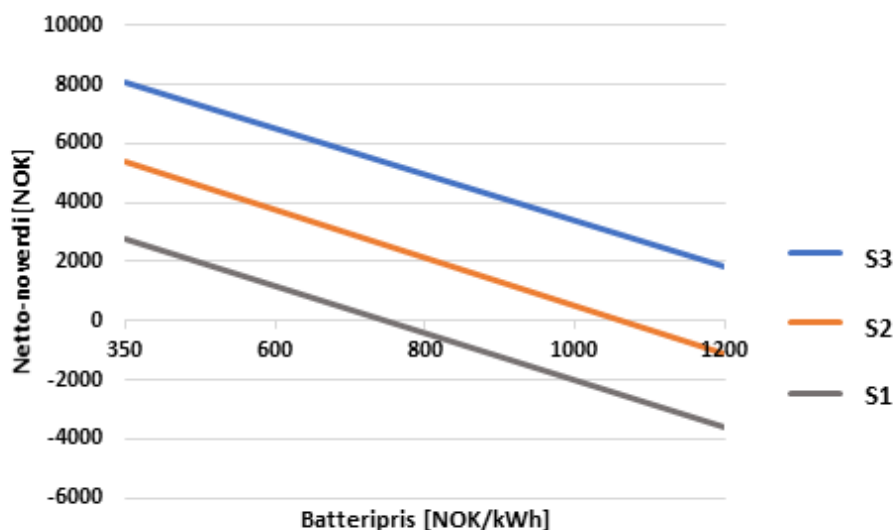
i fleksibilitetsmarknad. Dette kapitlet ser derfor på ulike studiar for utnytting av batteri til ulike formål.

3.3.1 Lønsemd av batteri for sluttbrukar med solkraft

Ein interessant studie med fokus på lønsemd for batteriinvesteringar for bustadar er gjennomført i Tyskland, og publisert av Madlener og Kirmas i 2017. Denne er gjennomført med utgangspunkt i gamle elbilbatteri, men er og relevant med tanke på nye batteri, då det i hovudsak er pris og forventta levetid som er forskjellen mellom desse. Ved bruk av netto noverdi-analyse, NPV, er lønsemda for eit batteri på mellom 4 og 8 kWh, i kombinasjon med eit 5 kWp solkraftanlegg, optimalisert for lastflytting og lasttoppkutting vurdert. Totalt energibehov for bustaden er 3892 kWh, som er lågt samanlikna med ein gjennomsnittleg norsk bustad. Studien er sterkt avhengig av framtidig straumpris, og er derfor gjennomført med tre trinn for estimert prisutvikling for straum mellom 2015 og 2025 [82]:

- S1: 2% auke per år.
- S2: 4% auke per år.
- S3: 6% auke per år.

Analysen visar naturleg nok at ei batteri-investering vil være mest lønsam ved høg straumpris og låg batteripris. I mellomscenarioriet for utvikling av straumpris, med 4% prisauke per år, er NPV analysen positiv for batteripris under 1050 NOK/kWh. Dei fullstendige resultatata for alle tre prisscenario visast i figur 3.2. Samtidig konkluderer studien med at redusert batteripris gir ein høgre optimal batteristorleik for systemet, og betrar resultatet i NPV analysen. For batteripris på 1050 NOK/kWh er den optimale kapasiteten berekna til mellom 5,5 og 6 kWh [82].



Figur 3.2: Grafane visar resultatet av NPV analysen, frå studien til Madlener og Kirmas, for tre ulike pris-scenarior for straum. S1 er for 2% prisauke for straum per år, S2 for 4% per år og S3 for 6% prisauke per år. Figuren er gjengitt frå studien til Madlener og Kirmas [82].

3.3.2 Lønsemd av batteri i fleksibilitetsmarknad

Sidan fleksibilitet er antatt å være ein viktig og salbar ressurs i framtida er det i fleire studiar forsøkt å estimere lønsemda ved deltaking i fleksibilitetsmarknad med batteri. Ei av desse

studiane, utført av Achin et al. gjennom Sintef, undersøker tekno-økonomisk lønsemd for bruk av batteri som bidrag til frekvensregulering, FCR, i det norske kraftsystemet. Her er det gjennomført sensitivitetsanalysar basert på ulike faktorar: Pris for fleksibilitetsbidrag (både opp og nedregulering), nettkostnad, batteridegradering, kapitalkostnad m.m. I studien konkluderer dei med at eit batteri på 500 kWh, og 1 MW effekt, er tilstrekkeleg for å unngå utfordringar med kapasitetsgrensene til batteriet [83]. Dette vil seie at batteriet unngår å lade seg heilt ut eller nå full kapasitet under FCR bidrag.

Studien av Achin et al. tar utgangspunkt i 400 kWh batteri, noko som resulterer i avbrot på grunn av batteriets kapasitet omtrent kvar tredje dag. Dette valet argumenterast for ved at kostnaden med å investere i større batteri omtrent blir utlikna av tapt fortjeneste frå FCR bidrag, som følgje av desse avbrota. Studien tar utgangspunkt i Statnetts tariffar for bidrag i reservemarknaden, og fullstendig liste over relevante parametar er oppsummert i tabell 3.1 [83]:

Tabell 3.1: Tabellen visar parametar for studie som undersøker batteri som FCR reserve, basert på det norske kraftsystemet. Studien er gjennomført i samarbeid med Sintef.

Parameter	Verdi
Batterikapasitet	400 kWh
Batterieffekt	1 MW
Vedlikehaldskostnad	1% av investeringskostnad
Operasjonskostnad	50 000 NOK
Investeringslån	70% av investeringskostnad
Diskonteringsrente	5%
Prosjektets levetid	10 år
Årleg fortjeneste	658 000 NOK

Analyse av batteriets tilstand etter FCR drift visar ifølgje studien eit kapasitetstap på 16,37% etter 10 år. Dette utan tap som oppstår på bakgrunn av batteriets alder. Det er derfor forventa at faktiske tapt kapasitet er betydeleg høgre. Studien konkluderer med at nullpunktet for ei slik investering er ved batteripris på omtrent 14 000 NOK/kWh, på bakgrunn av gjennomført NPV analyse. Prisar under dette gjer batteri som FCR bidrag lønsamt. Den konkluderer vidare med at bruk av batteriet som bidrag i fleksibilitetsmarknad er mykje meir lønsamt enn batteri til bruk for lasttoppkutting og energilagring av lokalprodusert energi, som til samanlikning i følgje studien kun er lønsamt for investeringskostnad opptil 2000 NOK/kWh og 3000 NOK/kWh [83].

Til slutt for dette kapitlet presenterast ein siste studie: *'Techno-economic analysis and optimal control of battery storage for frequency control services, applied to the German market'* publisert av Engels et al. Gjennom ein tekno-økonomisk analyse for batteri som bidrag som FCR reserve fann dei optimal investeringsstørrelse, høgst NPV, for batteri i Tyskland til å være 1,6 MW effekt og 1,6 MWh kapasitet. Her har dei tatt høgde for å minimere degradering og straumkostnadar under drift, samtidig som batteriet oppfyller regulatoriske krav for bidrag i FCR marknaden i Tyskland. Dette betyr at batteriet alltid må ha kapasitet til å bidra med 30 minutt FCR regulering, både opp og ned, der 1 MW er minste effektbidrag.

I forbindelse med denne studien er det og estimert framtidige inntekter frå FCR marknaden, basert på faktiske marknadsdata frå tidlegare år, 2012 til 2017. Dette indikerer ein synkende trend, med prisar på omtrent 25 000 NOK/MW/veke i 2017 til mellom 16 300 og 10 000 NOK/MW/veke i 2030. For batteri med optimal størrelse gav dette total inntekt over batteriets levetid på mellom 9 500 000 NOK og 7 500 000 avhengig av prisen for FCR bidrag. Samtidig er dette satt i kontekst av batteripris. For det lågast estimerte scenarioet for FCR prisar må

batteriprisen være under 4500 NOK/kWh for at dette skal være ein lønsam investering. For eit høgt prisscenario i FCR marknaden vil derimot alle batteriprisar under omtrent 6000 NOK/kWh forsvare investering i eit batteri på 1,6 MWh. Tilbakebetalingstida avhenger naturleg nok av batteripris og pris for FCR bidrag, og er oppsummert i tabell 3.2 [84].

Tabell 3.2: Tabellen visar tilbakebetalingstida for investeringar i batteri som bidrag i FCR marknaden. Den vurderer ulik pris for batteri og 2 ulike scenario for framtidige FCR prisar. For låg FCR pris og batteriprisar på 5000 NOK og oppover er ikkje ei slik batteri-investering lønsam.

Batterikostnad	Høg FCR pris	Låg FCR pris
6000 NOK/kWh	10,8 år	Ikkje lønsamt
5000 NOK/kWh	7,1 år	Ikkje lønsamt
4500 NOK/kWh	6,2 år	10,8 år
4000 NOK/kWh	5,3 år	7,3 år
3000 NOK/kWh	3,6 år	4,7 år

Degraderingsraten av eit slikt batteri er estimert på bakgrunn av studien, med batteriet i drift som FCR reserve. Studien presenterer både degradering over tid og syklusdegradering. SoH på 80%, er nådd etter 10,8 års drift. På desse 10,8 åra står syklusdegraderinga for 7% og kalender degraderinga står på sin side for 13% av degraderinga [84].

4 Tanberghøgda

Tanberghøgda er eit bustadfelt i Ringerike kommune med omtrent 600 bustadar, som er planlagd av Fossen Utvikling AS. Bustadfeltet ligg like søraust for Hønefoss sentrum som ein ser i figur 4.1. Prosjektet skal være bærekraftsertifisert gjennom CEEQUAL standarden, som sett krav til ressursbruk, arealbruk, energibruk, økologi med meir [10]. I forbindelse med dette har COWI hatt ansvar for ei energikonseptutreiing for prosjektet. Dei har her undersøkt moglegheitene, og kome med anbefalingar for ulike løysingar innan energi og klimagassutslepp, basert på fordelar, ulemper og kostnader. Dette inneber både elektriske og termiske system. Dei har gjennom utreiinga lagt vekt på å minimere elektrisitetsbehovet frå kraftnettet, blant anna med solkraftanlegg og batterisystem [9].



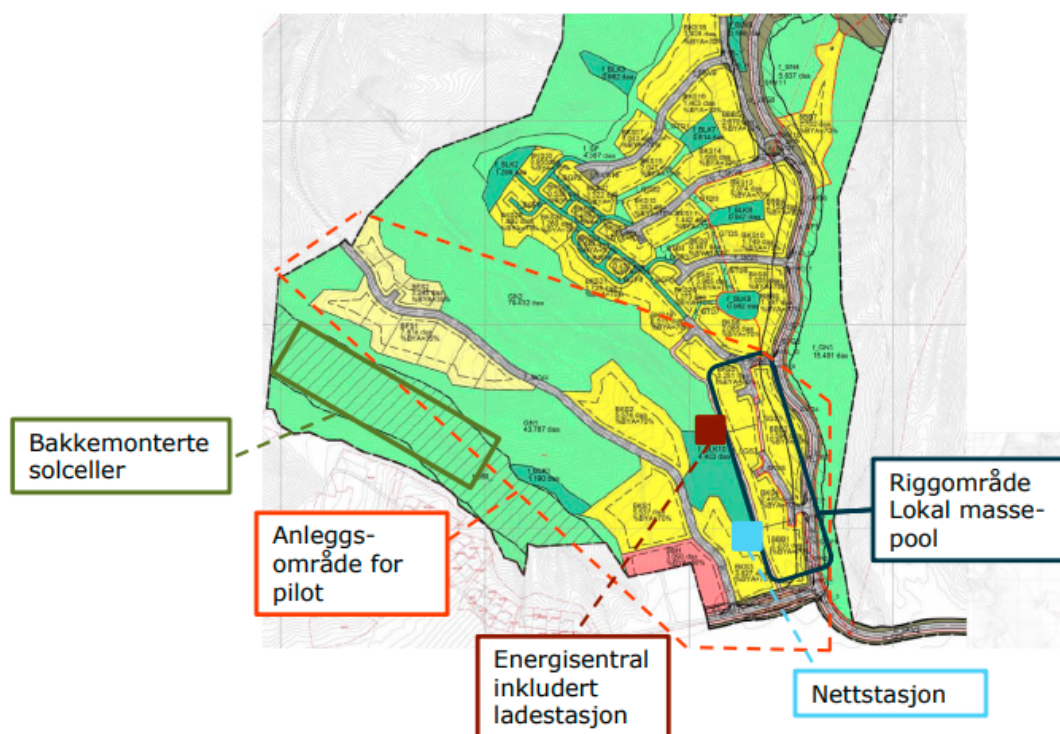
Figur 4.1: Kartet visar Tanberghøgdas lokasjon i Noreg, i Ringerike kommune. Tanberghøgda ligg i gangavstand til Hønefoss sentrum, like søraust, og i nærheita av Universitetet i Sør-øst Norge. Kartet er klipt ut frå Norgeskart [85].

Det er planlagd bruk av termisk energi, frå ein varmesentral forsynt med biobrensel, til både oppvarming av bustadar og varmtvatn [9]. Dette reduserer elektrisitetsbehovet for bustadane på Tanberghøgda med mellom 75 og 80% samanlikna med ein gjennomsnittleg bustad i Noreg, jamfør kapittel 2.2.1 *Auka energibehov*. Dermed påverkast ikkje elektrisitetsforbruket like mykje av temperatur og sesongvariasjonar som normalt for bustadar i Noreg, og den elektriske lasten er derfor forventa å være relativt jamn gjennom heile året. Dette er ein fordel for solkraftanlegget som er mest effektivt i sumarhalvåret, mens forbruket normalt er høgst i vinterhalvåret.

Utreiinga inneheld og ein generell vurdering av kor mykje klimagassutslepp Tanberghøgda sparar som følgje av alle anbefalte tiltak og løysingar som presenterast i utreiinga, i forhold til eit vanleg bustadfelt [9].

4.1 Solkraft på Tanberghøgda

Tanberghøgda skal ha eiga lokal energiproduksjon. I si energiuttreiing anbefaler COWI solkraft med 500 kWp installert effekt. Den estimerte totale produksjonen frå dette anlegget ligg på rundt 530 MWh per år. Anlegget skal være bakkemontert i bratte sørvestvende skråningar. Plasseringa i forhold til bustadfeltet ser ein i figur 4.2, med solkraftanlegget plassert nede til venstre. I skråningane skal dei plasserast og vinklast for å følgje terrenget, og for å oppnå mest mogleg optimal energiproduksjon. I forhold til horisontal flate vil solmodulane ha ein vinkel på 40,4 grader. Det er anbefalt Si-celler på grunn av kostnad, mens monokrystallinske celler på sin side er anbefalt på bakgrunn av effektivitet, slik at ein dermed utnyttar arealet betre. Av same grunn planleggjast det bruk av 'bifacial-modular', som kan generere energi frå begge sider av modulen [9].



Figur 4.2: Kartet visar oversikt over Tanberghøgda bustadfelt, med planlagd plassering av solkraftanlegget og batteriet. Henta frå COWI's energikonseptuttreiing [9].

Ei sensitivetsanalyse gjennomført av COWI estimerer ein installasjonspris på mellom 8 og 10 NOK/Wp. Dei bratte skråningane kan føre til at solkraftanlegget får ein noko høgre pris enn normalt for bakkemonterte anlegg, på grunn av meir kompliserte forhold under installering. For Tanberghøgda vil det i utgangspunktet være lønsamt med større installert effekt for solkraftanlegget, basert på bustadfeltets størrelse og tilgjengeleg areal. Utnyttar ein heile skråninga til det maksimale vil det gje plass til mellom 200 og 300 kWp meir effekt, men dette påverkar derimot effekten frå 'bifacial' produksjon negativt [9]. I tillegg kan takflater utnyttast for solkraft, men dette er i utgangspunktet ikkje ynskt av utbyggjar på bakgrunn av arkitektoniske hensyn, og med tanke på utsikt frå bustadane [86].

Dimensjoneringa av det planlagde solkraftanlegget avgrensast og av andre faktorar. Det er blant anna ynskje om å bevare økologisk mangfald i området og skråninga mellom solmodulane. Då trengs det innslepp av sol slik at det kan vekse og gro i skråninga. Ein tanke er at dette området og kan brukast til beiteområde for husdyr, noko som krev litt ekstra plass rundt og mellom solmodulane. Av same grunn må solkraftanlegget installerast litt høgre enn normalt

[86]. Vidare vil installert effekt og avgrensast av regelverk for deling av lokalprodusert straum, der RME's forslag sett ei grense ved 500 kWp, jamfør kapittel 2.6.5 *Deling av lokal fornybar energi*. Det er likevel derfor verdt å merke seg at størrelsen på 500 kWp for solkraftanlegget på Tanberghøgda ikkje er avgrensa av areal, bustadfeltets elektrisitetsforbruk eller økonomi.

4.2 Batteri på Tanberghøgda

COWI har anbefalt eit batteri på 1 MWh og 1 MW effekt, for lagring av overskotsenergi frå solkraftanlegget. I tillegg kan batteriet bidra med å redusere effekttoppar og dermed betre spenningskvaliteten samtidig som det reduserer det forventa effektleddet på nettleiga. Denne batteristørrelsen er i utgangspunktet antatt å være større enn nødvendig, einast med tanke på lagring av solenergi [9]. Batteriet kan og derimot og utnyttast til bidrag i fleksibilitetsmarknader, som FFR eller FCR, som er forklart i 2.1.2 *Frekvensreserver og frekvenskontroll*. Dette i utgangspunktet utan å gå på bekostning av evna til å lagre solenergi. Samtidig vil det redusere behovet for eventuell ny investering i større batteri ved utbygging av større solkraftanlegg eller fleire bustadar, i seinare fasar av prosjektet. Sidan batteri er ei dyr investering, med avgrensa levetid, er den avgrensande faktoren for batteriet i hovudsak kostnad og investeringsvilligheit.

Elbillading vil utgjere ein stor del av den elektriske lasten for bustadfeltet, og er estimert til 2635 kWh per døgn [9]. Ved å utnytte smart elbillading vil og dette bidra med å redusere nødvendig størrelse på batteriet. Elbilane kan då utnytte solenergien best mogleg ved å lade bilane på dagen, når solenergien genererast, forutsett at elbilane står til lading og ikkje er i bruk. Dette gir auka fleksibilitet til å flytte lastane frå elbillading bort frå periodar med høg belastning på nettet, dyr straum, og å lade når solcellene genererer energi.

På bakgrunn av alt dette har COWI i forbindelse med energiutreiinga estimert timesverdiar for blant anna elektrisk last og generert solenergi. Desse estimata er utgangspunktet for berekningane som presenterast i kapittel 6 *Resultat og Diskusjon*.

5 Metode

Dette kapitlet beskriv framgangsmåten og batterimodellen som brukast til å simulere og berekne resultat i kapittel 6 *Resultat og Diskusjon*. Berekingane tar utgangspunkt i estimerte forbruksdata og estimert produksjon av solenergi for Tanberghøgda. Dette kapitlet beskriv kort fyrste del av prosessen der rådata presenterast og behandlast, samt eit overslag av batteriets påverknad i systemet. Vidare forklarar det modellen som simulerer opp og utlading for eit batteri på Tanberghøgda. Til slutt er det og nokre aspekt i forbindelse med bereking og presentasjon av resultat for dei økonomiske berekingane i forbindelse med eit batteri for Tanberghøgda. Python-scriptet for sjølve batterimodellen og lønsamheitsberekningane er lagt ved i vedlegg A *Python script*, men vedlegget inneheldt ikkje plotting av grafer eller enkle berekingar.

5.1 Data og databehandling

Datagrunnlaget og anbefalingane utarbeida av COWI er i forbindelse med denne oppgåva implementert i ein simuleringsmodell av eit batterisystem framstilt i Python 3.7. Modellen undersøker datagrunnlaget stegvis.

Kort fortald opererer batteriet på bakgrunn av effekten levert av solkraftanlegget og bustadane på Tanberghøgda sitt forbruk. Det er i denne modellen tatt utgangspunkt for timesverdiar i lastdata og produsert solenergi basert på prosjektets størrelse, der desse verdiane er estimert av COWI. Her har dei brukt PVsyst 7.2 for bereking av generert solenergi, med vêrdata frå Meteonorm 8.0. Estimert forbruk er gjort ved bruk av Simien. Denne forbruks- og produksjonsdataen kan enkelt erstattast med andre data for å modellere tilsvarande resultat for andre prosjekt eller gjere endringar for gjeldande modell. Det same gjeldt batterieffekt og kapasitet, som er anbefalt i COWI's energikonseptuttreiing [9], men som og enkelt kan endrast til ynskt størrelse.

For batteriets levetid, degradering og verknadsgrad er det tatt utgangspunkt i tidlegare publiserte studiar på desse områda, der eit utval av desse studiane er presentert i kapittel 3 *Litteraturstudie på litium-ion batteri*. I forbindelse med batteripris det henta inn prisoverslag frå Smart Energy Systems, som er ein leverandør av blant anna storskala batterisystem og solkraftanlegg i Noreg. Dette, saman med prisstatistikk presentert i 2.5.1 *Batteripris*, gir grunnlaget for val i forbindelse med modellens utrekning av batterikostnad.

5.1.1 Estimat av batteripotensial

Modellen går fyrst gjennom datagrunnlaget på ein enkel måte, og gjer eit overslag av potensialet for eit batterisystem basert på Tanberghøgdas simulerte lastprofil og estimerte solenergiproduksjon. Dette overslaget baserer seg på døgnverdiar, i staden for timesverdiar som det opprinnelege datasettet inneheldt. Dette er raskare, og krev mindre datakraft enn berekingar med utgangspunkt i sjølve batterimodellen, som blir forklart i neste delkapittel.

Etter at timesverdiane er summert til døgnverdiar undersøkjast det kor mykje elektrisitet som blir levert til kraftnettet kvart døgn. Frå dette bereknast det kor mykje eit batteri med ønska lagringskapasitet, der 1 MWh er vald i dette tilfellet, kan lagre. Leverast under 1 MWh i løpet av døgnnet lagrar batteriet dette. Leverast over 1 MWh, blir batteriet kun lada opp med maksimalt 1 MWh, til 100% SoC. Kvar kveld er det for dette estimatet antatt at batteriet ladar seg heilt ut igjen, og dekker delar av forbruket for bustadane på Tanberghøgda.

For kvart døgnestimat bereknast så fem parametrar:

- Maksimal mengd lagra energi for gitt batteristørrelse.
- Nødvendig energitilførsel frå nettet, etter å fyrst har utnytta både tilgjengeleg solenergi og lagra energi i batteriet.
- Elektrisk energi levert til nettet, som følgje av at forbruk og ledig batterikapasitet er for lite til å dekke inn all produsert energi frå solkraftanlegget.
- Maksimal effekt levert til kraftnettet, som følgje av overskotsproduksjon frå solkraftanlegget.
- Sjølvkonsum som kan uttrykkast på to måtar: Enten, produsert solenergi subtrahert den elektriske energien levert tilbake til nettet, eller totalforbruket subtrahert tilførselen frå nettet.

Mengda sjølvkonsum er berekna som forklart over, og brukast vidare for å berekne andelen sjølvkonsum, frå null til hundre prosent, på følgjande måte:

$$\text{Andel sjølvkonsum} = \frac{\text{Totalforbruk} - \text{Tilførsel frå nettet}}{\text{Energiproduksjon solkraft}} \quad (1)$$

Dette er som ein ser forbruk av solenergi, i forhold til produsert solenergi. Vidare bereknast sjølvforsyningsgraden. Dette er forbruk av solenergi i forhold til det totalforbruket av elektrisitet. Utrekninga er som følgjer:

$$\text{Sjølvforsyningsgrad} = \frac{\text{Totalforbruk} - \text{Tilførsel frå nettet}}{\text{Totalforbruk}} \quad (2)$$

Både tilførselen frå kraftnettet og til kraftnettet vil bli mindre, med aukande batterikapasitet. Dermed aukar både andelen sjølvkonsum og sjølvforsyningsgraden og med aukande batterikapasitet. Med utgangspunkt i estimatet over, bereknast andelen sjølvkonsum av solenergi og sjølvforsyningsgrad for Tanberghøgda for situasjonen utan batteri, og deretter stegvis i ein *forløkke* opp til ynskt batteristorleik. Dette presenterast i ein enkel graf.

Endring i tilførsel frå kraftnettet, sidan batteriet lagrar energi til seinare bruk, bereknast derfor enkelt gjenværande nødvendig tilførsel frå nettet som følgjer:

$$\text{Gjenværande tilførsel frå nettet} = \quad (3)$$

$$\text{Elektrisk energi tilført frå nettet} - \text{Lagra energi i batteri}$$

På same måte bereknast endring i tilførsel til kraftnettet, frå overskotsproduksjon av solenergi:

$$\text{Gjenværande tilførsel til nettet} = \quad (4)$$

$$\text{Elektrisk energi tilført til nettet} - \text{Lagra energi i batteri}$$

Utrekningane frå likning 3, 4 samt berekning av dagleg maksimal effekt levert til kraftnettet, både med og utan batteri, presenterast i separate histogram. Dette visar eit enkelt overslag over batteriets påverknad av energiflyten mellom Tanberghøgda og kraftnettet.

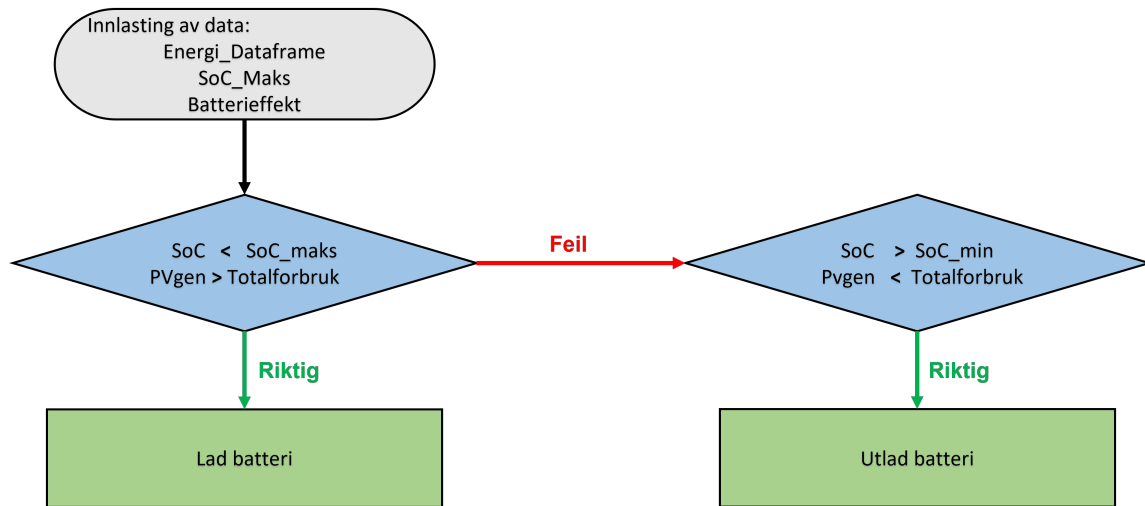
5.1.2 Batterimodell

Det er så utarbeida ein meir nøyaktig modell for simulering av eit batteri, som ein funksjon i Python. Denne kan ein sjå i vedlegg *A Python script*. Batterifunksjonen tar inn ynskt batterieffekt og kapasitet, samt tabell med timesverdiar for produsert solenergi og elektrisitetsforbruk, og basert på dette om energi leverast til eller frå kraftnettet. Modellen er førehandsdefinert til å simulere opp til 30 års drift, eller til batteriet når EoL ved 60% av nominell kapasitet, SoH. Dette endrast enkelt ved å putte inn andre verdiar i det ein brukar funksjonen.

Modellen tar høgde for batteriets verknadsgrad for inn og utlading. Verknadsgraden er definert til 95% for ein fullstendig syklus, totalt for både opp og utlading. Dette er basert på studiane frå kapittel *3.1.1 Verknadsgrad og levetid*, som tar utgangspunkt i Li-ion batteri. Vidare tar modellen og høgde for ein forenkla, men effektiv, degradering av batteriet. Dette er basert på antal syklusar batteriet gjennomfører, i tillegg til at batteriet degraderast over tid. Basert på estimert forventa antal syklusar eit batteri kan ladast opp og ut, i løpet av brukstida, er degradering per syklus satt til 0,008% i denne modellen [70][71]. Per år degraderast batteriet høvesvis 1% [75][84]. Også dette er basert på kapittel *3 Litteraturstudie på litium-ion batteri*.

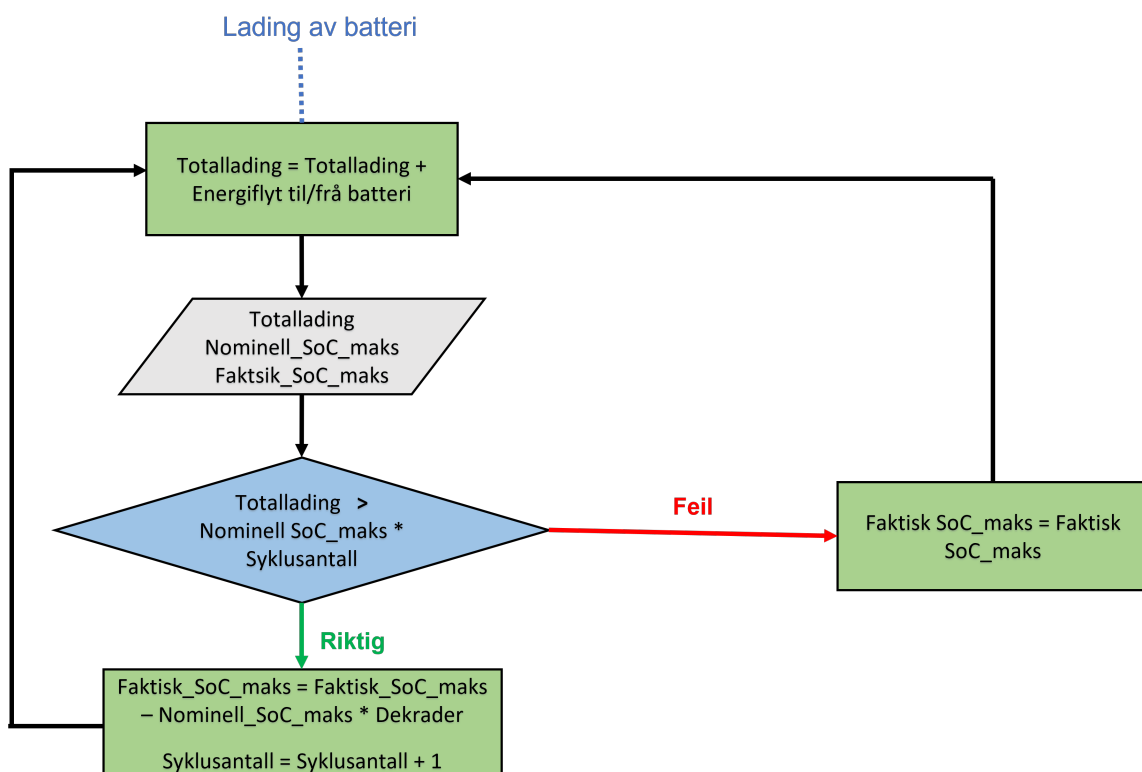
For å minimere degradering og forlenge levetida avgrensar modellen SoC for batteriet innanfor gitte grenseverdiar. Her er desse grensene satt til mellom 10% og 85% SoC, slik at batteriet unngår fullstendig ut og opplading. Samtidig kan store delar av batteriet framleis utnyttast. Jamfør kapittel *3.1.2 Degradering* kan desse grensene endrast for å redusere degraderinga i større grad, men det vil samtidig minimere utnyttbar kapasitet for batteriet.

På bakgrunn av desse avgrensingane, samt batteriets kapasitet og effekt, bereknar modellen så om batteriet ladast opp eller ned for kvar time gjennom eit år. Dette avhenger av produsert solenergi i forhold til forbruk i den gjeldande timen, i tillegg til batteriets SoC på dette tidspunktet. Dersom solenergiproduksjonen er større enn totalforbruket ladast batteriet, forutsett at det er ledig kapasitet, under 85% SoC. Motsett, dersom totalforbruket er høgere enn energien produsert av solkraftanlegget leverer batteriet straum til bustadfeltet, så lenge SoC er over 10%. Batteriet kan maksimalt motta eller levere energi opptil definert batterieffekt, men dette er ikkje tilfelle for resultatata berekna i denne oppgåva. Flytskjemaet under, i figur 5.1, illustrerer denne prosessen på ein forenkla måte.



Figur 5.1: Flytskjema for simulering av opplading og utlading av eit batteri. Dersom det er overskot av produsert solenergi, og ledig kapasitet i batteriet, ladast batteriet. Dersom det er underskot av produsert solenergi, og batteriet ikkje er tomt, leverast energi til forbruker.

Basert på mengda energi batteriet totalt ladar opp og ut kontrollerer modellen så om dette tilsvarar ein fullstendig syklus, altså nominell kapasitet, som i dette tilfellet er 1 MWh. Dersom det er tilfellet degraderast batteriet med 0,008%. Flytskjemaet i figur 5.2 illustrerer denne prosessen av koden. I forbindelse med at simuleringa kan gjentakast i ynskt antal år, vil den degradere ytterlegare 1% for kvart år, noko som ikkje kjem fram av flytskjemaet.



Figur 5.2: Flytskjema for simulering av degradering av eit batteri. Dersom batteriet har fullført ein fullstendig syklus, med opp og utlading tilsvarande batteriets nominelle kapasitet, degraderast batteriet. Om ikkje driftast batteriet vidare ved å lagre solenergi for neste periode, før dette gjentakast.

Ei oppsummering av alle parametrane brukt i batterimodellen er presentert i tabell 5.1. Batteriparametrane i tabellen er basert kapittel 3 *Litteraturstudie på litium-ion batteri*, mens straumprisen på sin side er basert på NVE's estimat, jamfør kapittel 2.4 *Straumkostnad* og 2.4.1 *Framtidas straumprisar*. Denne varierer gjennom døgnet, men snittet er lagt på NVE's estimat.

Tabell 5.1: Tabellen visar alle parametrane brukt i modellen for batterisimulering i Python. Desse er bestemd med utgangspunkt i kapittel 3 *Litteraturstudie på litium-ion batteri*.

Parameter	Verdi
Verknadsgrad ('round-trip')	95%
Syklus-degradering	0,008% per syklus
Tids-degradering	1% per år
SoC	$10\% < x < 85\%$
Straumpris kjøp	51 + 61 øre/kWh
Straumpris sal	51 øre/kWh

På bakgrunn av denne modellen presenterast resultatata for batteriets drift, SoC, utlading og opplading per time i ein graf. Vidare bereknar og modellen endring i energiflyt til og frå kraftnettet både med og utan batteri, for kvar time. Dette summerast og presenterast i ein graf for total, kumulativ endring i for kvar time gjennom døgnet, i løpet av eit år. Dette visar når i løpet av eit døgn, og med kor mykje, batteriet lagrar solenergi og leverer straum til bustadfeltet.

Modellen registrerer og teller alle interessante batteriparametre for kvar simulering:

- Antal år før EoL er nådd.
- Antal syklusar per år og det totale antalet syklusar.
- Total mengd lagra energi i batteriet, per år. Dette presenterast i eit plott.
- Batterikapasitet for kvar gong batteriet degraderast. Dette presenterast i eit plott i forhold til antal syklusar på x-aksen. Dette plottet inkluderer total degradering, både over tid og per syklus.

Simuleringa stoppar når batteriet når EoL. EoL kan endrast til ynskja verdi, men resultatata i denne oppgåva er i hovudsak basert på 60%.

5.1.3 Lønsemd batteri

I tillegg til estimat for sjølvkonsum og drift og degradering av batteriet er det modellert funksjonar som bereknar kostnad og inntekt basert på kjøp og sal av elektrisitet, samt at kostnaden for batteriet bereknast på bakgrunn av ynskt kapasitet og effekt.

Straumprisen varierer gjennom døgnet, med dyrast straum på dagen og ettermiddagen, og billigast straum om natta. Med utgangspunkt i modellen for batteriet kan funksjonen for straumkostnad berekne inntekt og fortjeneste både for situasjonen med og utan batteri, og dermed samanlikne dette. Fyrst bereknar den netto energikostnad for elektrisiteten som må kjøpast, medrekna inntekta ved å selje overskotet frå produsert solenergi, utan batteri. Deretter bereknar ein netto straumkostnad med batteri, der ein dermed både kjøpar og sel mindre straum. Til slutt samanliknast kostnadane, og ein ser dermed kor mykje ein sparar i straumkostnadar per år, som følgje av batteriet.

Batterikostnaden i modellen tilsvarar ein batteripris på omtrent 4,2 millionar kroner for eit

batteri på 1 MW effekt og 1 MWh kapasitet. Dette er med utgangspunkt i prisoverslag mottatt frå Smart Energy Systems [57], men det er verdt å merke seg at desse prisane er sterkt varierende avhengig av fraktratar o.l. som våren 2022 blant anna påverkast av krigen mellom Ukraina og Russland. Modellen bereknar batterikostnaden avhengig av definert kapasitet og effekt ved simuleringstart. Eit batteri med større kapasitet, eller høgre effekt, blir dyrare. Modellen inkluderer eitt batteribytte i løpet av 25 år, som følgjer av at batteriets levetid er forventa å være kortare enn solkraftanlegget og resten av systemets levetid. Det er lagt til grunn at dette batteribytet er 40% billigare enn det kostnadane for batterisystemet i utgangspunktet var ved fyrste innkjøp. Dette er basert på at batteriprisane fortset å synke i åra framover, samt gjenbruk av programsystem og systeminfrastruktur i lagringssystemet elles [87].

Til slutt i modellen undersøkjast endring i sjølvkonsum, kostnad og lønsemd for batteri med ulik effekt og kapasitet, for Tanberghøgda. Lønsemda er i hovudsak basert på sparte elektrisitetskostnadar. Dette gjennomførast ved å iterere gjennom ein rekkje batterikapasitetar og effektar. For kvar kombinasjon av effekt og kapasitet bereknast følgjande parameter:

- Andel sjølvkonsum.
- Sjølvforsyningsgrad.
- Netto straumkostnad med batteri.
- Netto straumkostnad utan batteri.
- Batterikostnad, med batteribytte.

Koden for desse berekningane er lagt ved i vedlegg *A Python script*. Eit utval av matrisene ein då endar opp med presenterast til slutt i fleire ulike konturplott. Sjølvkonsum og sjølvforsyningsgrad plottast direkte. For straumkostnad plottast total årleg energikostnad og årleg sparte energikostnadar. Siste to plott visar totalkostnad for både batteri og energi i løpet av 25 år, samt lønsemda for batteriinvesteringa.

Alle kombinasjonar av effekt og kapasitet som ligg på same konturline, gir same resultat. Dette gir ein oversiktleg framstilling av påverknaden ulike val av effekt og kapasitet har. Dette kan gje ein indikasjon på optimale val av kombinasjonen mellom kapasitet og effekt, for det undersøkte datasettet som i denne oppgåva er for Tanberghøgda.

5.1.4 Alternative scenario

Batterisimuleringane og lønsamheitsberekningane gjentakast, og samanliknast til slutt med andre scenario. Dette illustrerer korleis ulike val påverkar resultat. I tillegg til COWI's anbefaling er det gjennomført 3 alternative scenario:

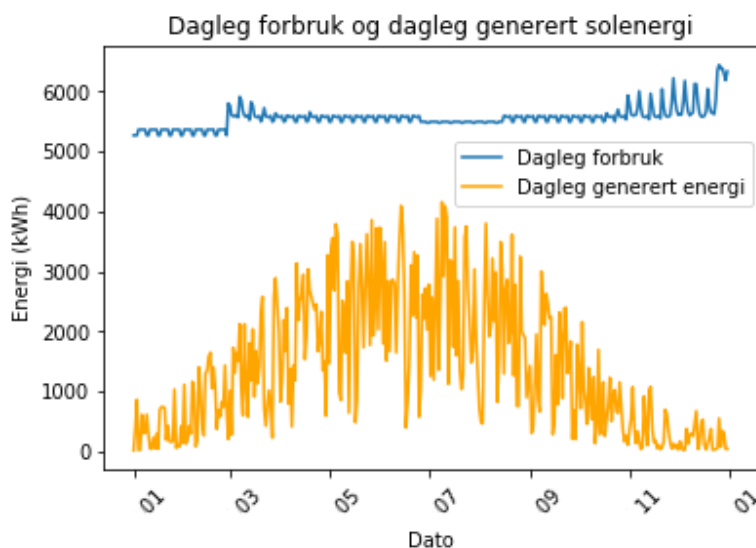
- **Utgangspunkt:** Anbefalte spesifikasjonar for Tanberghøgda: Solkraftanlegg med 500 kWp effekt. Batteri med 1 MWh og 1 MW effekt. Bustadfelt med omtrent 600 bustadar planlagd.
- **Alternativt scenario 1:** Dobbelt batterikapasitet: 2 MWh kapasitet, men med same effekt, 1 MW. Investeringsvilligheita er avgrensande faktor her. Større batteri er dyrare.
- **Alternativt scenario 2:** Dobbelt installert effekt for solkraftanlegget: 1 MWp. Det er potensielt plass til meir solkraft i skråninga, ein kan byggje ut alternative områder, eller legge solkraft på taket av bustadane.
- **Alternativt scenario 3:** Dobbelt lastprofil: Simulere utbygging av fleire bustadar, opptil omtrent 1200.

6 Resultat og Diskusjon

Denne delen av oppgåva presenterer resultat frå berekningar og estimat med utgangspunkt metoden presentert. Fyrst introduserast grunnleggjande estimerte energidata for Tanberghøgda, for å sette resultatata i samanheng, og gjennom eit enkelt estimat undersøkjast potensialet for eit batteri. Deretter presenterast resultat frå sjølve batterimodellen for 500 kWp solkraft og 1 MWh batteri, med endring i sjølvkonsum som følgjer av batteri, energidata for opp og utlading av batteriet, korleis batteriet degraderast, og dei ulike lønsamheitsberekningane. For kvart delkapittel diskuterast resultatata. Til slutt er tilsvarande resultat for dei ulike alternative scenarioa er framstilt, før alle resultat oppsummerast i ein tabell.

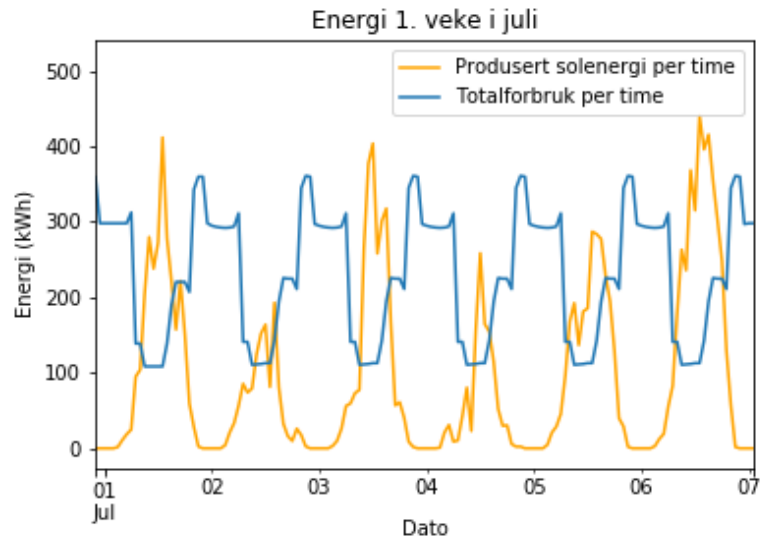
6.1 Elektrisitetsdata for Tanberghøgda

Datasettet for Tanberghøgda, med for bruk og generert solenergi, er basert på estimerte timesverdiar. Figur 6.1 visar dette summert for kvart døgn. Den blå grafen visar det simulerte daglege elektrisitetsforbruket for alle 600 bustadane. Den gule grafen visar estimert dagleg produsert solenergi frå solkraftanlegget på 500 kWp. Elektrisitetsforbruket er relativt jamt gjennom året på grunn av termisk oppvarming av både bustadar og varmtvatn. På det meste skil det omtrent 1100-1200 kWh i løpet av eit år. Legg ein heile bustadfeltet til grunn, 600 bustadar, tilsvarar det ein forskjell på kun omtrent 2 kWh per bustad. Desse variasjonane er små unøyaktigheitane i dei simulerte verdiane, som påverkar resultatata lite, og det blir derfor lagt lite vekt på dette her. Solkraftanlegget produserer naturleg nok mest energi på sumarhalvåret, med opptil omtrent 4000 kWh produsert per dag midt på sumaren.



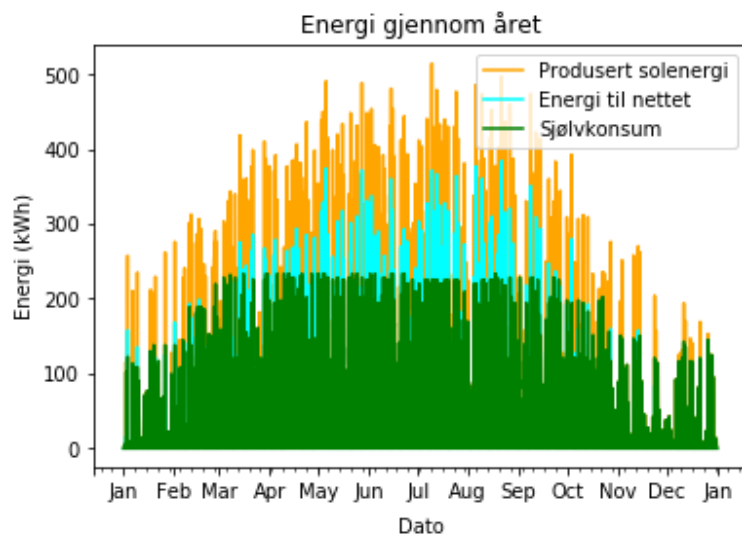
Figur 6.1: Gul line visar estimert dagleg total solenergiproduksjon i løpet av eit år frå solkraftanlegget på 500 kWp. Dette er naturleg nok høgst på sumarhalvåret. Blå line visar simulert dagleg total elektrisitetsforbruk på same tid, for 600 bustadar.

Sjølv om figur 6.1 visar at dagleg produsert energi alltid er under det totale daglege elektrisitetsforbruket vil det være timar der dette ikkje er tilfelle. Figur 6.2 visar derfor timesverdiar for forbruk og produsert energi fyrste veke i juli. Her ser ein tydeleg at det midt på dagen er eit stort overskot av solenergi. Føremålet med batteriet er derfor å lagre dette overskotet slik at ein kan utnytte denne energien på eit seinare tidspunkt, og dermed auke sjølvkonsum av solenergien, jamfør problemstillinga presentert i kapittel 1.2.1 *Problemstilling og mål*. Slik unngår ein å selje overskotsstraum, for deretter å måtte kjøpe den tilbake dyrare, på grunn av nettleige og avgifter i samsvar med kapittel 2.4 *Straumkostnad*.



Figur 6.2: Figuren visar estimert forbruk og produksjon per time, fyrste veke i juli. Gul line visar estimert solenergiproduksjon frå solkraftanlegget på 500 kWp. Blå line visar simulert totalt elektrisitetsforbruk for 600 bustadar ved Tanberghøgda.

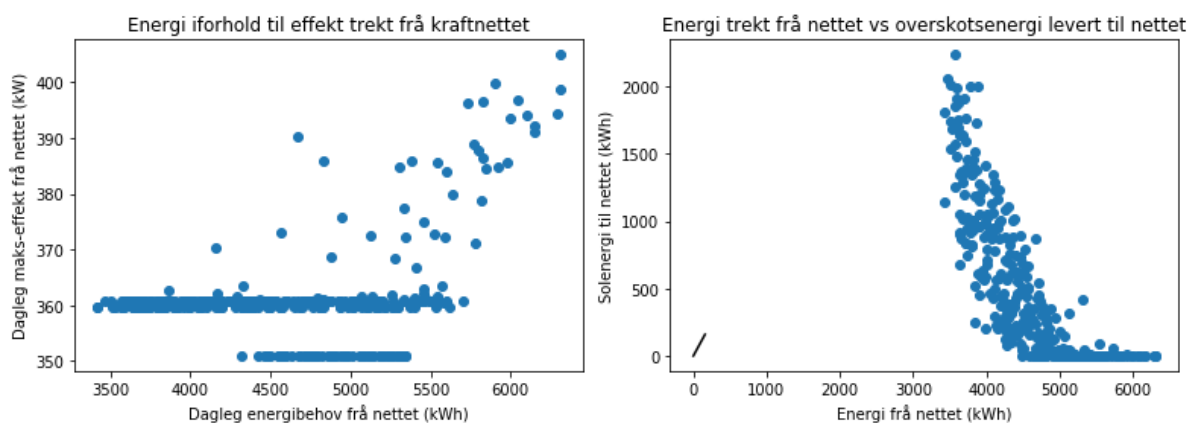
På same måte som figur 6.2 over, tar figur 6.3 utgangspunkt i timesverdiar. Den gir eit grovt anslag av at det i fleire timar er overskot av solenergi som må sendast til kraftnettet. Dette er spesielt synleg sumarhalvåret. Sidan figuren er plotta med timesverdiar over eit heilt år, kjem lite detaljar fram i figuren, men figuren oppfyller relasjonen $Sjølvskonsum + Energi\ til\ nettet = Produsert\ solenergi$ for alle timar. Same type figur, men med høgare oppløysing, ser ein i vedlegg B Energi og batteridata: månadsoppløysing, der månadane januar og juli er plotta.



Figur 6.3: Produsert solenergi, energi levert til kraftnettet og sjølvskonsum av solenergi for kvar time gjennom året. På tross av lågt detaljnivå er produsert solenergi alltid summen av sjølvskonsum og energi levert til nettet, og det er fleire timar med overskot av produsert solenergi.

Tanberghøgdas maksimale effektbehov, frå kraftnettet, ligg jamt på rundt 360 kW, med nokre dagar med både større og mindre behov. Ein ser ein liten tendens til eit høgare effektbehov ved auka elektrisitetsbehov, til venstre i figur 6.4. Til høgre, i same figur, ser ein samanhengen mellom dagleg overskot av solenergi levert til kraftnettet og elektrisk energi trekt frå nettet.

Høgre energiproduksjon reduserer naturleg nok behovet for tilførd energi frå kraftnettet.

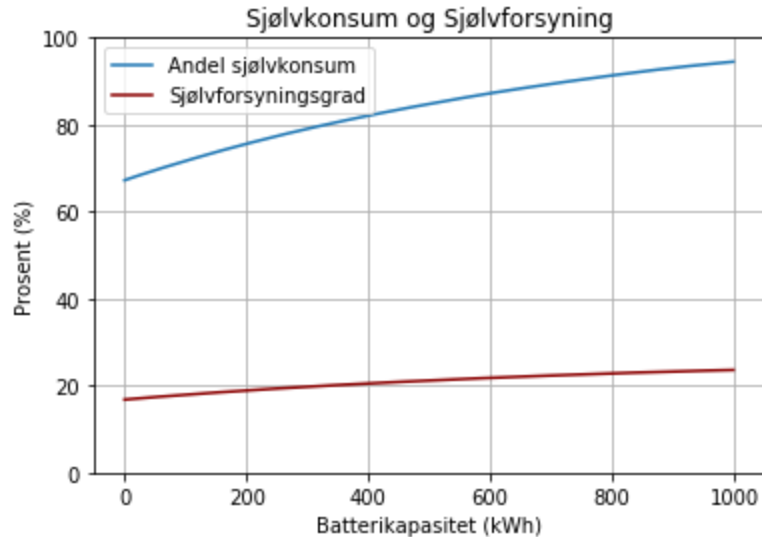


Figur 6.4: Forholdet mellom elektrisk energi- og effektbehov frå kraftnettet til venstre. Ved særst høgt energiforbruk aukar effektbehovet. Til høgre ser ein forholdet mellom overskot av produsert solenergi og energi trekt frå kraftnettet. Auka produksjon av solenergi førar til redusert behov for tilførd elektrisk energi.

6.2 Batteri Tanberghøgda

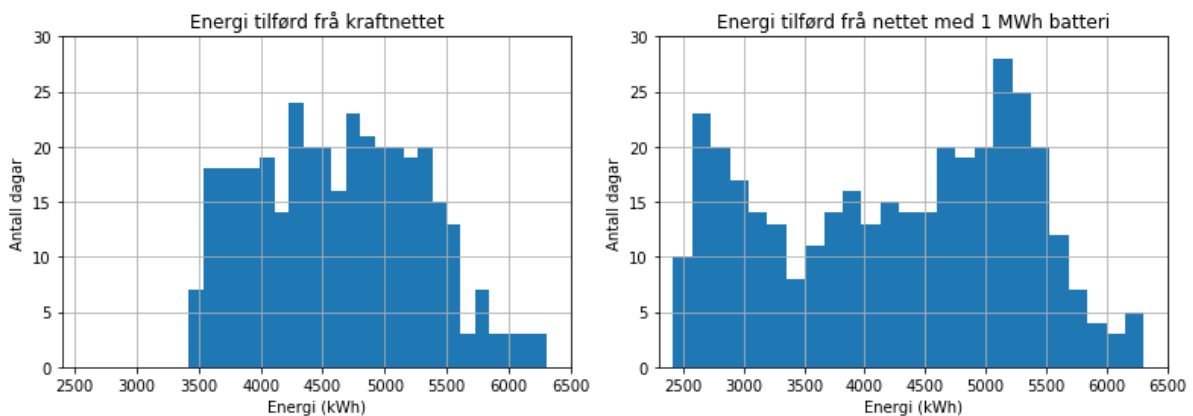
Det er ynskjeleg å utnytte så mykje som mogleg av den eigenproduserte energien sjølv, noko ein kan oppnå ved bruk av batteri. Det er derfor berekna korleis andelen sjølvkonsum for Tanberghøgda aukar avhengig av batterikapasitet. Resultata i dette delkapittelet er berekna med utgangspunkt i metoden forklart i kapittel 5.1.1 *Estimat av batteripotensial*.

Figur 6.5 visar eit raskt overslag for berekning av sjølvkonsum og sjølvstendigheitsgrad, avhengig av batterikapasitet. Meir nøyaktige berekningar for dette blir presentert i kapittel 6.3 *Lønsemd av batteriinvestering*. Tanberghøgda oppnår sjølvkonsum på omtrent 67% av produksjonen, utan batteri. Samtidig er det estimert at solenergien kan utgjere 17% av det totale elektrisitetsbehovet til bustadane på Tanberghøgda. Med eit batteri på 1 MWh kan ein nå heile 92% eigenbruk av solenergien. Dette tilsvarar 25 prosentpoeng auke i sjølvkonsum. Sjølvforsyningsgraden er på same tid estimert å auke med 5 prosentpoeng, til 22%.



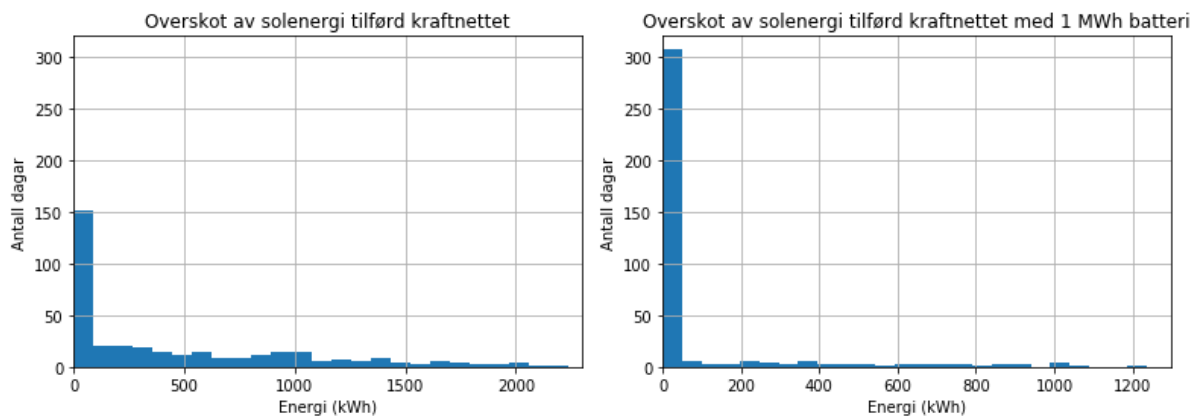
Figur 6.5: Den blå grafen visar eit overslag for estimert sjølvsøkonomi av lokalproduisert solenergi, avhengig av batterikapasitet. Samtidig ser ein av den raude grafen korleis sjølvsørgingsgraden aukar, men i mindre grad. Totalt, med 1 MWh og 1 MW batteri, er det estimert sjølvsøkonomi på 92% og ein sjølvsørgingsgrad på 22%.

Eit batteri på denne størrelsen reduserer dermed behovet for tilførd elektrisitet frå kraftnettet, og i figur 6.6 ser ein eit estimat av endring for energitilførsel frå nettet. Som ein ser førar dette til fleire dagar med eit lågare energibehov frå nettet. Behovet frå kraftnettet er under 3500 kWh omtrent 90 dagar, dersom bustadfeltet har eit batteri på 1 MWh. Utan batteri er det derimot kun 6-7 dagar med behov under 3500 kWh tilførd.



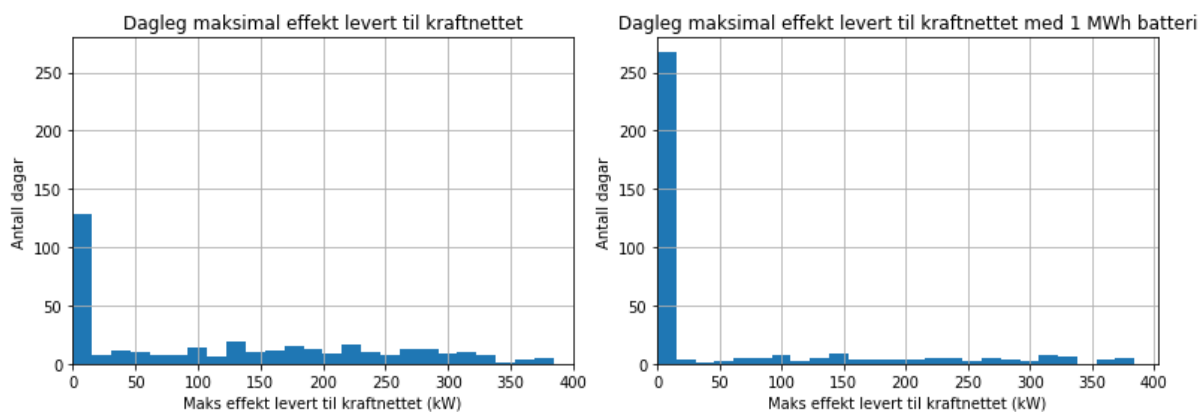
Figur 6.6: Mengd energi levert frå kraftnettet til Tanberghøgda per dag, utan batteri til venstre. Til høgre ser ein korleis eit batteri på 1 MWh fleire dagar bidrar til å redusere energitilførselen frå nettet.

Samtidig reduserast mengda levert elektrisk energi, overskot av solenergi, til nettet tilsvarende. Eit batteri aukar dagar utan nemneverdig mengd elektrisitet levert til nettet frå omtrent 150 til 310 dagar, som ein ser ved å samanlikne venstre og høgre side i figur 6.7. Samtidig ser ein at det kun er eit fåtal dagar der energitilførselen til kraftnettet er over 1 MWh, til forskjell frå situasjonen utan batteri.



Figur 6.7: Overskot av produsert solenergi levert til kraftnettet utan batteri til venstre. Til høgre ser ein at eit batteri på 1 MWh kraftig reduserer antal dagar med overskotsenergi levert til nettet, der omtrent dobbelt så mange dagar ikkje lenger har overskot av solenergi.

I forbindelse med plusskundeordninga for einebustadar er, som forklart i 2.6.4 *Plusskundeordninga*, er maksimal effekt levert ut på kraftnettet ein avgrensande faktor. Sjølv om forslaget frå RME derimot er å avgrense på installert effekt, for deling av elektrisk energi i sameige, jamfør 2.6.5 *Deling av lokal fornybar energi*, er maksimal effekt levert ut på kraftnettet interessant å vurdere i forhold til dette. Dette seiar og meir om Tanberghøgda's belasting på kraftnettet. Figur 6.8 visar maksimal effekt levert til kraftnettet per dag, som følgje av overskot av produsert solenergi. Til venstre er som før situasjonen utan batteri, og til høgre med 1 MWh og 1 MW batteri. Ein ser at antal dagar med høg effekt levert til nettet reduserast. Maksimal effekt i løpet av året, er derimot framleis lik, på omtrent 375 kW.



Figur 6.8: Figuren visar dagleg maksimal effekt levert til kraftnettet, utan batteri til venstre og med batteri til høgre. Maksimal effekt levert i løpet av året blir som ein ser ikkje redusert som følgjer av eit batteri på 1 MWh.

6.2.1 Diskusjon: Batteripotensial og auka sjølvkonsum

Kor mykje eit batteri kan bidra med i forbindelse med å auke sjølvkonsum for bustadar varierer av fleire faktorar. Dette er blant anna batterikapasitet og batterieffekt, men ikkje minst og forholdet mellom last og solkraftproduksjon. For Tanberghøgda ser ein her at andelen sjølvkonsum allereie er på rundt 67% utan batteri. Basert på lønsamheitsrettleiaren for solkraft, publisert av Nelfo i 2021, leverer dei mest lønsamme solkraftanlegga 14% av energien til kraftnettet [88]. Basert på dette vil eit batteri gjere solkraftanlegget meir optimalt for Tanberghøgda.

Sidan elektrisitet ikkje går til oppvarming samtidig som elbilane i datasettet i hovudsak lastast kveld og natt, kan oppnådd sjølvkonsum på Tanberghøgda vurderast til å være betydeleg, og utan batteri. Dette kan kome av at mengda solkraft for kvar bustad på Tanberghøgda blir relativt liten, med kun 0,83 kWp per bustad om ein legg 600 bustadar til grunn. For denne effekten, 0,83 kWp per bustad, vil det ofte være elektriske lastar i bustadane som trekker nok straum i forhold til solenergien generert, for eksempel lys, kvitevarer, andre kjøkkenapparat eller TV. Til samanlikning har einbustadar oftast anlegg med ± 10 kWp, som forklart i kapittel 2.6.2 *Solkraft i Noreg*. Eit slikt anlegg, med 10 kWp effekt, vil oftare produsere meir energi enn ein gjennomsnittleg bustad forbruker på same tidspunkt, enn eit solkraftanlegg på 500 kWp fordelt på 600 bustadar med separate og uavhengige forbruksmønster. Denne effekten blir derimot dempa av at mykje av energien i einbustadar går til oppvarming, og dermed aukar andelen sjølvkonsum av solenergi.

Samtidig vil sjølvforsyningsgraden for Tanberghøgda, som ligg på rundt 17% utan batteri, være høgre enn det solkraftanleggets effekt skulle tilseie. Hovudårsaken til dette kjem av lågt totalt forbruk, på grunn av termisk oppvarming av bustadar og varmtvatn. Dette utgjer normalt 75-80% av det totale elektrisitetsbehovet. Dersom oppvarming på Tanberghøgda var ved bruk av elektrisk energi vil dette tilseie dagleg forbruk på 25 til 30 MWh samanlikna med 5 til 6 MWh, noko som ville gitt stor nemnar i likning 2 frå metodekapittelet 5.1.1 *Estimat av batteripotensial*. Mindre totalforbruk førar kort sagt til at produsert solenergi klarar å dekke ein større andel av av totalforbruket.

Av same grunn kan ein sjå at andelen sjølvkonsum påverkast i større grad av eit batterisystem enn sjølvforsyningsgraden. Totalforbruket er større enn total produsert solenergi, som førar til større nemnar i likning 2 samanlikna med 1. Som følgjer av dette kan sjølvkonsum aukast opp til 100%. Dette er når all solenergi går til bustadfeltet og batteriet. Sjølvforsyningsgraden kan på sin side i dette tilfellet auke til 25%, for Tanberghøgda. Dette er total produsert solenergi i forhold til totalforbruk.

Figur 6.5 6.7 visar dermed at eit batteri på 1 MWh er tilstrekkeleg til å auke sjølvkonsum i stor grad. Det er gjennom året svært få dagar med behov for å levere produsert energi tilbake til nettet. Eit større batteri, som kan bidra med å fjerne dei siste dagane med energi levert til nettet er dermed sannsynlegvis ikkje lønsamt. Det vil være overdimensjonert, og vil i hovudsak berre føre med seg auka kostnader. Dette undersøkjast i kapittel 6.4.1 *Scenario 1: Dobbel batterikapasitet, 2 MWh*, der tilsvarende analyse er gjennomført med eit 2 MWh batteri.

Batteri førar og med seg fordelar for kraftnettet og nettoperatør. Maksimalt effektbehov Tanberghøgda trekk frå nettet reduserast. På same måte reduserer, som resultata visar, batteriet dagar med høg effekt levert ut på kraftnettet, noko som dermed reduserer belastinga. I den samanheng er det verdt å merke seg at resistansen i kraftnettet aukar ved auka temperatur, noko som i større grad kan føre til overoppheting og overbelastning på varme sumardagar. Samtidig er det og på varme dagar, med sterk sol, solkraftanlegget er mest effektivt og produserer mest energi. Ved at batteriet på desse dagane reduserer effekten levert ut på nettet, frå solkraftanlegget, reduserast dermed belastinga i periodar som allereie er utsett for overoppheting og overbelastning.

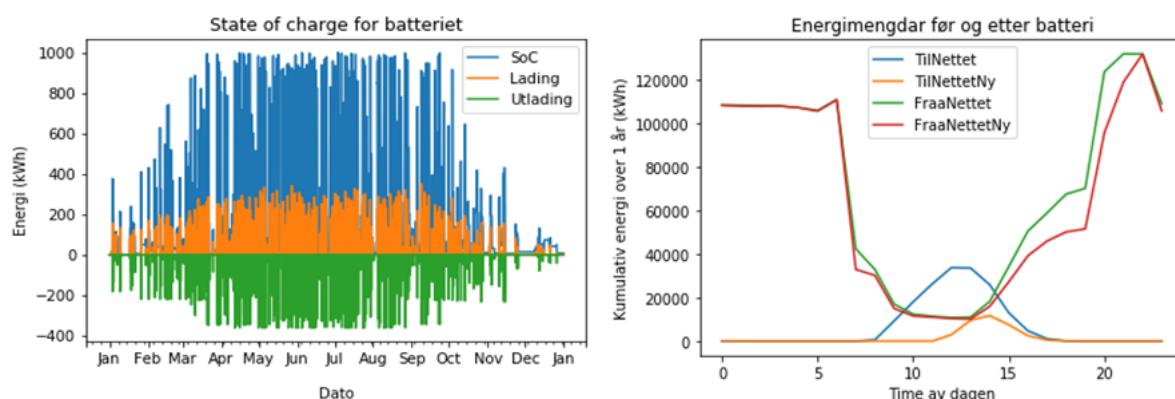
Som ein ser ber nokre av resultata presentert i grafane preg av å være grovt estimerte overslag. Spesielt gjeldt dette for histogrammet i figur 6.6. Med eit batteri på 1 MWh ser ein at antal dagar med elektrisitetstilførsel på mellom 5000 kWh og 5500 kWh aukar, tilsynelatande utan at antal dagar med over 5500 kWh tilførd elektrisk energi minkar, noko som er ein svakheit i estimatet. Ein ser likevel god effekt på nedre ende av skalaen i grafen med ei auke av antal dagar som har behov for under 3500 kWh tilførd energi, som følgje av eit batteri.

6.2.2 Batterisimulering

Med førre kapittel som utgangspunkt, som visar eit lovande potensial for batteri ved Tanberghøgda, er ein meir nøyaktig modell for simulering av batteri utarbeida. Denne modellen følgjer metoden presentert i kapittel 5.1.2 *Batterimodell*.

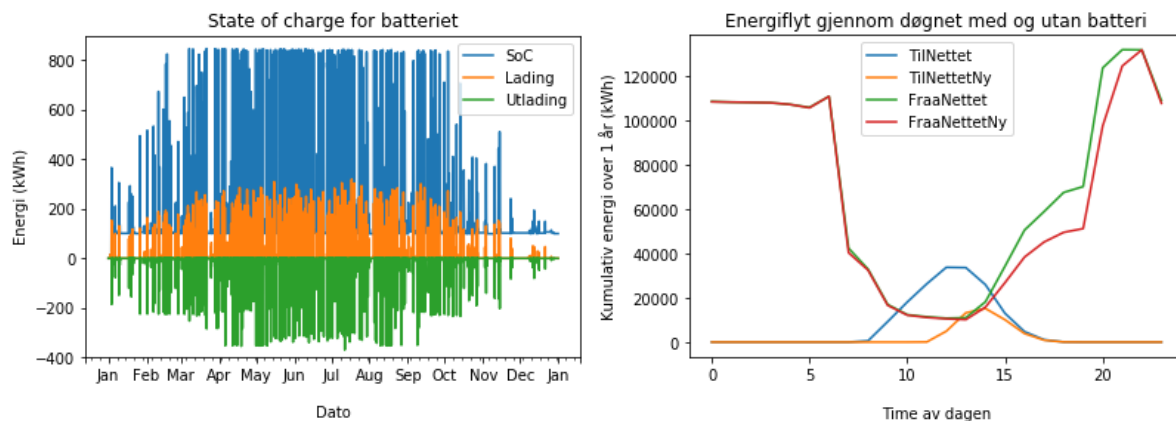
Med modellen er det gjennomført ei batterisimulering, framleis med batterikapasitet 1 MWh, og batterieffekt på 1 MW. Under ser ein, i figur 6.9, SoC og energienmengda til opp- og utlading for eit slikt batteri, basert på simulerte energidata for Tanberghøgda. Her er heile batteriets kapasitet utnytta, utan avgrensing av SoC. Figuren tar utgangspunkt i timesverdiar gjennom eit år, og visar at batteriet oftare er fulladd på sumarhalvåret på grunn av meir produsert solenergi på denne tida. På same måte som tidlegare figurar har figuren låg oppløysing, på grunn av den lange tidsperioden SoC er plotta for i figur 6.9. Ein kan derfor i vedlegg B *Energi og batteridata: månadsoppløysing* sjå tilsvarande figur for månadane januar og juli. Dette har høgare oppløysing som visar forholdet mellom lading, utlading og SoC, og med det korleis batterimodellen fungerer.

Til høgre i figur 6.9 visast kumulativ energiflyt, gjennom døgnet, til og frå nettet både med og utan batteri. Differansen mellom den raude og grøne, og mellom den blå og gule, visar endring på grunn av batteriet. Målet med batteriet er å minimere den raude og gule grafen, sidan dette indikerer meir sjølvkonsum av produsert solenergi. Dette oppnår ein relativt godt med eit batteri på 1 MWh.



Figur 6.9: Batteriets drift gjennom eit heilt år er simulert til venstre. Der ser ein SoC for kvar time, samt inn og utlading gjennom eit heilt år. Til høgre visar grafen kumulativ energiflyt til og frå nettet gjennom døgnet, både med og utan batteri. Målet med eit batteri er å minimere den raude og gule grafen.

Batteriet vil gjennom heile sin levetid blir degradert, og få redusert kapasitet. Dette kjem både av alder og av slitasje ved bruk. For å redusere degraderinga av batteriet er SoC avgrensa til mellom 10 og 85%, jamfør metodekapittelet 5.1.2 *Batterimodell*. Figur 6.10 visar same simulering som figur 6.9, men her ved å ta høgde for dette. Som ein ser førar dette til marginalt dårlegare resultat når det gjeldt energiflyten i grafen til høgre. Tidspunkta kl. 07.00 og kl. 13.00 blir i snitt mest påverka av desse avgrensingane. Resultatet av eit batteri integrert med solkraftanlegget er framleis godt, og reduserer overskotsenergien levert til kraftnettet. For vidare simuleringar bereknast kun resultat med avgrensa SoC, sidan dette er vurdert til å være mest optimalt.



Figur 6.10: Figuren til venstre visar SoC for batterisystemet tatt høgde for avgrensa SoC, som avgrensar batteriet til maks 85% og minimum 10% SoC. Samtidig ser ein at dette påverkar energiflyten i figuren til høgre i liten grad. Endringane er mest synleg kl. 07.00 og 13.00.

6.2.3 Diskusjon: Batterisimulering, SoC og elbilar

Det er i denne oppgåva vald å avgrense batteriets SoC til å være mellom 10 og 85% SoC. Dette er for å minimere belastninga på batteriet og dermed degraderinga. Ved å unngå at batteriet opererer ved høg og låg SoC reduserer ein tilfelle med høg og låg spenning på batteriet. Desse spenningsnivåa kan føre til danningar av dendrittar, som er små utvekstar på anoden, som så reduserer kapasiteten for den elektrokjemiske energikonverteringa, slik som kort beskrive i kapitlet 2.5.3 *Degradering og batteriparametrar*. Slike dendrittar kan og føre til 'thermal runaway', som er ein kjedereaksjon som førar til kraftig temperaturauke, som følgje av kjemiske reaksjonar [59]. Til lenger tid batteriet oppbevarast i denne tilstanden, ved høg eller låg SoC, til meir vil batteriets kapasitet påverkast. For å forlenge levetida til batteriet til det maksimale, kan ein avgrense SoC i større grad, slik som studiane frå 3 *Litteraturstudie på litium-ion batteri*. Dette vil derimot gå på bekostning av tilgjengeleg kapasitet. Studien av Mathews et al. Vist til i 3.2.2 *Gamle og nye batteri* tar på sin side utgangspunkt i drift innanfor 15 og 65% SoC for å minimere degradering maksimalt. Dette avgrensar derimot batteriets driftspotensiale i betydeleg grad, og gjer at ein kun kan utnytte 50% av lagringskapasiteten. Nøyaktig kva driftsgrenser som er mest lønsamt og optimalt kan variere frå lokasjon til lokasjon og frå system til system, avhengig av kor mykje av nominell batterikapasitet det er optimalt å utnytte. I denne modellen er 10 og 85% vald for å kunne utnytte mest mogleg av batteriets kapasitet til lagring av solenergi, samtidig som batteriet ikkje utsettast for dei mest belastande tilstandane.

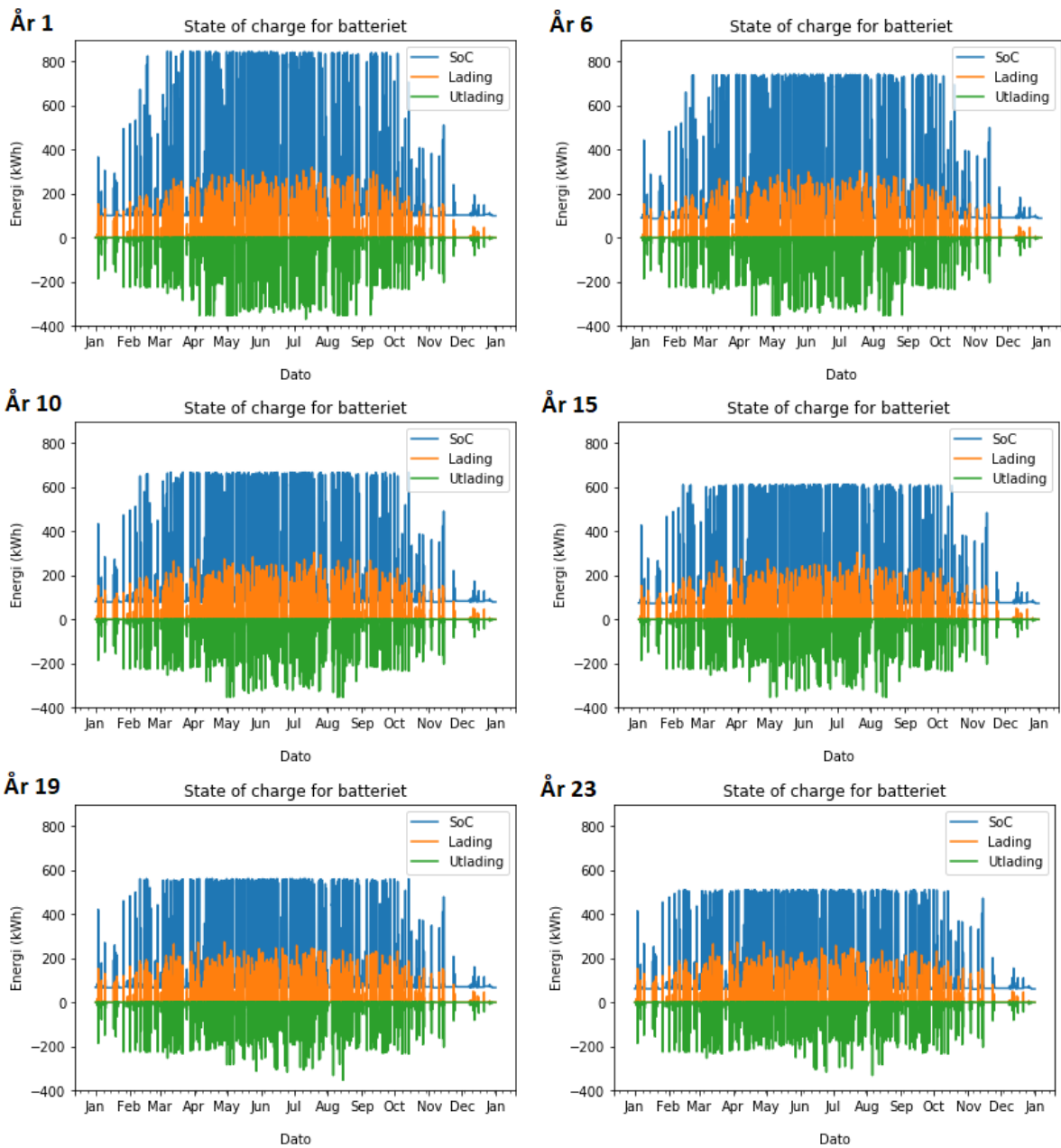
Ved nokre tilfelle kan det likevel i korte periodar være lønsamt å utnytte større andel av batteriets kapasitet. Dette kan være periodar med høg belastning i kraftnettet, der batteriet kan avlaste for dette, eller dersom det er forventet kraftig prishopp i næraste framtid, slik at ein ynskjer å utnytte så mykje eigenprodusert energi som mogleg. Ein tredje årsak til dette kan være ved bidrag i fleksibilitetsmarknad, som drøftast nærare i 6.3.2 *Diskusjon: Lønsemd av batteri, fleksibilitet, prisarbitrasje og gamle elbilbatteri*.

I tillegg til batterisystemet vil elbilar kunne bidra til å lagre solenergi gjennom smartlading. Tanberghøgda skal legge til rette for enkel reiseveg inn til sentrum, og at det skal være enkelt å reise med kollektivt. Ved at fleire lar elbilane stå på dagen, gir dette auka friheit og fleksibilitet til å utnytte elbilane som bidrag i det lokale kraftnettet. Lading av elbilar i dette datasettet er i hovudsak lagt til kveld og natt, og påverkar derfor ikkje berekningane av sjølvkonsum av solenergi i stor grad. Dette forklarar og det høge energibehovet i løpet a natta, som blant anna figur 6.10 visar.

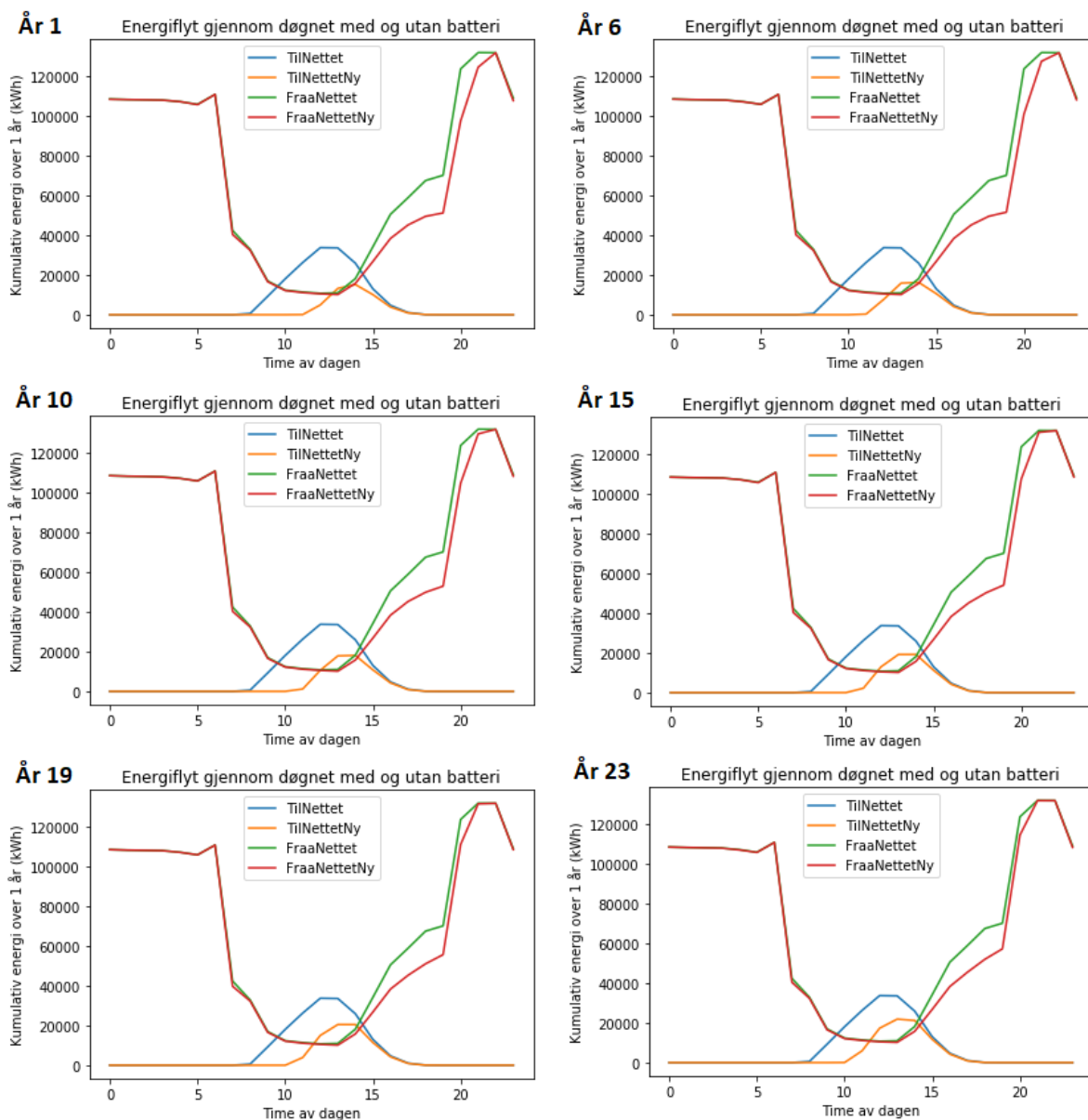
6.2.4 Degradering av batteri

For kvar syklus, og for kvart år i drift, degraderast batteriet og får ein marginalt redusert lagringskapasitet. Etter fleire år i drift er denne degraderinga merkbar gjennom redusert lagringskapasitet. Ved å simulere batteriet gjennom fleire år, blir dette tydleg. Figur 6.11 visar SoC, samt opp- og utlading, for utvalde år. Ved å studere figuren ser ein at eit nytt batteri maksimalt er oppladd til 850 kWh, avgrensa til 85% SoC, mens det same batteriet oppnår ein kapasitet i underkant av 700 kWh i sitt tiande år i drift ved same SoC. Dette året når batteriet SoH på 80% av nominell kapasitet. I år 23 er batteriet maksimalt oppladd til i overkant av 500 kWh, og når etter dette året SoH på 60%, som i denne oppgåva er definert som EoL. Dette året har dermed batteriet kapasitet til å lagre omtrent 400 kWh, sidan batteriet avgrensast mellom 10% og 85% SoC.

Under, i figur 6.12, ser ein tilhøyrande energiflyt mellom nettet og Tanberghøgda dei same åra, med og utan batteri. Kl. 13.00 visar best batteriets gradvis reduserte evne til å lagre solenergi, og bustadfeltets stadig aukande behov for tilførsel av elektrisitet frå kraftnettet, på grunn av batteriets degradering.



Figur 6.11: Figuren viser batteriets SoC for utvalgte år fram til EoL ved 60% SoH. Degraderingene i figuren påverkast av både syklus- og tids-degradering. Batteriet når SoH på 80% etter ti år og SoH på 60% etter 23 år. Batteriets tilgjengelige kapasitet reduserast merkbart.



Figur 6.12: Figuren viser den elektriske energiflyten mellom Tanberghøgda og kraftnettet same år som SoC i figur 6.11 over. Ein ser her at batteriet gradvis presterer dårlegare, ved å ha kapasitet til å lagre mindre solenergi, noko som førar til at meir tilførsel frå kraftnettet er nødvendig. Dette er mest synleg kl. 13.00 og kl. 20.00. Elbilladinga er om natta, noko som førar til det store energibehovet på denne tida av døgnet.

6.2.5 Diskusjon: Degradering av batteri og feilkjelder

Modellen og simuleringa har fleire feilkjelder og usikkerheiter. Sjølv om det er forsøkt å ta omsyn til desse drøftast dei her. Ein markant usikkerheit er at simuleringane i denne oppgåva er basert på estimert forbruk og solkraftproduksjon for Tanberghøgda, og ikkje reelle data. Historiske data for bustadfeltet vil gje meir reelle resultat, men sidan Tanberghøgda er under prosjektering er ikkje dette tilgjengeleg ved noverande tidspunkt.

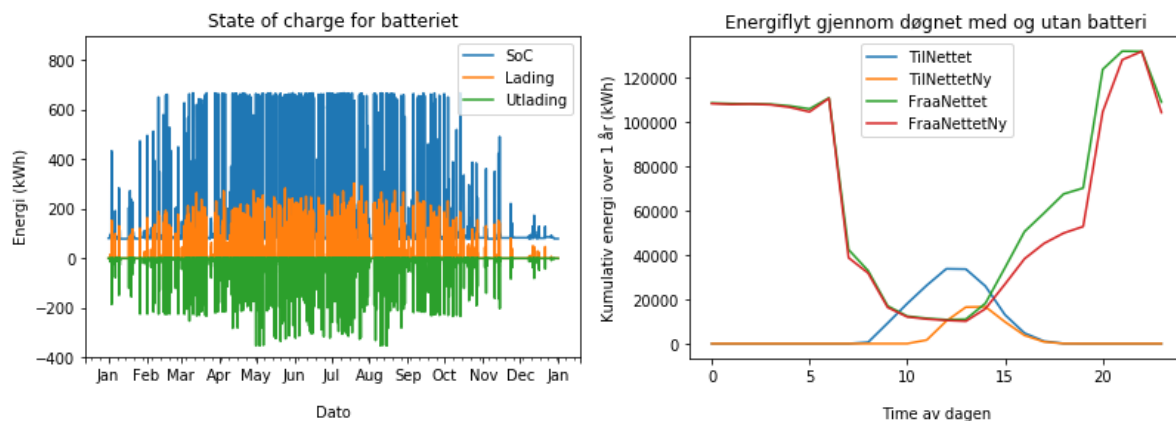
Andre utslagsgivande og interessante feilkjelder omfattar degradering av batteriet, som er fordelt mellom antal syklusar gjennomført og tid. Nokre av usikkerheitene kjem av faktorar som temperatur og driftstilstand batteriet i realiteten vil utsettast for, men som modellen ikkje kan forutseie. Andre feilkjelder er fordeling mellom syklus og kalenderdegradering. Dette er fagfelt som framleis er under forskning og blir studert. I kapittel 3.1.2 *Degradering* og siste avsnitt i 3.3.2 *Lønsemd av batteri i fleksibilitetsmarknad* visar oppgåva til fleire studiar som har satt fokus på degradering og forholdet mellom syklusdegradering og degradering over tid. Antalet syklusar eit batteri toler å gå gjennom er og eit stort usikkerheitsmoment, og opplysningar varierer mellom type batteri, ulike produsentar og andre meir ukontrollerbare faktorar. Eit utval studiar er i den forbindelse undersøkt i 3.1.1 *Verknadsgrad og levetid* og 3.2.1 *Sunbatt*, men resultatene varierer frå 2500 syklusar og opp til heile 5000 syklusar. Desse studiane er forsøkt tatt omsyn til for å bestemme degradering i modellen og å redusere feilkjeldene knytt til dette, men anslaga er usikre som følgjer av store sprik i konklusjonane frå desse. Oppgåva tar derfor utgangspunkt i eit nedre estimat, på omtrent 2500 til 3000 syklusar. Dette valet er gjort på bakgrunn av at det er lite sannsynleg at batteriet blir drifta optimalt og under situasjonar som gir minimal degradering. Vidare er blant anna er degraderingsmodellen her tilnærma lineær. Degraderinga som følgjer av alder går litt raskare i starten, men det gir eit lite utslag i grafen. I realiteten er den ofte estimert til i større grad å være eksponentiell avtakande [89].

Det er i denne modellen kun tatt høgde for at lagringskapasiteten til batteria forringast ved bruk. Det er likevel ikkje usannsynleg at og effekten batteriet kan yte påverkast, og reduserast, men dette finst det lite studiar på. Dette er derfor ikkje tatt omsyn til sidan det er konkludert med at dette ikkje vil påverke evna batteriet har til å lade solenergien, sidan nominell effekt for batteriet i så godt som alle periodar er langt over solkraftanleggets effekt. Det kan derimot påverke batteriets evne til å delta i FFR marknaden med 1 MW fleksibilitet, som drøftast i 6.3.2 *Diskusjon: Lønsemd av batteri, fleksibilitet, prisarbitrasje og gamle elbilbatteri*, sidan lågaste bod for FFR er definert til 1 MW. For å unngå dette kan ein overdimensjonere effekten ved det nye batteriet til for eksempel mellom 1,05 og 1,1 MW slik at batteriet ved degradering framleis heldt seg over 1 MW's grensa for deltaking i fleksibilitetsmarknad, utan å måtte gå via ein aggregator.

6.2.6 EoL for batteri

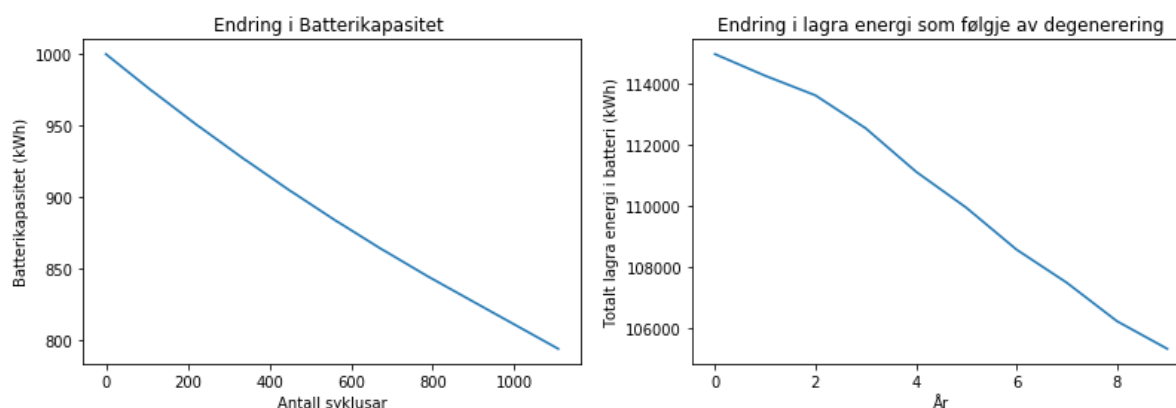
Sidan batteri EoL for batteri er avhengig av bruksområde, samanliknar oppgåva her batteriet med ulike EoL. Grafar og figurar for både EoL på 80% og 60% SoH blir presentert, mens EoL på 70% SoH kun inkluderast i ein oppsummerande tabell mot slutten. Dette legg og noko av grunnlaget for drøfting rundt potensialet for gamle elbilbatteri i stasjonære batterisystem.

Første år i drift er det forventet 114 fullstendige syklusar for batteriet, og lagring av totalt 115 MWh produsert solenergi. Denne energien ville utan batteri vorte levert til kraftnettet. Til samanlikning gjennomførast kun 106 syklusar i løpet av år ti, med lagring av 105 MWh. Dette er basert på estimert forbruk og generert energi frå solkraftanlegget. Tilstanden til batteriet i sitt tiende år er vist under i figur 6.13. Basert på at elbilar når EoL ved 80% SoH, kan dette illustrere tilstanden for elbilbatteri, i det dei blir tatt i bruk i stasjonære batterisystem.



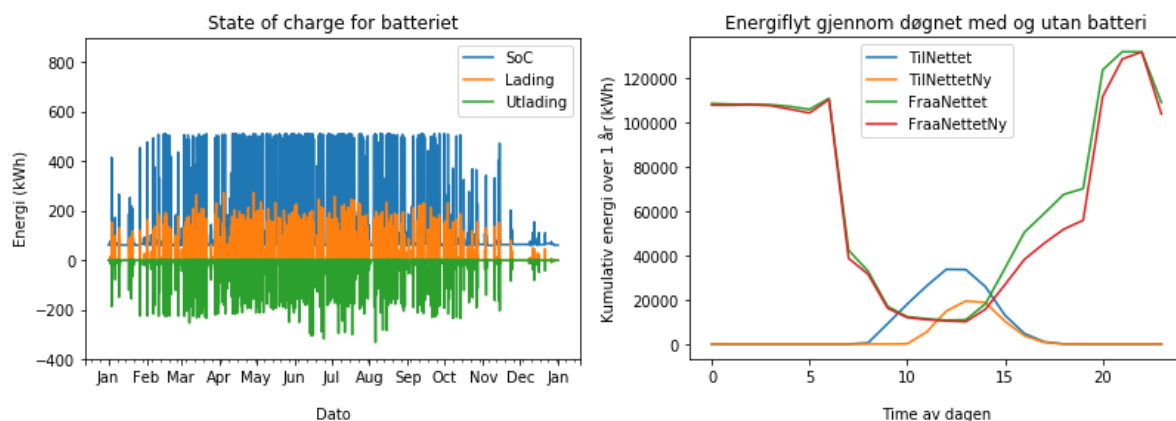
Figur 6.13: Batteriets tiande år, med SoC til venstre og endring i energiflyt som følge av batteriet, til høyre. Etter dette året når batteriet 80% SoH.

Totalt på ti år er det estimert 1108 lade-syklusar for batteriet. Ein syklus er opp og utlading av 1 MWh, som tilsvarar batteriets nominelle kapasitet. I løpet av denne tida har batteriet totalt lagra 1104 MWh. For kvart år, og kvar syklus gjennomført, klarar batteriet å lagre mindre energi. Dette kan ein enkelt tyde i figur 6.14. Til venstre ser ein total degradering avhengig av syklus. Denne inkluderer både degradering per syklus, som er 0,008%, og degradering over tid, som er 1% per år, jamfør kapittel 5.1.2 Batterimodell. Til høyre ser ein årleg mengd lagra energi i batteriet. Her kjem det fram at degraderinga reduserer årleg lagra energi med omtrent 10 MWh over ein tiårsperiode. Dette tilsvarar ein reduksjon på 9% i årleg lagra energi.



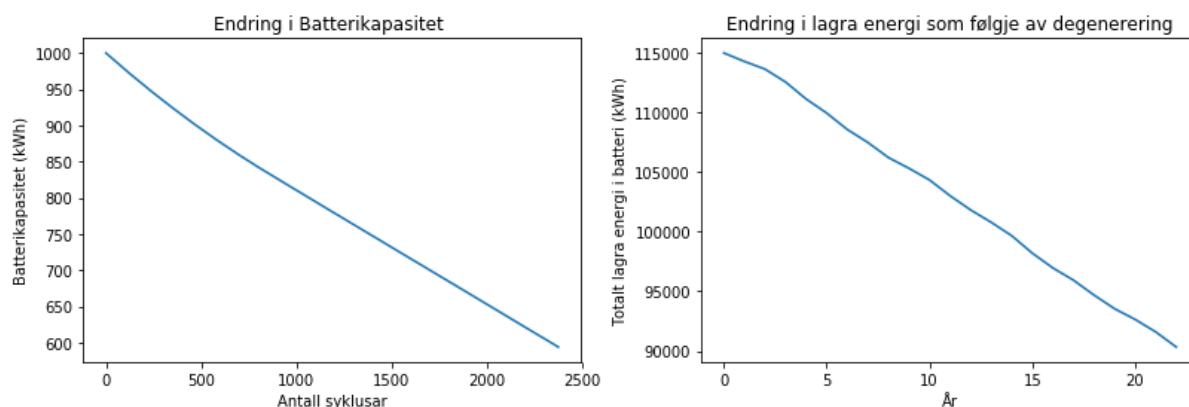
Figur 6.14: Til venstre visar grafen total degradering i forhold til antal forventede syklusar. Denne inkluderer både degradering per syklus og degradering over tid. Ein syklus tilsvarar opp og utlading av 1 MWh, som er batteriets nominelle kapasitet. Til høyre visast årleg totalt lagra energi. Denne reduserast kvart år, på grunn av batteriets degradering, og er totalt redusert med 9% i løpet av ti år.

Ved å auke akseptabel degradering for stasjonære batterisystem får simuleringa fram til batteriet når SoH på 60%. Batteriets forventede levetid blir då 23 år. Degradering som følge av antal syklusar gjennomført er estimert til 17% og som følge av tid til 23%. Ein ser i figur 6.15 tilstanden og energiflyten til batteriet i siste år i drift, år 23. Sjølv om lagringskapasiteten er redusert lagrast framleis omtrent halvparten av overskotsenergien frå solkaftanlegget.



Figur 6.15: Figuren viser SoC for batteriet når det når EoL ved 60% SoH til venstre. Tilhørende kumulative energiflyt gjennom døgnet visast til høgre. Lagringskapasiteten er merkbart mindre enn for eit nytt batteri, som ein enklast ser ved at den gule grafen nærmar seg den blå.

I løpet av år 23 opp- og utladast batteriet kun 91 gongar. Totalt på 23 år er det estimert totalt 2379 syklusar, som ein kan tyde under, til venstre i figur 6.16. På denne tida lagrast totalt 2367 MWh overskotsenergi frå solkraftanlegget. Til høgre i same figur ser ein reduksjon i årleg lagra energi. Etter 23 år estimerast det at batteriet lagrar 22% mindre energi i løpet av eit år, som følgje av degenerering.



Figur 6.16: Til venstre visar grafen total degenerering i forhold til antal syklusar, til EoL ved 60% SoH. Ein syklus tilsvarar opp og utlading av 1 MWh, som er batteriets nominelle kapasitet. Til høgre visast total årleg lagra energi. Denne reduserast kvart år, på grunn av batteriets degenerering, og er redusert med 22% etter 23 år.

Resultat for tre simuleringar, med EoL på 80%, 70% og 60% SoH, er oppsummert under i tabell 6.1.

Tabell 6.1: Oppsummerte resultat for 1 MWh og 1 MW batteri i drift med 500 kWp solkraftanlegg ved Tanberghøgda. Tabellen visar blant anna forventa levetid, antal syklusar som gjennomførast og mengd lagra energi. Den inneheldt simuleringresultat både for EoL ved 80% SoH, 70% SoH og 60% SoH.

Parameter	EoL = 80%	EoL = 70%	EoL = 60%
Antal syklusar fyrste år	114	114	114
Antal år til EoL	10år	16år	23år
Antal syklusar siste år	106	99	91
Antal syklusar totalt	1108	1720	2379
Total mengd lagra energi	1104 MWh	1712 MWh	2367 MWh
Total reduksjon i årleg lagra energi	9%	15%	23%

6.2.7 Diskusjon: EoL for batteri

Estimert tid før batteriet når SoH på 80% er berekna til 10 år. Samanliknar ein dette med studien frå kapittel 3.2.1 *Sunbatt* der og batteri i drift med solkraft undersøkjast, tok det 6 år før batteriet var degradert med 20% [5]. Studien publisert av Wralsen og Fäsler konkluderte på sin side med levetid på mellom 5 og 15 år [78]. Resultata frå denne oppgåvas berekningar korresponderer dermed godt med dette.

Sidan stasjonære batteri ikkje er like avhengig av å oppfylle ein viss kapasitet, slik som el-bilar, kan det være lønsamt og uproblematisk å drifte batteriet lenger enn til 20% degradering. Ein må i så tilfelle være klar over at batteriet kan bli ustabile ned mot rundt 60% SoH, eller plutsleg døy ut [5]. I fleste tilfelle er det likevel lønsamt og fornuftig å drifte stasjonære batteri til slike nivå. Dette er noko av grunnlaget for tilbydarane av gamle elbilbatteri. Ein lågare pris for slike batteri gir insentiv til å investere i slike batteri, framfor nye batteri, og bidrar til auka sirkulær økonomi, meir effektiv bruk av framstilte material og miljømessig attraktive løysingar som lågare klimagassutslepp per syklus. Simuleringane er derfor gjennomført med EoL ned til 60%.

I eit system med solkraft og batteri er det inga direkte problem som oppstår dersom batteriet døyr ut. Solkraftanlegget kan gå tilbake til normal drift slik det ville vore utan eit batteri i utgangspunktet. Den største potensielle faren er brann i batteriet, som kan oppstå på bakgrunn av batteriets alder. Det er derfor anbefalt å oftare gjennomføre kontrollar og testing av batteriet [90]. Vidare er det og utvikla sikkerheitssystem som konstant overvakar batteriet under drift, og kontrollerer at batteriet heldt seg innanfor definerte sikkerheitsmarginar. Ein annan sikkerheitsmekanisme kjem av naturlege kjemiske reaksjonar i LIB. Under drift dannast ein beskyttande barriere som legg seg utanpå anoden, men som er gjennomtrengelig for Li-ion. Denne barrieren aukar i tjukkeleik etter kvart som batteriet brukast, og bidrar til å unngå at hydrogen og andre brennbare gassar utviklast i elektrolytten [91].

For resultata i dette delkapittelet ser ein at årleg lagra energi reduserast relativt sett meir ved EoL frå 70 til 60% enn ved 80 til 70%. Dette kjem av at degraderinga av kapasitet påverkar periodane som krev høg SoC. Ved SoH på 60% reduserast lagringskapasiteten meir for same periode som ved SoH på 70%, men og i periodar som ikkje tidlegare påverkast av degraderinga. Dette førar til at endring i årleg lagra energi mellom 80, 70 og 60% SoH ikkje er lineær. Samtidig ser ein at det tar kortare tid for batteriet å blir degradert frå 100% til 80% SoH, enn det tar frå 80% til 60%. Dette kjem av at batteriet degraderast raskare i starten, knytt til ein eksponentiell avtakande degradering.

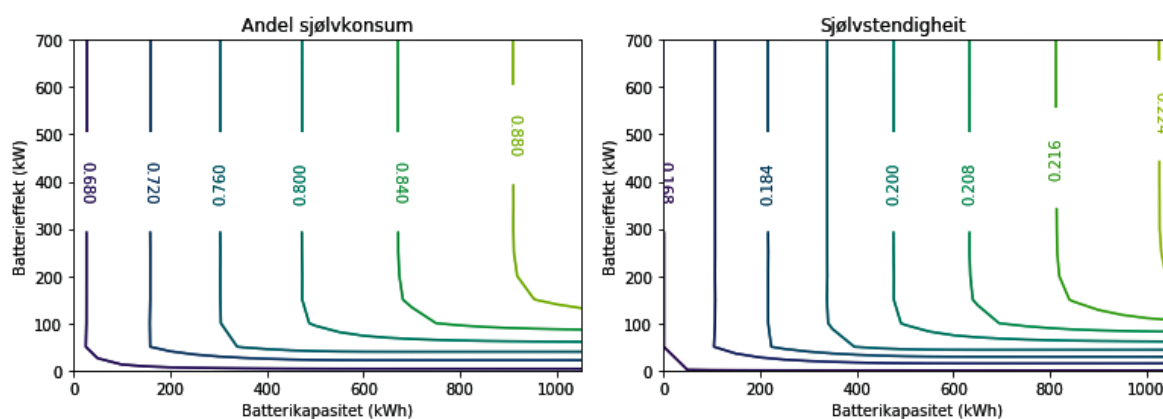
6.3 Lønsemd av batteriinvestering

Førre kapittel, 6.2 *Batteri Tanberghøgda*, undersøkte drift, levetid og degradering av batteriet, i sammenheng med lagring av solenergi. Følgjande kapittel ser derimot meir på den økonomiske delen av ei batteriinvestering.

Ei batteriinvestering er kapitalintensiv, og pris avhenger av kapasitet, effekt på batteriet og batteriteknologi. Det gir derfor nytte å kunne samanlikne korleis ulik kombinasjon av batteriets kapasitet og effekt påverkar kostnadar, lønsemd og tilhøyrande faktorar. Til dette er det vald å presentere resultatene i konturplott, der batterikapasitet og effekt er varierende faktorar, med resultat berekna med dette som utgangspunkt. Dette kapitlet følgjer metoden presentert i kapittel 5.1.3 *Lønsemd batteri*.

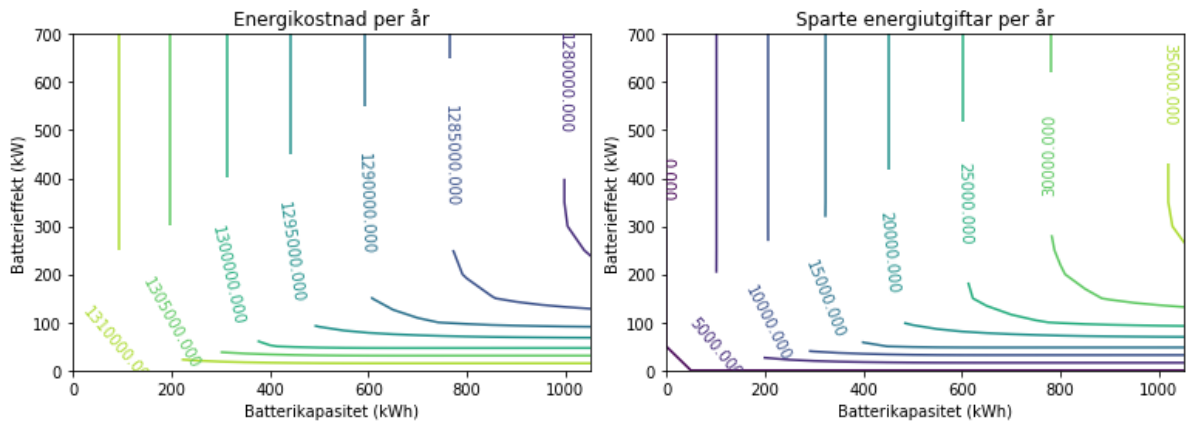
6.3.1 Lønsemd av batteri ved Tanberghøgda

Elektrisitetskostnaden er ein løpande kostnad for alle bustadfelt. For Tanberghøgda, med eiga solkraftanlegg vil denne kostnaden reduserast til meir solenergi ein klarar å forbruke sjølv. Til venstre i figur 6.17 visast derfor andelen sjølvkonsum for Tanberghøgda, i forhold til kapasitet og effekt for batteriet. Denne er omtrent 90% for anbefalt batteristørrelse på 1 MWh og 1 MW, og er dermed auka med rund 22 prosentpoeng. Like interessant er grafen til høgre. Den viser at Tanberghøgda er sjølvforsynt med omtrent 22% av elektrisitetsforbruket med dette batteriet, mot i underkant av 17% utan batteri.



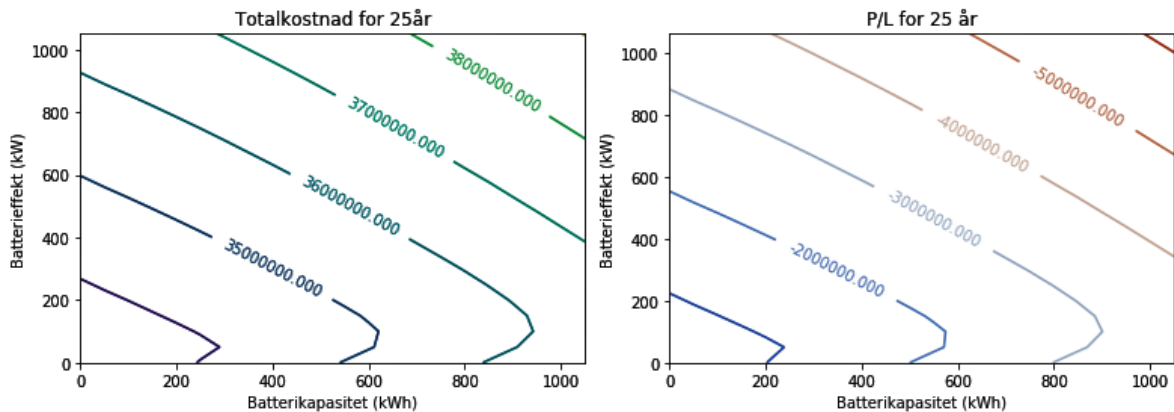
Figur 6.17: Figurane visar berekna andel sjølvkonsum til venstre og sjølvforsyningsgrad til høgre, avhengig av effekt og kapasitet for batteriet. Sjølvkonsumet aukar med omtrent 22 prosentpoeng for eit batteri på 1 MWh, samtidig som Tanberghøgda då er sjølvforsynt med 22% av det totale elektrisitetsforbruket.

Denne auken i sjølvkonsum er proporsjonal med sparte elektrisitetskostnadar. Figur 6.18 visar til høgre samanhengen mellom endring i batterieffekt og kapasitet, i forhold til sparte elektrisitetskostnadar. Per år sparast det 35 000 kroner på bakgrunn av anbefalt batteristorleik, som følgjer av auka sjølvkonsum. Kostnadane for den gjennomsnittlege mengda straum som må kjøpast kvart år ser ein til venstre i same figur. Dei totale elektrisitetskostnadane for Tanberghøgda er estimert til 1 315 000 kroner per år utan batteri. Dermed er kostnadane omtrent 1 280 000 kroner med batteri på 1 MWh.



Figur 6.18: Plottet viser straumkostanden per år til venstre, som reduserast ved aukande batterikapasitet og effekt. Dette er i samanheng med figuren til høgre som visar årlege sparte straumkostadar, som aukar opptil 35 000 kroner for batteriet med 1 MWh kapasitet og 1 MW effekt.

Like interessant er det å undersøkje om batteriet, i samanheng med solkraftanlegget i heilheit er ei lønsam investering. Grafen til høgre i figur 6.19 visar berekningar for dette, og inkluderer kostnaden for batterisystemet og sparte elektrisitetskostnader i løpet av 25 år. Det er og tatt høgde for at batteriet må bytast ut ein gong i løpet av denne perioden. Positive verdier tilhøyrande konturlinene i denne grafen visar til ei lønsam investering, som vil seie at sparte kostnader for den lagra energien i løpet av 25 år er større enn kostnaden for batteriet.



Figur 6.19: Til venstre ser ein korleis totalkostnaden i løpet av 25 år utviklar seg ved ulike val av effekt og kapasitet for batteriet. Høge batterikostnadar gjer at totalkostnaden aukar til større batteriet er. Til høgre ser ein om investeringa totalt sett er lønsam, med tanke på lagring av solenergi for ulike batteristørrelsar. Eit batteri på 1 MW effekt og 1 MWh kapasitet resulterer i negativt resultat på 5,5 millionar kroner i løpet av 25 år. Begge grafane inkluderar eit batteribytte i løpet av denne tida.

Som ein ser av i figuren gir denne investeringa eit negativt resultat. Det vil seie at kostnadane for eit batteri er høgre enn dei totale sparte kostnadane ved å maksimere sjølvkonsum av solenergi. Resultatet visar negativ lønsemd på 5,5 millionar kroner for eit batteri på Tanberghøgda, med 1 MWh lagringskapasitet og 1 MW effekt. Til venstre i same figur ser ein totalkostnaden etter 25 år, som er summen av totale straumkostnadar og batterikostnaden. Dette er på omtrent 38 millionar kroner for same batteri på Tanberghøgda.

6.3.2 Diskusjon: Lønsemd av batteri, fleksibilitet, prisarbitrasje og gamle elbilbatteri

Legg ein til grunn resultatata frå modellen her, at nye batteri driftast i 10 år for å nå EoL 80% og at dei sluttar å fungere ved 60% etter 23 år, styrkar dette potensialet for å utnytte gamle elbilbatteri i slike stasjonære system. Dersom kostnaden for desse ikkje går utover forventa levetid i for stor grad kan dette vise seg å være lønsamt og kapitalsparende. Ved SoH frå 80% til 60% estimerer denne modellen levetid på omtrent 13 år for brukte elbilbatteri. For at dette skal løne seg må desse batteria koste under halvparten av nye. Basert på modellen her blir det lønsamt dersom prisen er maksimalt 57% av nye batteri. Dette er eit stykke unna Evyon's mål om pris på 70% av nye batteri [80]. Samanlikna med Mathews et al. sine resultat, presentert i kapittel 3.2.2 *Gamle og nye batteri*, konkluderer dei med at prisen på gamle batteri må være under 60% av nye før det blir lønsamt [79], mens Rallo et al. har estimert under 50% [81]. Resultata frå denne oppgåva korresponderer godt med dette. Det er likevel verdt å merke seg at andre studiar, referert til i 3.2.1 *Sunbatt*, estimerer 6 år før eit brukt elbilbatteri når 60% SoH [5]. Dette er under halvparten av levetida oppnådd i denne oppgåva, noko som i så fall endrar lønsemda betrakteleg.

Desse berekningane inneheldt og feilkjelder som medfører usikkerheit. Ein særdeles stor usikkerheit i desse berekningane er forventa framtidig straumpris. I denne modellen er det kun tatt utgangspunkt i ein snittpris på 51 øre/kWh i 2040, som er eit estimat frå NVE, jamfør kapittel 2.4.1 *Framtidas straumprisar*. Dette vil være eit usikkerheitsmoment som forsterkast av dagens høge prisar. Samtidig kan ein ikkje føreseie reelle variasjonar og svingingar i straumprisen gjennom døgn og sesong, som er forventa å auke i omfang på grunn av større andel fornybar uregulerbar energi.

Ser ein kun på det økonomiske i forhold til sparte straumkostnadar, med batteri og solkraft, ser ein frå grafane over at dette ikkje er lønsamt. Dette kjem av framtidig straumpris, batteriets høge investeringskostnad og avgrensa forventa levetid, som blant anna førar til at ein sannsynlegvis må bytte ut batteriet ein gong i løpet av solkraftanleggets levetid. Å bytte batteriet er anslått til å være 40% billigare enn det fyrste batteriet. Dette er grunngeve med at system, styring og tilkopling allereie er på plass etter førre batteri [87]., samt at kostnadane for batteri framleis reduserast jamfør kapittel 2.5.1 *Batteripris*. Unngår ein derimot å bytte batteri betrar resultatet seg med 2,55 millionar, men lønsemda er framleis negativ med omtrent 3 millionar.

Sjølv om det her er anslått at batteri ikkje er lønsamt kun med tanke på lagring av solenergi ved Tanberghøgda, har batteri og andre bruksområde, som kan utnyttast i kombinasjon med solkraftanlegget. Dette kan betre lønsemda for ei investering i batterisystem.

Ein av desse mogleighetene er å utnytte prisarbitrasje i straummarknaden, som er å utnytte svingingar og forskjellar i spotprisen. Slik kan batteriet ladast, kjøpe straum, ved låg pris og utladast, selje straum, ved høg pris. Det er anslått av Statnett at eit batteri på størrelsen anbefalt til Tanberghøgda kan tene omtrent 50 000 kroner gjennom prisarbitrasje per år [31]. Dette kjem av at straum-marknaden i Noreg generelt er lite egna for utnytting av prisarbitrasje, på grunn av relativt små variasjonar i pris, både gjennom døgn og sesong. Dette kan dermed gje relativt liten fortjeneste per ladingssyklus ein gjennomgår for å utnytte prisarbitrasjen, noko som kan føre til at degradering av batteriet ofte er meir kostbart enn fortjenesta frå arbitrasjen. Skal ein utnytte arbitrasjen er ein og avhengig av at prisvariasjonane er så store at det og dekker kostnaden for nettleige og avgifter som blir lagt på ved kjøp av straum. I andre land med større svingingar i pris vil arbitrasje derimot lønne seg meir enn her i Noreg. Dette er i samsvar med Fäsler sin studie frå 2022, som beskrive i 3.2.2 *Gamle og nye batteri*, der dei konkluderer med at Noreg er eit av landa i Europa minst egna for utnytting av prisarbitrasje [78].

Ser ein på Statnetts anslag på inntekt gjennom prisarbitrasje, tilsvarar det ein liten andel av batteriets kostnad, og vil utgjere litt over 10% av kostnaden over ein ti årsperiode. Vidare vil dette og samtidig bidra til drastisk auke i antal syklusar batteriet gjennomfører, og det vil dermed og auke batteriets degradering. Dersom batteriet fullfører ein syklus kvar tredje dag som følgje av prisarbitrasje vil det doble antal syklusar batteriet gjennomfører per år. Batteriet vil som følgjer av dette nå 60% SoH allereie etter omtrent sju år, i staden for ti. Dette er berekna med tanke på auka antal syklusar for batteriet, i tillegg til degradering over tid.

Eit anna bruksområde for batteriet blir aktuelt som følgje av dei komande effekttariffane i nettleiga, planlagd innført i 2023. Det blir då naturleg at batteriet og bidrar med å redusere effekttoppar for sluttbrukar, noko som dermed reduserer straumrekninga.

Eit tredje bruksområde for batteriet er som fleksibilitet, gjennom fleksibilitetsmarknader, som forklart i *2.1.2 Frekvensreserver og frekvenskontroll*. Eit batteri med 1 MW er eit ypparleg bidrag som FFR reserve, der responstid må være under 1,3 sekund og aktiveringstida er opp til 30 sekund. Ved ut eller opplading av batteriet i 30 sekund på maks effekt vil det tilsvare 8,3 kWh. Tatt høgde for litt tap blir det rundt rekna 10 kWh. Dette påverkar batteriets SoC i svært liten grad, med 1%, og batteriet er anteke å degradere minimalt ekstra gjennom bidrag i FFR-marknaden. Vidare vil eit slikt batteri og enkelt kunne oppfylle kravet om å være klar til aktivisering på ny etter 15 minutt. Batteriet kan her bys inn som reserve, der tilbyder vil få betalt for å la batteriet stå til disposisjon i ein førehandsgitt periode. Med ein slik teneste kan batteriet samtidig driftast optimalt i forbindelse med solkraftanlegget innanfor 10% og 85% SoC. Tilfella der batteriet må bidra med FFR til opp eller nedregulering, normalt to til tre gongar per år [17], vil då kunne dekkast av marginane med 10 og 15% batteriet har tilgjengeleg på kvar ende. Når kraftsystemet er tilbake i stabil posisjon og andre reserver er kopla inn kan batteriet korrigere seg tilbake innanfor desse grenseverdiane for å oppretthalde optimal SoC og minimere degradering. Basert på marknadsdata presentert i kapittel *2.3.2 Statnetts marknadsdata for FFR* gir bidrag på 1 MW FFR mellom 175 000 og 195 000 kroner per år. I løpet av ti år gir dette inntekt på 1,95 millionar kroner, i øvre prisscenario. Med EoL etter 23 år endar dette på i underkant av 4,5 millionar kroner, gått ut frå at prisen heldt seg på same nivå som dei to siste åra.

Utviklinga av prisen for FFR bidrag, kan gå to vegar. I fyrste augnekast er prisen forventa å auke, som følgje av større andelar uregulerbar fornybar energiproduksjon og effektkrevjande forbruk. Dette førar til større variasjonar i produksjon og forbruk som derav kan påverke frekvensen. På den andre sida vil eit større tilbod av fleksibilitet i FFR marknaden, gjennom auka bruk av batteri i kraftsystemet, redusere prisen. Sidan FFR er ein relativt ny reserve er det lite erfaringar rundt dette. Samanliknar ein derimot med utviklinga av FCR pris i Europa sidan 2017 har denne meir enn halvert seg. Gjennom eit europeisk samarbeid vart det lagt til rette for bidrag frå batteri i FCR marknaden. Dette førde til ein eksplosjon av installerte batteri med dette som føremål. På grunn av over 700 MW batterieffekt installert i løpet av kort tid vart prisen redusert frå 1 410 000 NOK/MW per år til 670 000 NOK/MW per år, innan utgangen av 2020 [92]. Dette samsvarar og med den tyske studien til Engels et al. presentert i kapittel *3.3.2 Lønsemd av batteri i fleksibilitetsmarknad* som konstaterer kraftig reduksjon i FCR pris frå 2012 til 2017. Her var fortenesta på omtrent 780 000 NOK/MW per år i 2017.

FFR prisane er på sin, side per i dag, svært ulike i Norden. Danmark har omtrent ti gongar så høge prisar på fleksibilitet som Noreg. Dette kan på sikt jamne seg ut dersom ein felles marknad blir utarbeida. Dette vil isåfall føre til at prisane i Noreg aukar, på bekostning av prisane i Danmark [93].

I tillegg til fordelane ved lagring av solenergi, kan dermed fleksibilitetsmarknad snu heile biletet

når det gjelder lønsemd. Her er det verdt å merke seg at behovet for FFR-reserver er størst påumarhalvåret. Resten av året kan batteriet utnyttast som neste rekkje reserve, FCR. Sidan FCR har ein lenger aktiveringstid enn FFR, krev dette meir av batteriet. Dette kan derfor føre til at ein ikkje får lagra solenergi optimalt, men denne effekten dempast av at solkraftanlegget produserer mindre solenergi i vinterhalvåret, og dermed er mindre avhengig av batteriet. Ein marknad for enklare deltaking i Statnetts FCR-marknad er under utvikling. Her kan ein samanlikne med resultatet frå studien publisert av Sintef, presentert i *3.3.2 Lønsemd av batteri i fleksibilitetsmarknad*, som undersøker batteri som FCR reserve i den norske marknaden. Her konkluderer dei med at 400 kWh batterikapasitet er tilstrekkeleg for FCR bidrag. Dette tilsvarar batteriets kapasitet, innanfor $10\% < \text{SoC} < 85\%$, i år 23, jamfør resultat frå kapittel *6.2.4 Degradering av batteri*. Batteriet på Tanberghøgda kan dermed framleis bidra som FCR reserve, på slutten av estimert levetid. Med ein fortjeneste på 658 000 kroner per år konkluderer Sintef med at batteri som FCR reserve er svært lønsamt. Degraderinga her er berekna til 16,37% etter 10 år, sett bort frå degradering over tid. Lagt til grunn same degradering som i modellen i denne oppgåva, 1% per år, blir dette reelt sett 26,37%. Det betyr at batteriet når EoL raskare enn modellen i denne oppgåva har berekna, men med høg FCR inntekt, kan dette uansett være lønsamt [83].

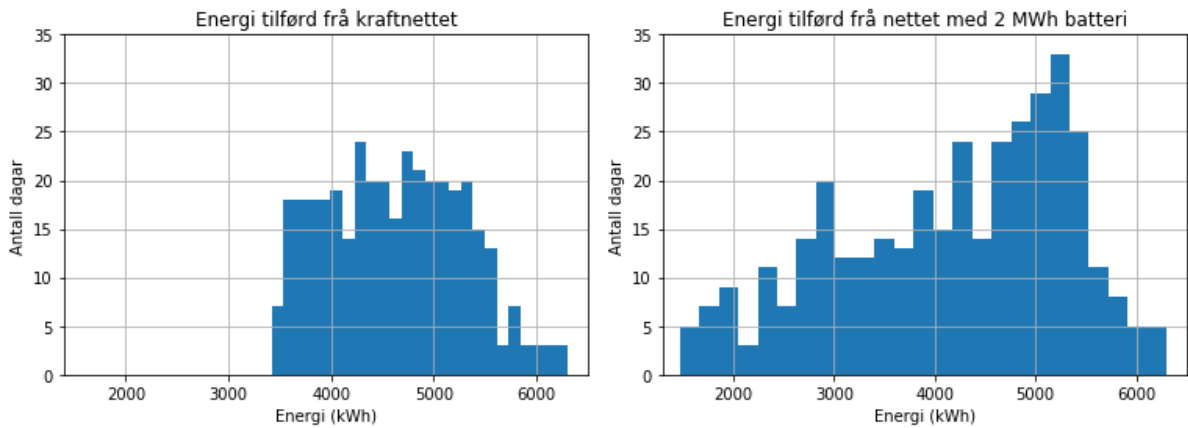
6.4 Alternative scenario

Dette kapitlet tar for seg tre alternative scenario, presentert på slutten av metode-kapitlet *5.1.4 Alternative scenario*. For desse scenarioa er kun resultat og figurar relatert til EoL ved 60% SoH presentert, sidan det allereie er konkludert med at det er lønsamt og anbefalt å drifte stasjonære storskala batteri lenger enn til 80% SoH. Utover dette følgjer resultatata same metode som føregåande simuleringar og berekningar.

For situasjonen med 2 MWh batteri er ikkje energidata presentert, sidan dette vil være det same som allereie presentert i *6.1 Elektrisitetsdata for Tanberghøgda*. Samtidig er heller ikkje lønsamheitsberekningar og konturplott presentert, sidan eit batteri på 1 MWh allereie er vurdert til ikkje å være lønsamt utan deltaking i fleksibilitetsmarknad.

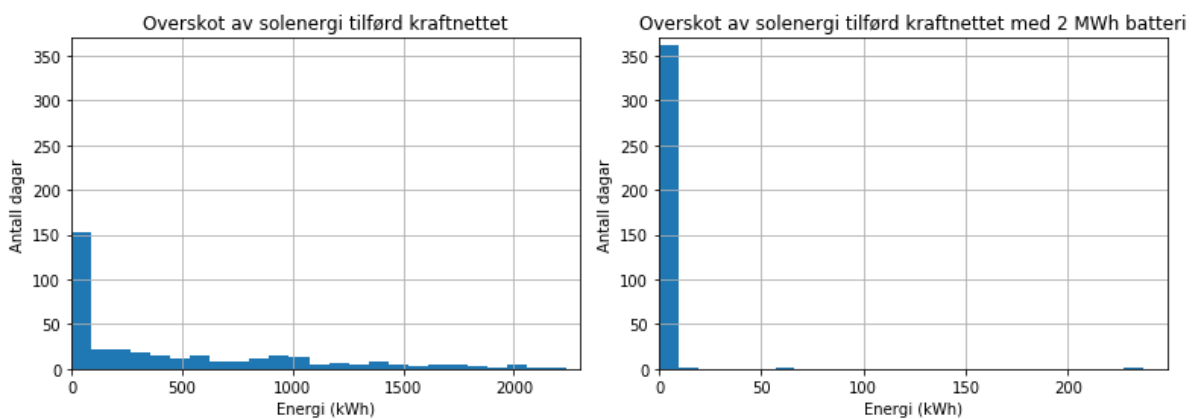
6.4.1 Scenario 1: Dobbel batterikapasitet, 2 MWh

Eit 2 MWh batteri er det dobbelte av COWI's anbefaling for Tanberghøgda. Endring av tilførd elektrisk energi frå nettet som følgje av dette visast i figur 6.20. Energi frå nettet utan batteri er til venstre og med batteri til høgre. Dette gjer at nokre dagar har behov for så lite som 1400 kWh frå nettet, som er omtrent 1000 kWh mindre enn på det minste for situasjonen med 1 MWh batteri.



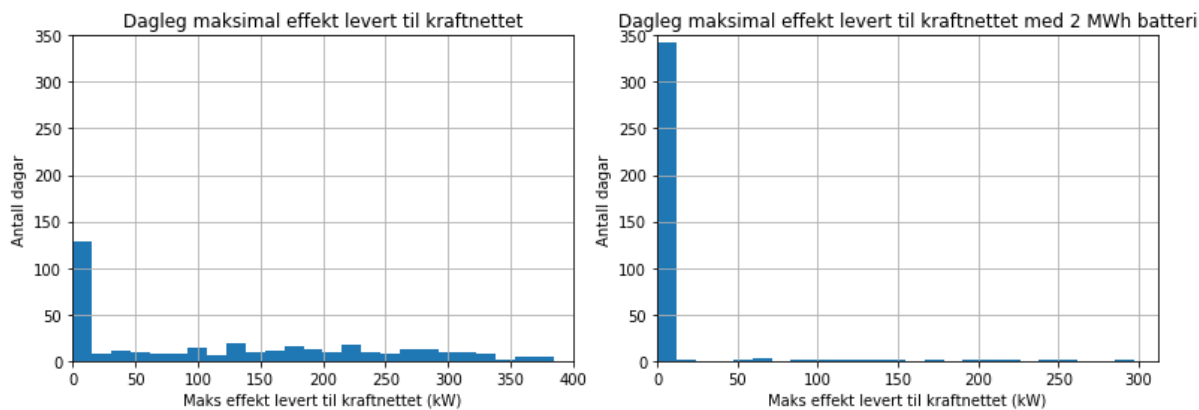
Figur 6.20: Her ser ein endring i energitilførsel frå kraftnettet, med og utan batteri på 2 MWh. Til venstre ser ein den nødvendige tilførselen utan batteri. Til høgre er energitilførselen med batteri, som aukar antal dagar med under 3500 kWh tilførd elektrisitet. På det minste er det behov for omtrent 1400 kWh.

På same måte reduserast overskotet av solenergi som leverast tilbake til nettet. Dette ser ein i figur 6.21. Batteriet førar til at det nokre få dagar blir levert energi til kraftnettet, der overskotet er på 60 kWh og 230 kWh. Dette tydar på at tilnærma all produsert solenergi går til sjølvkonsum.



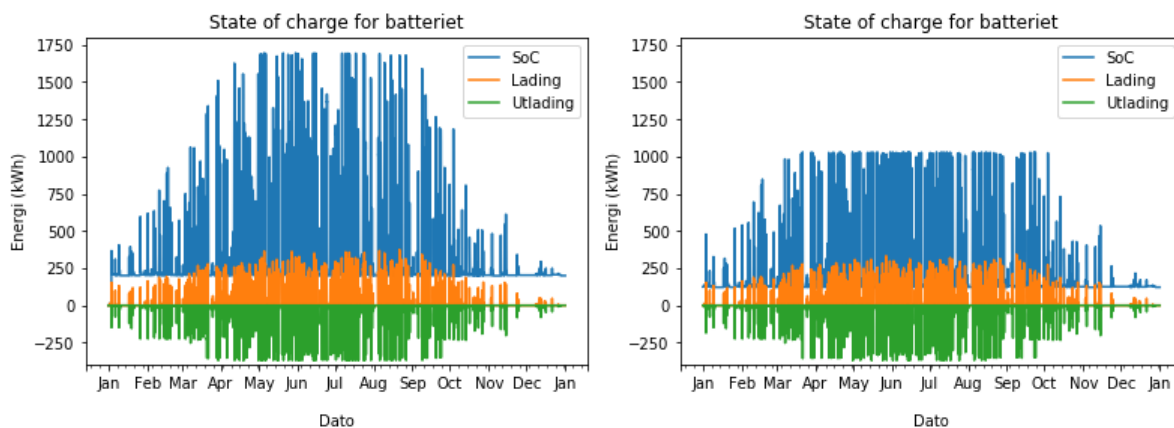
Figur 6.21: Her ser ein endring i energitilførsel til kraftnettet, altså overskot av solenergi. Til venstre er tilførselen utan batteri. Til høgre er energitilførselen med 2 MWh batteri, som tydar på at tilnærma all produsert solenergi går til sjølvkonsum.

Figur 6.22 visar korleis eit batteriet på 2 MWh reduserer maksimal effekt levert til kraftnettet i løpet av ein dag. Årleg maksimal effekt blir i dette tilfellet redusert med omtrent 90kW, og er i underkant av 300 kW.



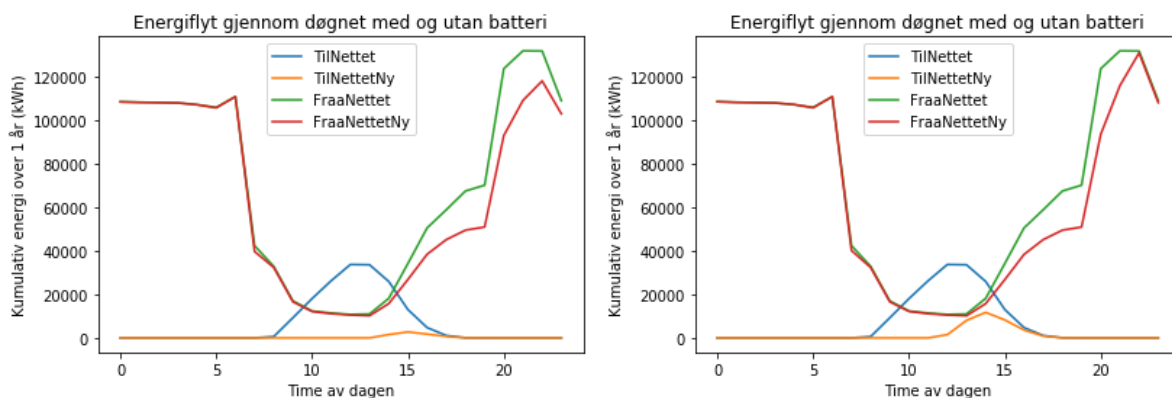
Figur 6.22: Figuren viser dagleg maksimal effekt levert til kraftnettet, utan batteri til venstre og med batteri med kapasitet på 2 MWh til høgre. Årleg maksimal effekt levert blir som ein ser redusert med omtrent 90 kW, som følgjer av batteriet.

Under, i figur 6.23, ser ein SoC for eit 2 MWh batteri gjennom året, ved Tanberghøgda. Fyrste år i drift ser ein til venstre, utan påverknad av degradering. Her har batteriet relativt mykje ledig kapasitet, og når sjeldan maksimal SoC. EoL ved 60% SoH når etter 26 år, og ein ser SoC for dette året til høgre i figuren. Batteriet har dette året framleis større lagringskapasitet enn eit nytt batteri på 1 MWh.



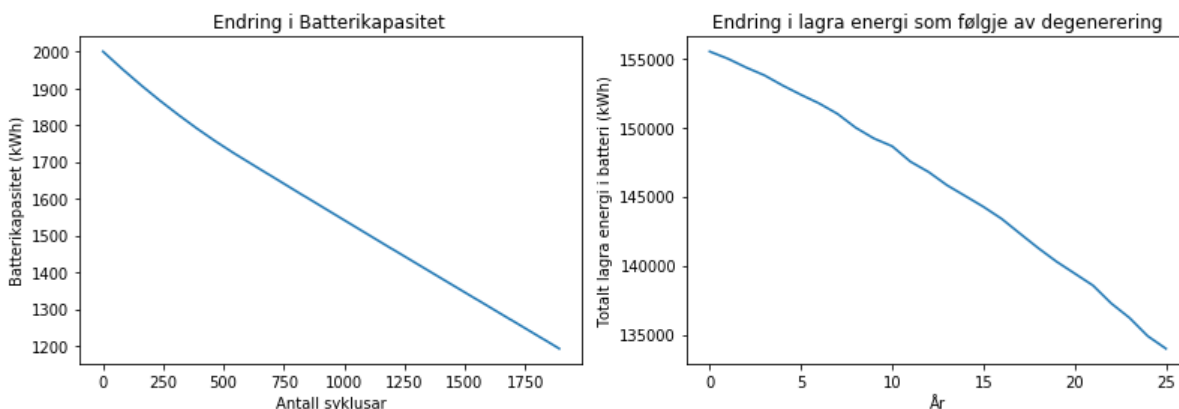
Figur 6.23: SoC for batteriet fyrste år i drift til venstre, utan degradering. Her er det mykje ledig batterikapasitet. Til venstre ser ein SoC i løpet av siste år i drift før EoL, år 26.

Tilhøyrande kumulativ energiflyt ser ein i figur 6.24, med nytt batteri til venstre og batteri ved EoL til høgre. Den gule streken, for eit nytt batteri er flat, med unntak av kl. 14-16. Dette visar at svært lite av elektrisiteten blir levert til nettet.



Figur 6.24: Her ser ein endring i energiflyt med 2 MWh batteri, både fyrste og siste år i drift. Eit nytt batteri på 2 MWh lagrar omtrent all overskot av solenergi, som ein ser av den gule grafen i figuren til venstre. År 26 leverast litt energi tilbake til kraftnettet, men batteriet lagrar framleis ein stor andel solenergi.

Totalt i løpet av dei 26 åra er det forventa at batteriet gjennomfører 1893 fullstendige sykluser. Ein syklus er opp og utlading av 2 MWh, tilsvarande nominell kapasitet. Dette førar til at batteriet totalt lagrar omtrent 3791 MWh. Degraderinga visast under, i figur 6.25. Til venstre ser ein total degradering, både per syklus og over tid, i forhold til antal sykluser. Til høgre ser ein årleg lagra energi i batteriet, som totalt reduserast med omtrent 20 MWh etter 26 år. Dette tilsvarar 13,5% reduksjon i årleg lagra energi.



Figur 6.25: Her ser ein til venstre total degradering av eit 2 MWh batteri, i forhold til antal sykluser. Til høgre ser ein mengd lagra energi per år, som reduserast med totalt 20 MWh, tilsvarande 13,5% i løpet av 26 år.

6.4.2 Diskusjon: 2 MWh batteri

Som ein ser førar eit batteri på 2 MWh til ein kraftig reduksjon av nødvendig tilførd elektrisitet, jamfør overslaget vist i figur 6.20. Samanlikna med situasjonen med 1 MWh batteri der minste tilførde elektrisitetsbehov var 2500 kWh førar eit 2 MWh batteri til dagar med behov for 1400 kWh tilførd energi. Som for situasjonen med 1 MWh batteri er det framleis unaturleg mange dagar med mellom 5000 og 5500 kWh straumtilførsel, noko som er ein svakheit i modellen. Ein ser samtidig i figur 6.21 at det er eit fåtal dagar batteriet ikkje har kapasitet til å lagre all produksjon frå solkraftanlegget. Dette kan tyde på at batteriet er overdimensjonert, og dermed ikkje får utnytta heile lagringspotensialet optimalt. Dette ser ein og klart dersom ein samanliknar figur 6.10 og 6.23 der fyrstnemnde i langt større periodar er i sitt øvre sjikt for SoC. Eit 2

MWh batteri på Tanberghøgda driftast på sin side mesteparten av tida godt innanfor 85% av SoC, til og med i sumarhalvåret då solkraftanlegget produserer mest energi, og er mest avhengig av batteriet.

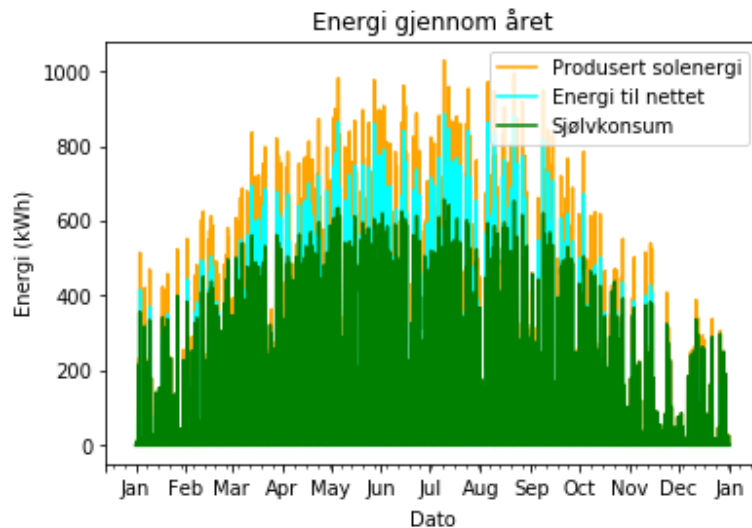
Vidare opprettheldt eit batteri på 2 MWh betre resultat når det blir eldre og degraderast. Siste år i drift, år 26, presterer eit 2 MWh batteri framleis betre enn eit 1 MWh batteri i sitt fyrste år i drift, ved ha kapasitet til å lagre meir energi. Forventa levetid er på sin side mykje kortare enn det ein skulle forvente basert på investeringskostnad og endra kapasitet, samanlikna med eit 1 MWh batteri. Den er kun 3 år lenger. Dette på tross av at batteriet gjennomfører færre fullstendige syklusar og dermed degraderast mindre av den grunn. Den vesle forskjellen i levetid kan på bakgrunn av dette konkluderast med at er på grunn av at tidsdegraderinga utgjør ein forholdsvis større andel av total degradering.

Ei interessant endring er derimot reduksjonen av maksimal levert effekt til kraftnettet, eit 2 MWh batteri førar til. I kapittel 6.2 *Batteri Tanberghøgda* er det vist korleis batteriet på 1 MWh ikkje reduserer årleg maksimal levert effekt, men berre reduserer antal dagar med høg levert effekt. For batteriet på 2 MWh er derimot den maksimale effekten i løpet av eit år redusert med omtrent 90 kW. Fordelen med eit stort batteri er derfor at, dersom deling av elektrisitet i sameige blir regulert etter innmata effekt til kraftnettet, på same måte som dagens plusskundeordning jamfør kapittel 2.6.4 *Plusskundeordninga*, kan ein installere solkraftanlegg med større effekt enn med 1 MWh batteri.

For fleksibilitet er eit 1 MWh batteri like optimalt som eit 2 MWh batteri i FFR marknaden, sidan energibehovet for FFR bidrag er svært lite, med forbruk på rundt rekna 10 kWh. Eit batteri på 1 MWh er og meir enn tilstrekkeleg for FCR bidrag, jamfør studiane beskrive i kapittel 3.3.2 *Lønsemd av batteri i fleksibilitetsmarknad*. Sintef konkluderer der med at 500 kWh er ein optimal kapasitet. Dette er likevel kun ved deltaking i fleksibilitetsmarknaden, og ikkje i kombinasjon med lagring av solenergi. Dobbel kapasitet av Sintefs anbefalte, altså kapasitet på 1MWh, er her likevel antatt til å være tilstrekkeleg for både lagring av solenergi og i fleksibilitetsmarknad. For Tanberghøgda er derfor konklusjonen at det ikkje er behov for batteri med kapasitet på 2 MWh.

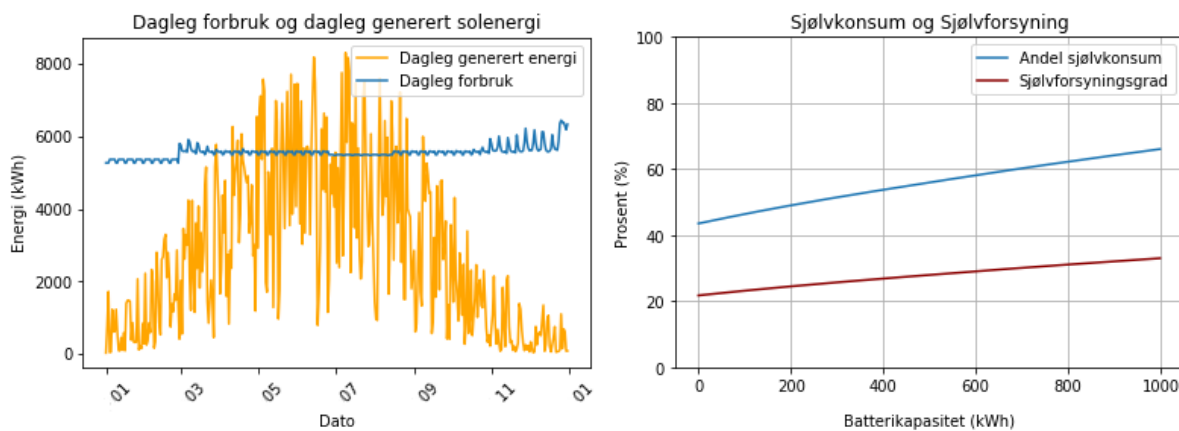
6.4.3 Scenario 2: Dobbel effekt for solkraftanlegget, 1 MWp

Ved å installere dobbelt så stort solkraftanlegg, 1 MWp, endrast resultatata for Tanberghøgda i stor grad. Figur 6.26 visar produsert solenergi i forhold til sjølvkonsum og den elektriske energien som må leverast tilbake til nettet. Som før tar denne figuren utgangspunkt i timesverdiar, noko som gir ein låg oppløysing. Figuren gir likevel ein indikasjon på forholdet mellom produsert energi og forbruk.



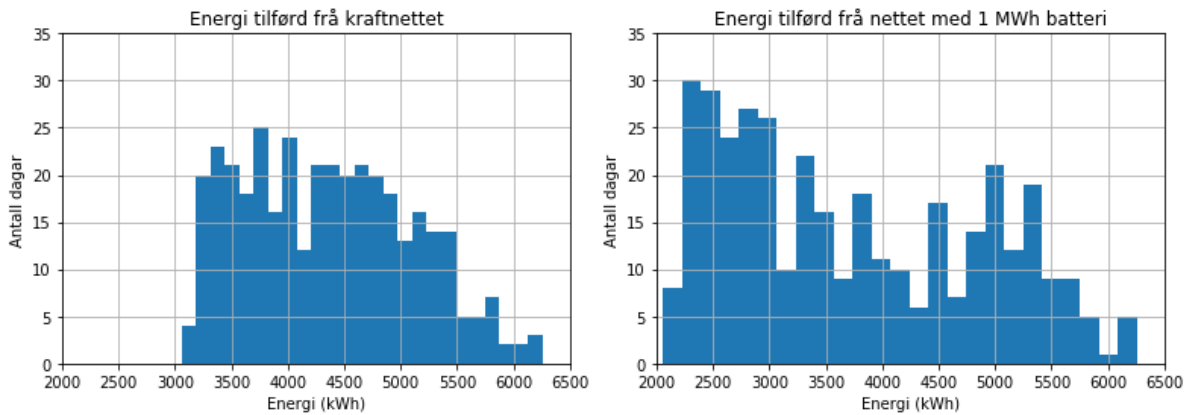
Figur 6.26: Produsert solenergi, energi levert til kraftnettet og sjølvskonsum av solenergi med 1 MWp installert solkraft. Figuren er basert på timesverdier.

For 1 MWp ser ein til venstre i figur 6.27 at dagleg produsert energi ofte er høgere enn det daglege totalforbruket, på sumarhalvåret. Til høgre ser ein samtidig andelen sjølvskonsum auke frå 45% til 66% med 1 MWh batteri. Det vil seie at omtrent ein tredel av energien blir levert til kraftnettet. Samtidig visar figuren at Tanberghøgda, med 1 MWh batteri, er sjølvforsynt med omtrent ein tredel av det totale elektrisitetsbehovet.

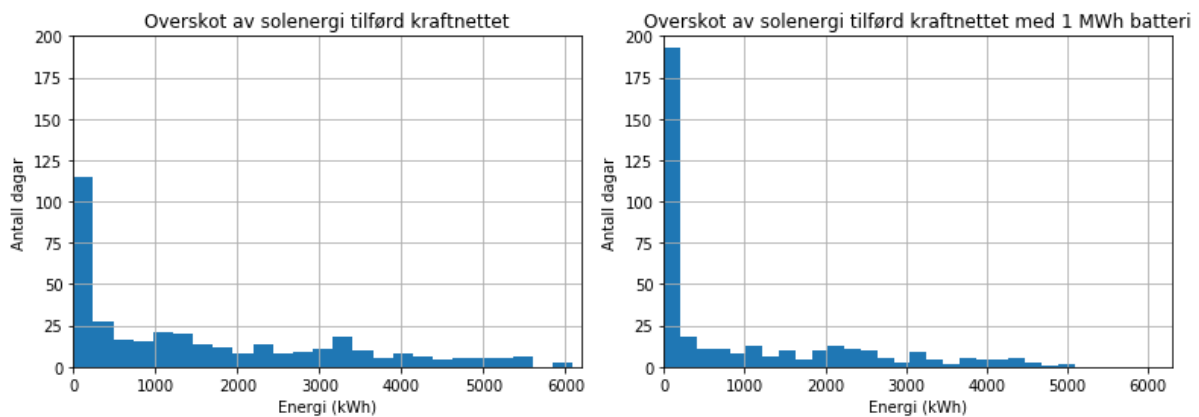


Figur 6.27: Til venstre ser ein dagleg simulert elektrisitetsforbruk og dagleg estimert produksjon av solenergi, gjennom eit år. Dagleg produsert solenergi er tidvis høgere enn forbruket i sumarhalvåret. Til høgre ser ein andelen sjølvskonsum og sjølvforsyningsgrad. Med 1 MWh batteri oppnår ein 66% sjølvskonsum og 33% sjølvforsyningsgrad.

Figur 6.28 og 6.29 visar endring i energi levert frå kraftnettet og til kraftnettet. Til venstre i begge figurane er situasjonen utan batteri, og til høgre med 1 MWh batteri. Dette førar til at Tanberghøgda, over ein tredel av dagane i løpet av året, har behov for under 3000 kWh elektrisitet frå nettet. Solkraftanleggets effekt førar samtidig til fleire dagar med overskot av energi, men batteriet aukar likevel antal dagar utan overskot frå omtrent 115 til 190.

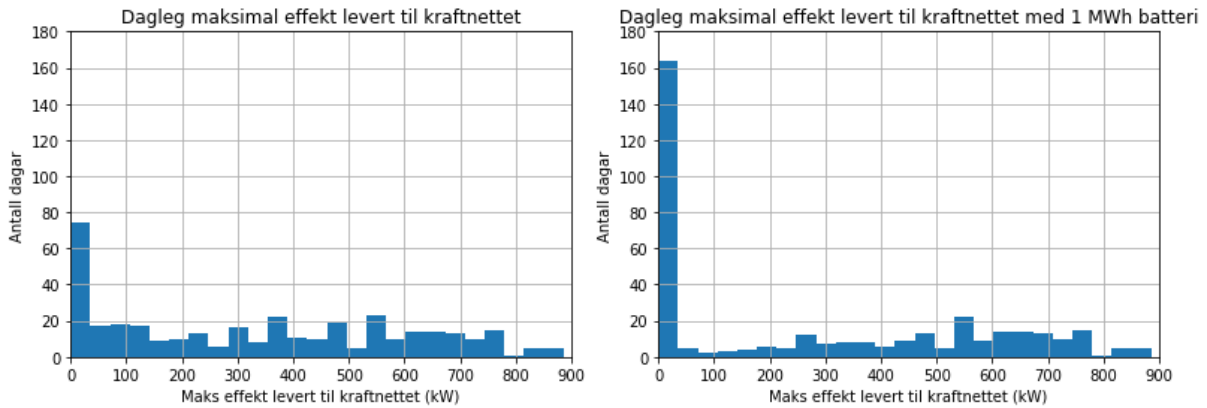


Figur 6.28: Behovet for tilført elektrisitet frå nettet med 1 MWp solkraftanlegg. Til venstre ser ein situasjonen utan batteri og til høgre med eit batteri på 1 MWh. Det førar til at over 130 dagar har behov for under 3000 kWh tilført.



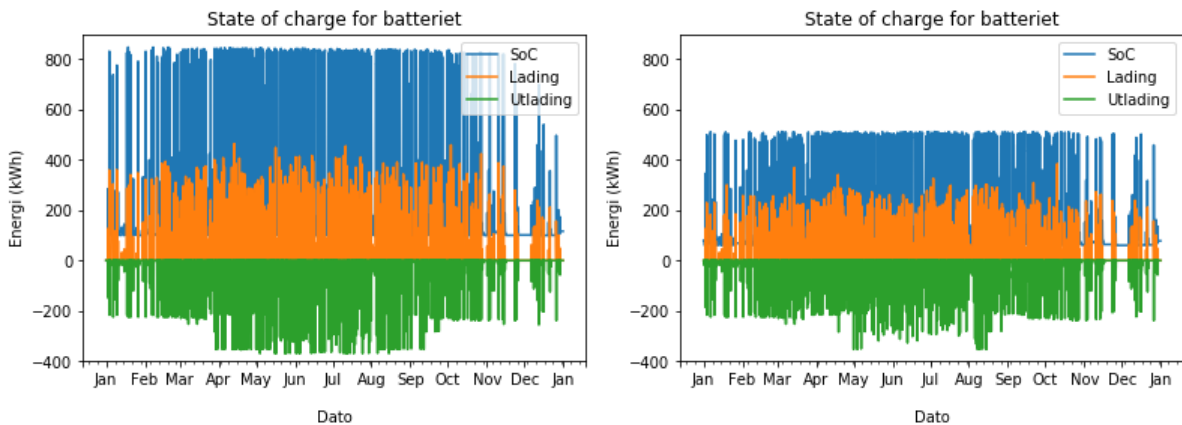
Figur 6.29: Overskot av produsert solenergi, frå eit 1 MWp anlegg. Til venstre ser ein situasjonen utan batteri og til høgre med batteri på 1 MWh. På grunn av solkraftanleggets høge effekt er det framleis fleire dagar med markant overskot av energi, men batteriet reduserer likevel antalet dagar utan overskot frå omtrent 115 til 190.

Under ser ein i figur 6.30 maksimal dagleg effekt levert til kraftnettet, både med og utan batteri. Her doblast antal dagar, til over 160, med tilnærma null effekt levert til nettet som følgjer av eit batteri på 1 MWh. Dette reduserer belastinga på kraftnettet. Årleg maksimal effekt blir som ein ser derimot ikkje redusert, og er framleis omtrent 900 kW.



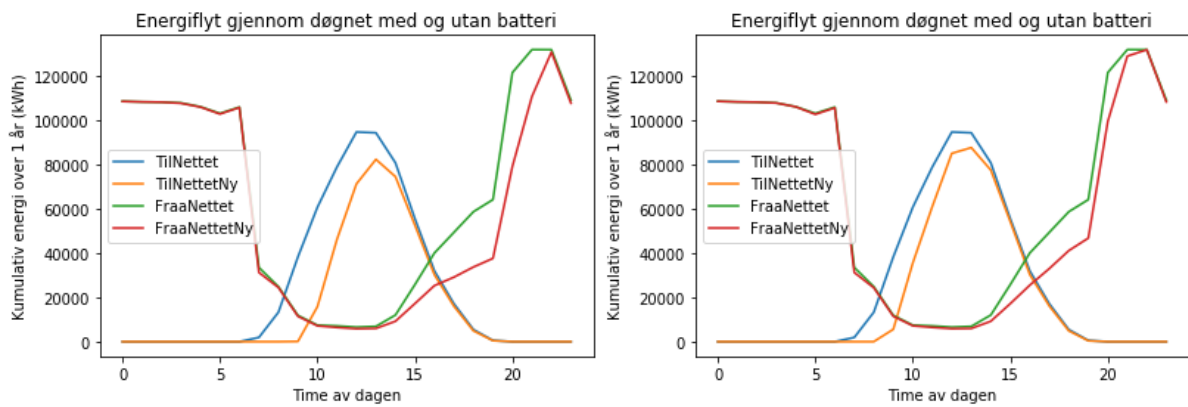
Figur 6.30: Figuren visar dagleg maksimal effekt levert til kraftnettet, utan batteri til venstre og med batteri med kapasitet på 1 MWh til høgre. Maksimal effekt levert i løpet av eit år er på 900 kW, og blir som ein ser ikkje redusert som følgjer av eit batteri.

Batteriet vil, som figur 6.31 visar, oftast være fullstendig oppladd dersom det er tilkoppa 1 MWp solkraftanlegg, noko som tydar på at batteriet er underdimensjonert. Til høgre ser ein batteriet ved EoL, ved 60% SoH, som nås etter 19år.



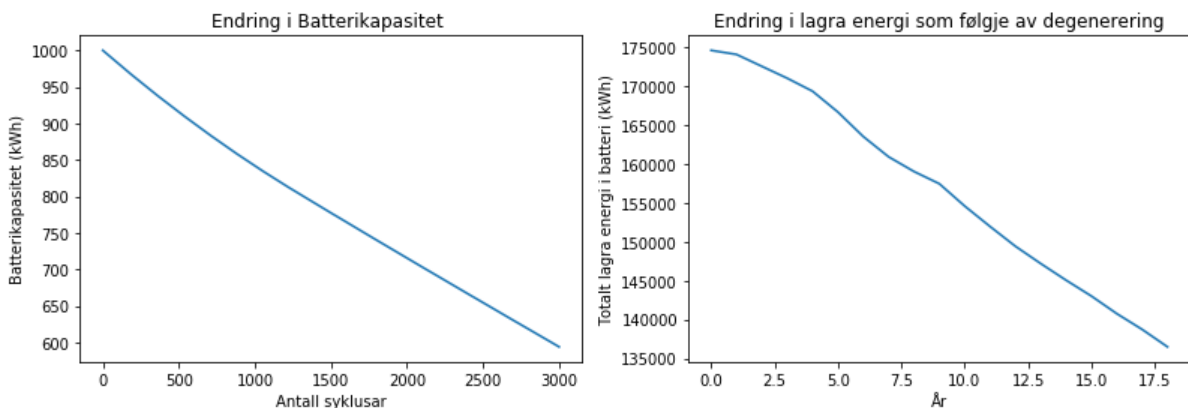
Figur 6.31: SoC for batteri med 1 MWh kapasitet saman med solkraftanlegg med effekt på 1 MWp. Til venstre er batteriet i drift utan degradering, fyrste år. Til høgre er derimot siste året i drift før EoL, år 19. For begge åra driftast kapasiteten til batteriet opp mot maks SoC store delar av året.

På same måte visar figur 6.32 årleg kumulativ endring i energiflyt for eit nytt batteri til venstre og for eit batteri siste år før EoL til høgre. Her får ein eit betre bilete av kor mykje den produserte solenergien som faktisk leverast til nettet. Mellom kl. 10.00 og 16.00 er det eit stort overskot av solenergi både med og utan batteri. Mot slutten av batteriets levetid påverkar det overskotet av solenergi i forsvinnande liten grad.



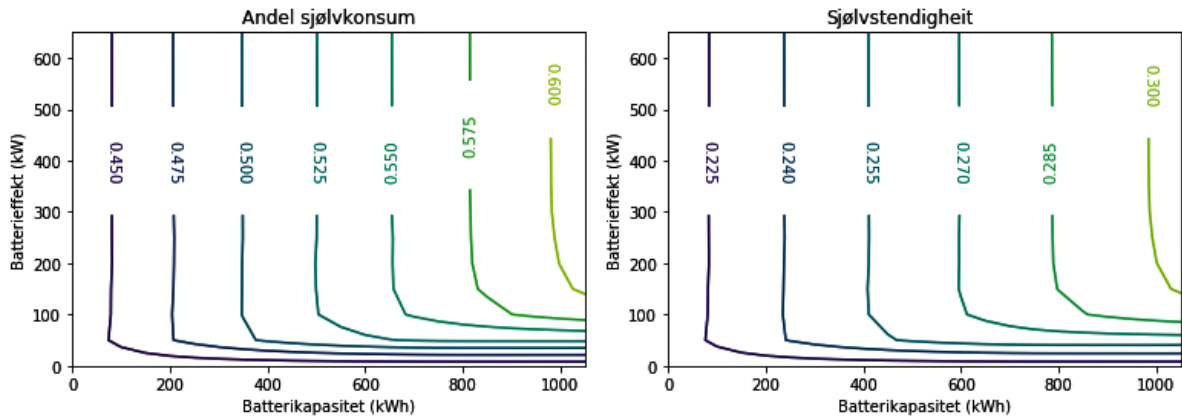
Figur 6.32: Endring i energiflyt fyrste og siste år med 1 MWh batteri i drift. Overskotsenergien reduserast, frå blå til gul, men det er framleis store mengder elektrisitet som må leverast til kraftnettet.

Batteriet degraderast, som for alle resultat berekna i denne oppgåva, både over tid og på bakgrunn av antal syklusar gjennomført. Totalt gjennomførast 3002 syklusar i løpet av 19 år, noko som førar lagring av totalt 2976 MWh. Total degradering ser ein til venstre i 6.33, i forhold til antal syklusar gjennomført. Degradering per syklus står for 21%, og degradering over tid for 19%. Årleg lagra energi ser ein til høgre i same figur. Denne reduserast med 40 MWh frå fyrste til 19. år, altså ein reduksjon på 23%.



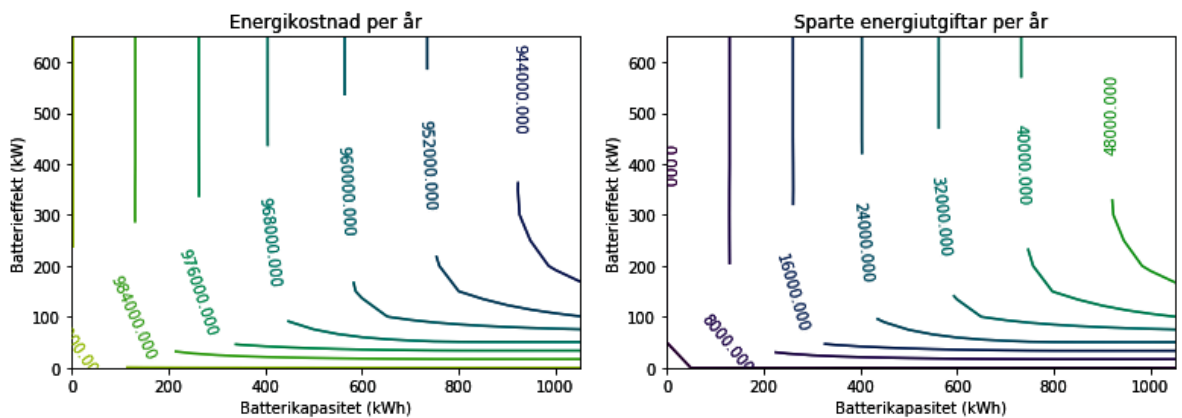
Figur 6.33: Degradering av 1 MWh batteri med 1 MWp solkraftanlegg. Til venstre ser ein total degradering i forhold til antal syklusar. Til høgre ser ein lagra energimengd per år. Denne mengda reduserast som følgjer av degradering, og er etter 19 år redusert med 23%.

Med 1 MWh batteri og 1 MWp solkraftanlegg er Tanberghøgda sjølvforsynt med 30% av totalforbruket. Dette er omtrent 8% meir enn alternativet utan batteri. Dette ser ein til høgre i figur 6.34. Til venstre ser ein andelen sjølvkonsum av produsert solenergi, som aukar med omtrent 17 prosentpoeng, opp til 60%.



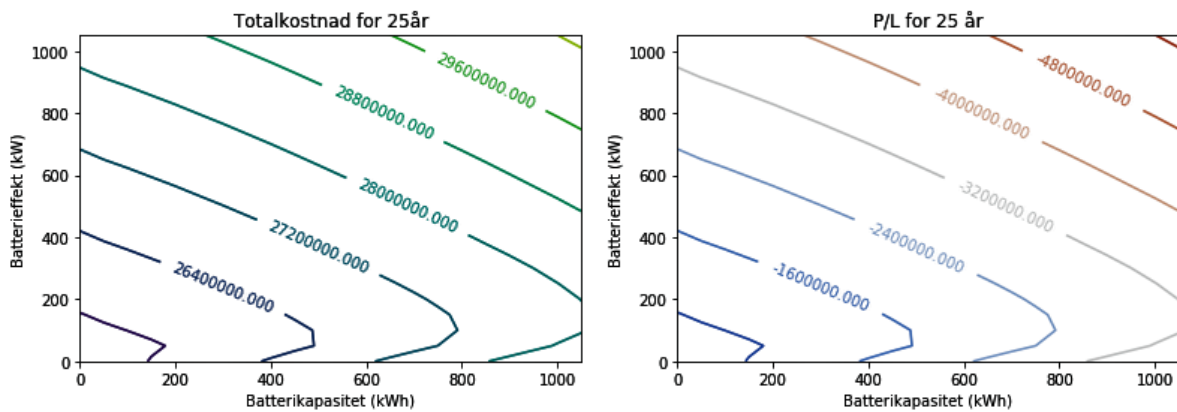
Figur 6.34: Figuren viser korleis ulik batterikapasitet og effekt endrar andelen sjølvkonsum, til venstre, og sjølvforsyningsgraden, til høgre, i samanheng med 1 MWp solkraftanlegg. Med 1 MWh batteri er Tanberghøgda i dette tilfellet sjølvforsynt med 30% av det totale forbruket og 60% av den produserte solenergi går til eiga forbruk.

Figur 6.35 viser til venstre at straumkostnadane per år er på omtrent 940 000 kroner med 1 MWp solkraft og 1 MWh batteri. Dette er omtrent 350 000 kroner mindre enn med 500 kWp solkraft. Til høgre ser ein at batteriet i denne situasjonen har redusert elektrisitetskostanden med omtrent 50 000 kroner.



Figur 6.35: Med 1 MWp solkraftanlegg og 1 MWh batteri blir dei årlege straumkostnadane på omtrent 940 000 kroner. Dette ser ein til venstre i figuren. Til høgre ser ein sparte straumkostnadar som følgje av ulike batteristørrelsar, som for 1 MWh batteri utgjær 50 000 kroner.

Ei batteriinvestering visar seg heller ikkje i denne situasjonen å være lønsam, kun med tanke på lagring av solenergi. Dette ser ein til høgre i figur 6.36 som visar lønsemda i løpet av 25 år. Den visar eit negativt resultat på omtrent 4,8 millionar kroner. Totalkostnadane for batteri og energi er derimot lågare enn med 500 kWp, sidan solkraftanlegget på 1 MWp produserer meir energi. Dette er utan å ta høgde for kostnaden med større solkraftanlegg, men dette drøftast i påfølgjande delkapittel.



Figur 6.36: Til venstre ser ein endring i totalkostnadar over 25 år, for ulike batteristørrelsar i eit system med 1 MWp solkraftanlegg. Til høgre ser ein den totale lønsemda for ei batteri-investering. Den er for eit batteri på 1 MWh negativ med 4,8 millionar kroner, som betyr at kostnadane for batteriet er større enn sparte straumkostnadar. Desse to figurane inkluderer eit batteribytte i løpet av 25 år.

6.4.4 Diskusjon: 1 MWp solkraftanlegg

Å byggje 1 MWp solkraftanlegg vil krevje store areal, men vil være mogleg på Tanberghøgda. Ved å utnytte same skråning som planlagd for anlegget på 500 kWp maksimalt kan det være plass til opptil 200-300 kWp høgre effekt enn planlagd [9]. Dette vil gå på bekostning av biologisk mangfald i skråninga, samtidig som det blir lite eigna i kombinasjon med beiteområde for husdyr. Samtidig vil det føre til skygging som reduserer 'bifacial' effekt. For å oppnå 1 MWp ved Tanberghøgda vil det i tillegg til dette sannsynlegvis utnyttast alternative områder for omtrent 250 kWp. Desse områda er mindre optimale, med tanke på plassering og solinnstråling, og vil derfor være noko mindre effektive. Alternativt kan ein installere solkraft taket av bustadane. Dette kan derimot gå på bekostning av utbyggjars ynskjer i forbindelse med arkitektonisk utforming, og er derfor ikkje vurdert i stor grad i av COWI [9][86]. Samtidig førar auka effekt for solkraftanlegget til utfordringar for deling av elektrisk energi, sidan anlegget vil være større enn tillate, basert på forslaget frå RME presentert i kapittel 2.6.5 *Deling av lokal fornybar energi*. Dersom ein alternativ plassering for delar av anlegget blir på eit annan gards- og bruksnummer vil ein dermed ikkje kunne dele energien optimalt på tvers av alle bustadane, men bli avgrensa av eigedomsgrensene.

1 MWp solkraft førar som resultata visar til mange periodar der produksjonen er høgre enn forbruket, og utan batteri går under halvparten av produsert energi til eiga forbruk. Dette indikerer at eit solkraftanlegg på denne størrelsen er overdimensjonert i forhold til forbruket. Dette reflekterast og av figur 6.32 med mykje straum levert til nettet mellom kl. 10.00 og 16.00. Det mest optimale vil derfor enten være bygging av fleire bustadar, eit større batteri, eller å flytte forbruk til tida solenergien produserast. Dette kan enklast gjerast gjennom smart elbillading.

Solkraftanlegget i seg sjølv, utan batteri, sparar Tanberghøgda for store straumkostnadar. Samanliknar ein figur 6.35, straumkostnadane med 1 MWp solkraft, med figur 6.18, straumkostnadane med 500 kWp, ser ein at kostnadane er redusert med heile 300 000 kroner per år. Investeringskostnaden for solkraftanlegget er 10 NOK/Wp, med utgangspunkt i COWI's høgste anslag jamfør kapittel 4.1 *Solkraft på Tanberghøgda*. Eit raskt overslag gir her meirkostnad på 5 millionar kroner ved doubling av solkraftanlegget. Med utgangspunkt i 300 000 kroner i sparte straumkostnadar, gir dette nedbetalingstid på 16,6 år. Dette utan å ta høgde for kostnadar som renter og liknande. Sidan levetida for solkraftanlegget er forventa å være minst tretti år, er det

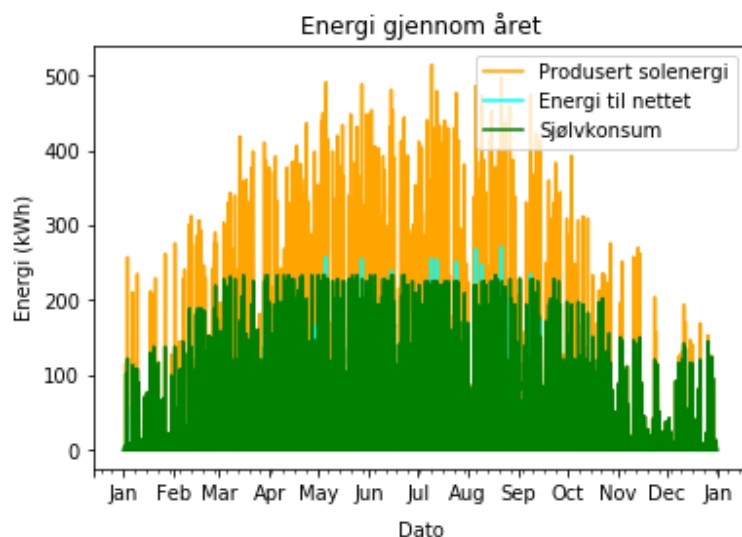
anteke å likevel å gjere opp for dei ekstra investeringskostnaden, og eit 1 MWp solkraftanlegg er lønsamt i seg sjølv.

Når det gjeldt batteriets påverknad frå eit 1 MWp solkraftanlegg ser ein i figur 6.31 at batteriet på 1 MWh vil driftast så godt som kontinuerleg ved maksimal SoC, avgrensa av 85% SoC. Dette gjeldt både på sumar og vinterhalvåret. Høg energiproduksjon i forhold til forbruk førar til at batteriet gjennomfører svært mange ladesyklusar, og får derfor redusert levetid. Ei levetid på 19 år og 3002 syklusar er høvesvis 4 år kortare og 650 syklusar fleire for batteriet, samanlikna med batterisystemet og solkraftanlegget anbefalt av COWI.

Av situasjonane drøfta her er det for 1 MWp solkraft det er mest lønsamt med batteri, men det er samtidig her batteriet degraderast i størst grad.

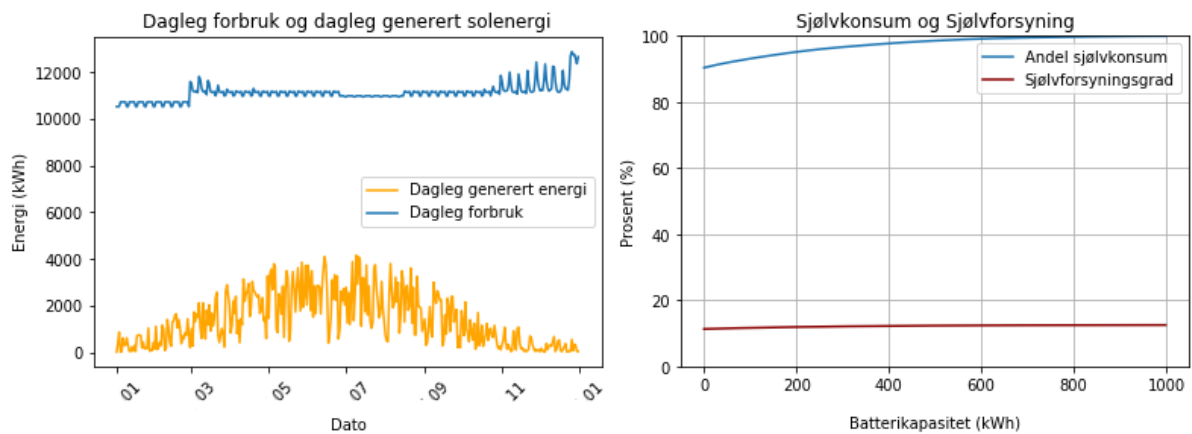
6.4.5 Scenario 3: Dobbel last, 1200 bustadar

Ved å byggje dobbelt så mange bustadar aukar forbruket av elektrisitet. Figur 6.37 visar tmesverdiar for produsert solenergi i forhold til sjølvkonsum og energien som må sendast tilbake til nettet. For denne situasjonen blir lite av den produserte energien sendt til nettet, samanlikna med utgangspunktet i figur 6.3.



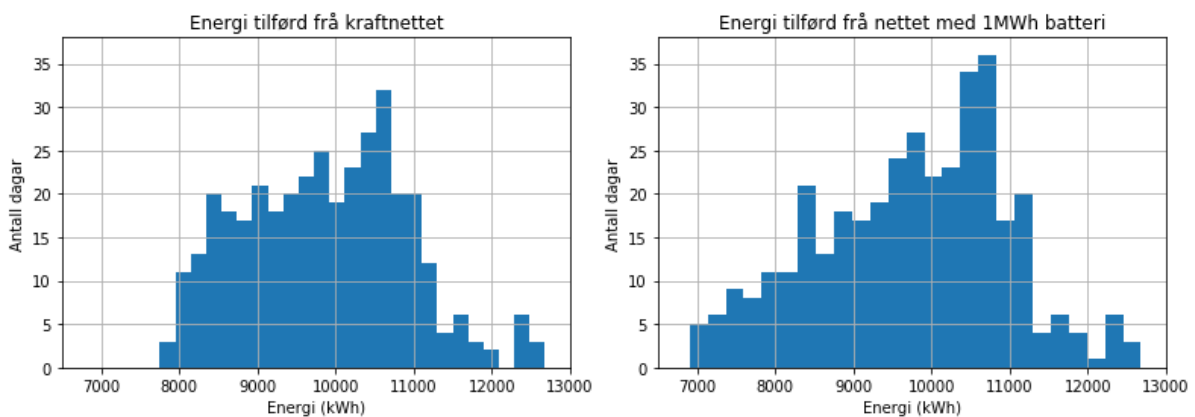
Figur 6.37: Produsert solenergi, energi levert til kraftnettet og sjølvkonsum av solenergi med omtrent 1200 bustadar. Figuren er basert på timesverdiar.

Det totale daglege elektrisitetsforbruket, for alle bustadane, er for denne situasjonen omtrent 11 000 til 12 000 kWh, som ein ser til venstre i 6.38. Solkraftanlegget har som før 500 kWp. Med 1200 bustadar er andelen sjølvkonsum auka i stor grad. Ein ser i grafen til høgre at ein oppnår over 90% sjølvkonsum utan batteri. Med batterikapasitet på omtrent 600 kWh vil ein oppnå heile 98% sjølvkonsum. Sjølvforsyningsgraden blir derimot tilnærma upåverka av eit batteri, på grunn av høgt energiforbruk.



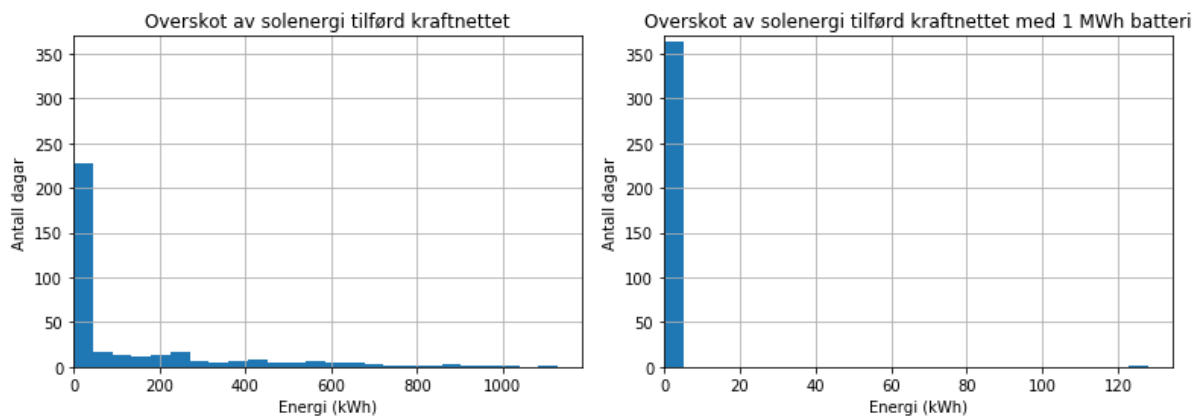
Figur 6.38: Til venstre ser ein dagleg summert elektrisitetsforbruk og dagleg produksjon av solenergi, gjennom eit år. Til høgre ser ein andelen sjølvsoksum og sjølvforsyningsgrad ein oppnår med eit batteri på opptil 1 MWh kapasitet. Heile 98% av solenergien går til eiga forbruk allereie med eit batteri på 600 kWh.

Auka antal bustadar førar til større energibehov samanlikna med andre situasjonar. Eit batteri påverkar likevel framleis energiflyten. Figur 6.39 visar endring i elektrisk energi levert frå kraftnettet med og utan 1 MWh batteri. Batteriet påverkar situasjonen lite, men førar til at omtrent 40 dagar har energibehov under 8000 kWh.



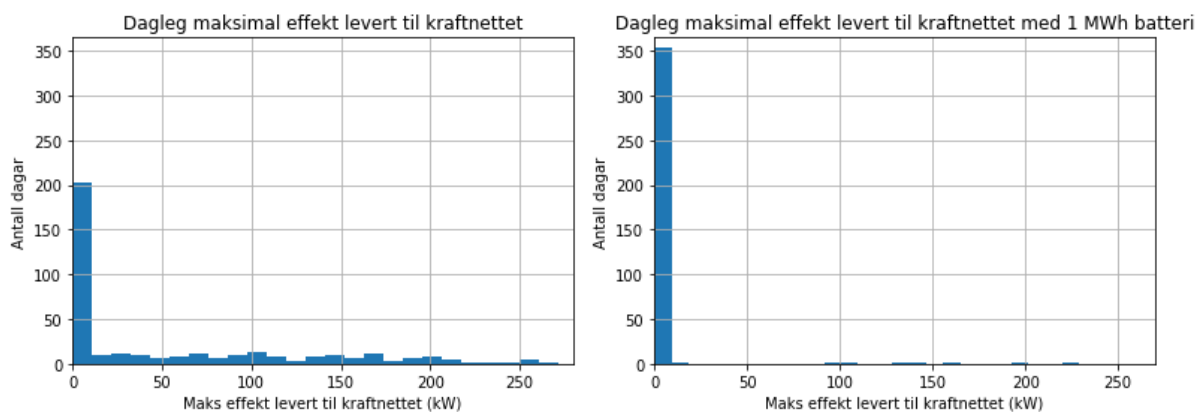
Figur 6.39: Behovet for tilførd elektrisitet frå nettet utan batteri til venstre, og med 1 MWh batteri til høgre, med 1200 bustadar. Dette reduserer elektrisitetsbehovet for omtrent 40 dagar til under 8000 kWh.

Enklare er det å sjå påverknaden av eit batteri i 6.40. Her ser ein at tilnærma all produsert solenergi går til eiga forbruk på Tanberghøgda, dersom ein har eit batteri på 1 MWh. Unntaket er to til tre dagar med eit overskot på 130 kWh.



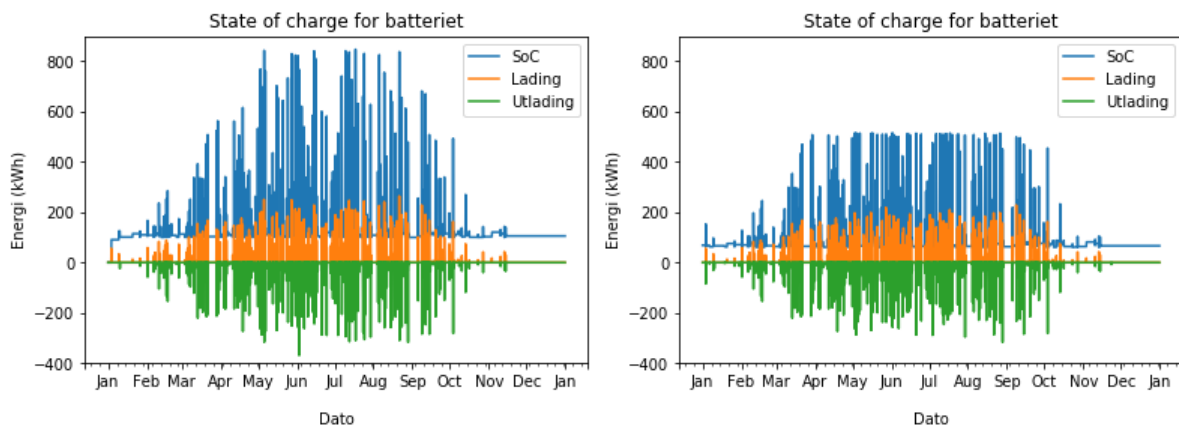
Figur 6.40: Overskot av produsert solenergi levert til kraftnettet utan batteri til venstre og med batteri på 1 MWh til høgre. Med batteri går omtrent all produsert solenergi til eiga forbruk.

Med 1200 bustadar er maksimal dagleg levert effekt lågare enn i utgangspunktet med 600 planlagde bustadar. Maksimal levert effekt frå solkraftanlegget i løpet av eit år er 270 til 280 kW. Med batteri blir dette redusert til omtrent 230 kW. Dette ser ein i til høgre i figur 6.41. Til samanlikning var levert effekt for bustadfeltet med 600 bustadar på omtrent 375 kW.



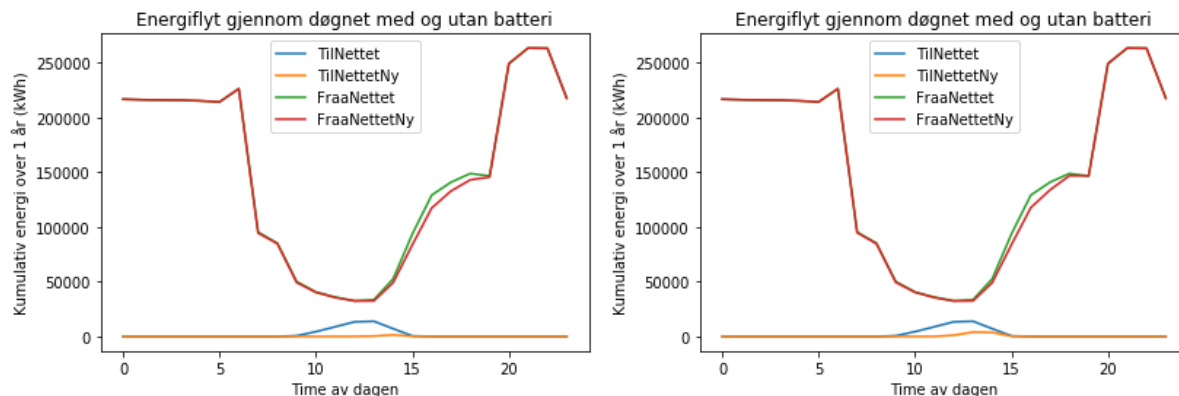
Figur 6.41: Figuren visar dagleg maksimal effekt levert til kraftnettet med 1200 bustadar. Til venstre ser ein resultatet utan batteri og til høgre resultatet med batteri med kapasitet på 1 MWh. Maksimal effekt levert i løpet av eit år blir som ein ser redusert som følgjer av eit batteri, og er rundt 230kW.

SoC i løpet av eit år, for eit nytt batteri på 1 MWh ser ein til venstre i figur 6.42. Batteriet når som ein ser sjeldan maksimal SoC, sidan store delar av den genererte solenergien går til forbruk. Til høgre ser ein SoC siste året i drift, ved EoL etter 30 år.



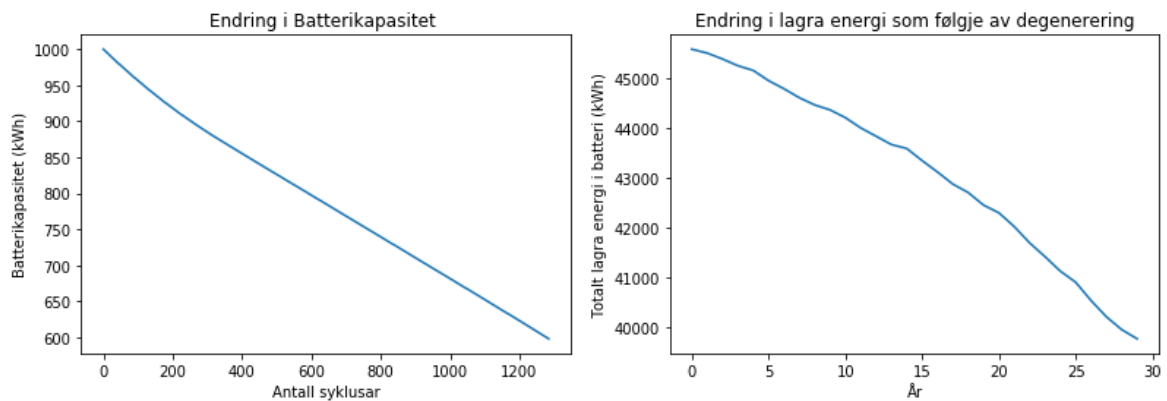
Figur 6.42: SoC for batteri med 1 MWh kapasitet med omtrent 1200 bustadar. Stort forbruk førar til at batteriet ofte har mykje ledig kapasitet. Til venstre er batteriets fyrste år i drift, og til høgre ved EoL, år tretti.

Figur 6.43 visar tilhøyrande energiflyt for kvar time i eit døgn, summert gjennom året. For eit nytt batteri, til venstre, er den gule streken tilnærma flat. Dette visar at heile energioverskotet no går til batteriet. Til høgre, ved EoL, ser ein at batteriet framleis klarar å lagre omtrent all solenergien.



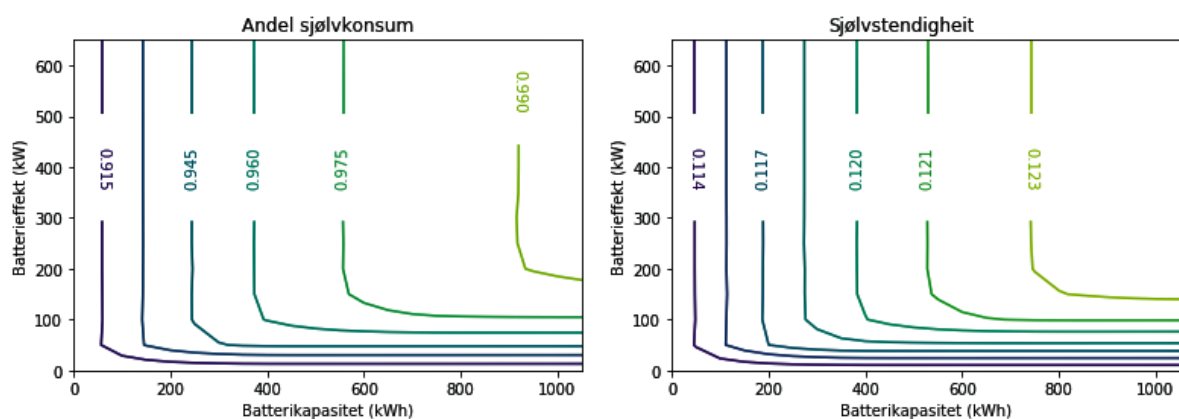
Figur 6.43: Endring i energiflyt med 1 MWh batteri og 1200 bustadar. Til venstre er den elektriske energiflyten fyrste år i drift, og til høgre ser ein batteriet siste år før EoL, med redusert kapasitet som følgjer av degradering. For begge tilfella lagrar batteriet mesteparten av energien som opprinneleg vart levert til kraftnettet.

Det er estimert at batteriet på 1 MWh i løpet av 30 år gjennomfører 1285 syklusar. Dette tilsvarar lagring av 1 294 MWh energi. Til venstre i figur 6.44 ser ein total degradering i forhold til antal syklusar. Syklusdegraderinga står i denne situasjonen for 10%, mens heile 30% skuldast degradering over tid. Til høgre ser ein tilsvarende reduksjon i total årleg lagra energi, som i løpet av levetida reduserast med 6000 kWh. Dette tilsvarar 13% reduksjon i årleg lagra energi.



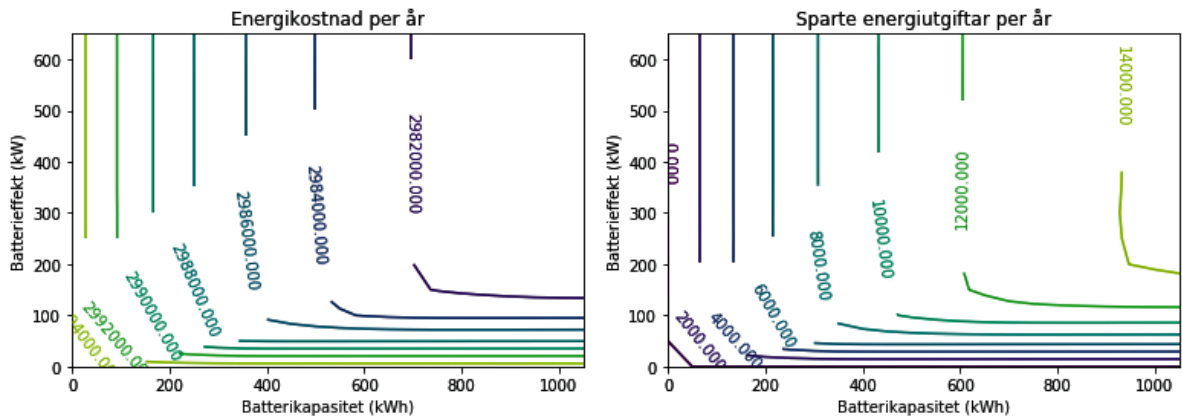
Figur 6.44: Degradering av 1 MWh batteri med 1200 bustadar utbygd. Til venstre ser ein total degradering i forhold til antal syklusar. Til høgre ser ein årleg lagra energi, som totalt redusert med 13% på grunn av degradering.

Ved å auke antal bustadar aukar totalforbruket av elektrisitet. Dette førar til at bustadfeltet aukar andelen sjølvkonsum utan batteri, men desto meir med batteri. Med batteri på 1 MWh og 1 MW oppnår ein heile 99% sjølvkonsum som figur 6.45 visar til venstre. Dette tilsvarar sjølvforsyningsgrad på 12,3%. Batteriet aukar dermed andelen sjølvkonsum og sjølvforsyningsgraden med omtrent 8% og 1%.



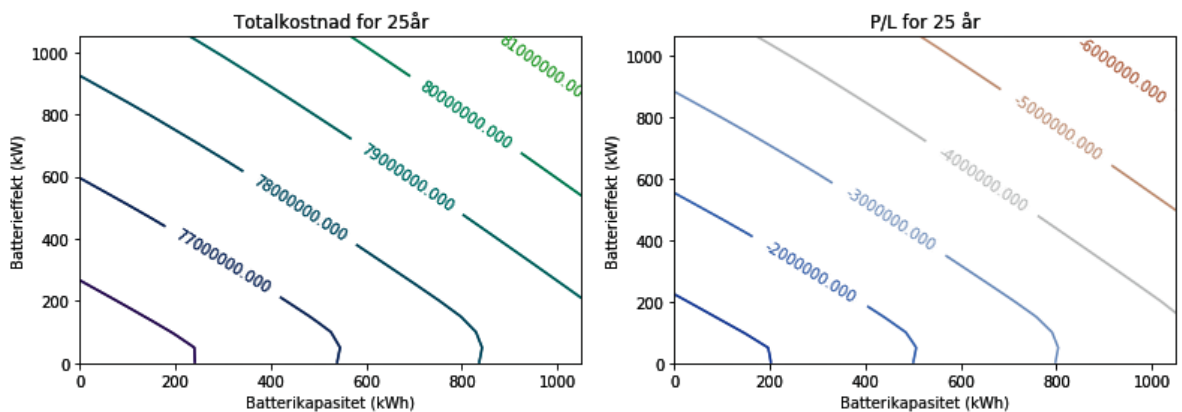
Figur 6.45: Fiuren visar korleis ulike batteristørrelser endrar sjølvkonsum og sjølvforsyning med 1200 bustadar. Eit batteri på 1 MWh oppnår heile 99% sjølvkonsum, som ein ser til venstre, og sjølvforsyningsgrad på 12,3%, som ein ser til høgre.

Dei årlege straumkostnadane er høge sidan det her er tatt høgde for fleire bustadar. Dette ser ein til venstre i figur 6.46. I dette scenarionet sparar Tanberghøgda 14 000 kroner i energikostnadar med eit batteri på 1 MWh.



Figur 6.46: Med dobbelt antal bustadar, omtrent 1200, er årlege straumkostnadar høge, som ein ser til venstre i figuren. Til høgre ser ein sparte straumkostnadar som følgje av batteri, der dei sparte kostnadane per år er på maksimalt på 14 000 kroner.

Som for dei føregåande situasjonane er lønsemda i løpet av 25 år negativ, her med omtrent 6 millionar kroner, som vist under, til høgre i figur 6.47. På bakgrunn av dei årlege straumkostnadane er ein til venstre at og dei totale kostnadane i løpet av 25 år blir høge.



Figur 6.47: Til venstre ser ein endring i totalkostnadar over 25 år, for ulike batteristørrelsar med omtrent 1200 bustadar. Til høgre ser ein tilsvarende den totale lønsemda for ei batteriinvestering. Den er negativ, som betyr at kostnadane for batteriet er større enn sparte elektrisetskostnadar. Desse to figurane inkluderer eit batteribytte i løpet av 25 år.

6.4.6 Diskusjon: Utbygging av 1200 bustadar

Dersom ein vel å byggje ut fleire bustadar kan dette gjerast på fleire måtar. Ein kan byggje større blokker over fleire etasjar og eventuelt byggje arealeffektive blokker heller enn einebustadar og rekkjehus. Dette er derimot ikkje særleg anbefalt eller aktuelt då det går på bekostning av arkitektur, bumiljø og kan gjere Tanberghøgda mindre attraktivt som bustad. Eit annan alternativ kan være å byggje ut nærliggande områder, eller å tillate nærliggjande bustadfelt, for eksempel Tanberglia, til å kople seg til batteri og solkraftsystemet som vil tilsvare større utbygging. I praksis førar dette igjen med seg avgrensingar i forhold til deling av lokalproduisert energi, sidan dette, basert på RME's forslag, må skje innanfor same gards- og bruksnummer.

Dersom dette likevel skulle være aktuelt vil forbruket ligge omtrent tre gongar så høgt som den maksimale daglege energiproduksjonen frå solkraftanlegget, som resultatata visar. Samtidig

ser ein at Tanberghøgda allereie vil ha sjølvkonsum på omtrent 90% av den produserte solenergien. Bustadfeltets allereie høge andel sjølvkonsum førar til at batteriet ikkje utnyttast til det maksimale, og ofte driftast godt under det maksimale, 85% SoC. Kun gjennom smart forbruk og flytting av forbruk kan ein utnytte den resterande elektriske energien. Dette gjer batteri til ein mindre aktuell løysing, og Fordelen er at batteriet framleis presterer godt når det blir eldre og degraderast.

Den tentative situasjonen, med dobbelt antal bustadar, er den situasjonen som førar til lengst levetid for batteriet. Batteriet fungerer i heile 30 år før det når EoL. Dette kjem av at det for denne situasjonen gjennomfører omtrent 1000 syklusar færre, enn det batteriet er estimert til slik Tanberghøgda faktisk er planlagd. Ettersom batteriet fullfører færre syklusar, lagrar det og mindre energi totalt. Det førar dermed til at batteriet i denne situasjonen er mindre lønsamt. Dette blir i nokon grad kompensert for av den forlenga forventa levetida. Med 1200 bustadar konkluderast det derfor med at eit batterisystem, for lagring av solenergi framleis er anbefalt, men batterikapasiteten treng nødvendigvis ikkje være på 1 MWh, sidan resultatata her visar at det då er overdimensjonert i forhold til solkraftproduksjon og lastprofil. Med tanke på bidrag i fleksibilitetsmarknad bør effekten på batteriet derfor framleis være på 1 MW. Eit batteri på 500 kWh kan då redusere investeringskostnaden, men er framleis tilstrekkeleg til både FFR og eventuelt FCR.

6.5 Oppsummerte resultat

Under, i tabell 6.2, ser ein oppsummerte resultat for batteriparametrane, for alle scenario modellen har berekna. Vidare visar tabell 6.3 oppsummerte resultat for sjølvkonsum og lønsemd med eit batteri.

Batteriparametrar:

Tabell 6.2: Oppsummerte resultat for batteriets påverknad i ulike scenario, med mest detaljar om SoH 60%. Visar resultat for både dobbel last, dobbel effekt for solkraftanlegg og dobbel batterikapasitet, samt anbefalte spesifikasjonar frå COWI.

Parameter	Anbefalt scenario, av COWI	Dobbel batterikapasitet: 2 MWh	Dobbel effekt solkraft: 1 MWp	Dobbel last: 1200 bustadar
Antal syklusar 1. driftsår	114	77	174	45
Antal år til SoH 80%	10 år	12 år	8 år	14 år
Antal syklusar totalt, SoH 80%	1108	908	1362	621
Antal år til SoH 60%	23 år	26 år	19 år	30 år
Antal syklusar siste år, SoH 60%	91	67	138	39
Antal syklusar totalt, SoH 60%	2379	1893	3002	1285
Total mengd lagra energi, SoH 60%	2367 MWh	3791 MWh	2976 MWh	1294 MWh
Total reduksjon i årleg lagra energi	22%	13,5%	23%	13%

Sjølvsølvkonsum og lønsemd:

Tabell 6.3: Oppsummerte resultat for endring i sjølvsølvkonsum og lønsemd i forbindelse med batteri. Visar resultat for både dobbel last, dobbel effekt for solkraftanlegget og dobbel batterikapasitet.

Parameter	Anbefalt scenario av COWI	Dobbel effekt solkraft	Dobbel last
Sjølvsølvkonsum utan batteri	68%	43%	90%
Sjølvsølvkonsum med 1 MWh batteri	90%	60%	99%
Sjølvsølvforsyning utan batteri	17%	22%	11%
Sjølvsølvforsyning med 1 MWh batteri	22%	30%	12%
Årleg elektrisitetskostnad	1 280 000 NOK	940 000 NOK	2 982 000 NOK
Årleg sparte elektrisitetskostnadar	35 000 NOK	50 000 NOK	14 000 NOK
Totalkostnad 25 år	38 500 000 NOK	30 000 000 NOK	81 000 000 NOK
Forteneste 25 år	-5 500 000 NOK	-5 200 000 NOK	-6 000 000 NOK

6.6 Generell diskusjon

6.6.1 Samanlikning av scenarioa

Dei ulike alternative situasjonane, med 2 MWh batteri, 1 MWp solkraft og 1200 bustadar påverkar batteriet i stor grad i forhold til utgangspunktet. Dei oppsummerte resultatane både for batteri og lønsemd er samla over i tabell 6.2 og 6.3. I vedlegg C *Samanlikning av konturplott* kan ein om ynskjeleg på eigahand samanlikne konturplotta for kvart enkelt scenario, på bakgrunn av diskusjonen under.

Eit batteri påverkar sjølvkonsum minst i situasjonen med fleire bustadar. Det store antalet bustadar, og derav høge energiforbruket førar til lite overskot av solenergi, som igjen førar til avgrensa påverknad frå eit batteri. På den andre sida aukar andelen sjølvkonsum for Tanberghøgda slik det er planlagt, med 600 bustadar, 500 kWp solkraft og batteri med 1 MWh kapasitet og 1 MW effekt. Her utnyttast batteriets kapasitet mest optimalt. Dersom ein doblar solkraftanleggets størrelse førar det til at batteriet forholdsvis blir for lite, og dermed ikkje klarar å auke andelen sjølvkonsum i full grad. Det er likevel i dette tilfellet Tanberghøgda hadde vore mest sjølvforsynt, med 30% av forbruket frå eiga lokalproduert energi.

Ved å doble solkraftanleggets effekt reduserast dei årlege straumkostnadane med litt over 300 000 kroner, utan batteri. Med batteri sparar ein desto meir, sidan batteriet reduserer årlege kostnader med 50 000 kroner for kraftanlegget på 1 MWp, mot 35 000 kroner ved 500 kWp solkraft. For desse to situasjonane er lagring av solenergi eit viktig aspekt, og krev eit stort batteri. Ved å samanlikne desse situasjonane ser ein at 500 kWp solkraft og eit batteri på 1 MWh gir same sjølvforsyningsgrad som 1 MWp solkraft utan batteri, 22%. Ved dobla antal bustadar er det derimot ikkje nødvendig med eit batteri på denne størrelsen. Straumkostnadane reduserast med 14 000 kroner, og dersom ein reduserer batterikapasiteten til 500 kWh sparar ein framleis litt over 10 000 kroner per år. Ein stor innsparing i batterikapasitet førar til forholdsvis liten endring i sparte elektrisitetskostnader, for dette tilfellet.

Totalkostnadane blir på sin side lågast i tilfellet med 1 MWp solkraftanlegg. Dette inkluderer kun batteri og straumkostnader, og det er ikkje tatt høgd for kostnaden for sjølve solkraftverket, som vil være eit viktig aspekt. Dette er allereie antatt å være lønsamt i seg sjølv, jamfør kapittel 6.4.4 *Diskusjon: 1 MWp solkraftanlegg*, med nedbetalingstida for kostnadane med eit større solkraftanlegg på rundt 17 år. Ingen av tilfella vil være lønsame kun med tanke på lagring av solenergi, med negative resultat mellom 5 og 6 millionar kroner. Altså er ein avhengig av å bidra i fleksibilitetsmarknad, særst FFR, for å gjere for ei batteriinvestering på Tanberghøgda økonomisk lønsamt.

Estimert levetid for batteriet i dei ulike situasjonane ligg og omtrent i same område, med endring på tre til fire år i forhold til utgangspunktet for prosjektet. Scenarioet for utbygging av fleire bustadar skil seg mest ut, med heile 30 års estimert levetid. Dette indikerer at batteriet ikkje er like aktivt som elles, sidan det er lite behov for lagring av solenergi. Her utgjer degradering som følgjer av antal syklusar minst andel og er på 10%. For scenarioet med 1 MWp solkraft er det derimot motsett. Dette tilfellet gir kortast estimert levetid, på 19 år. I den samanheng gjennomførast flest syklusar, og degraderinga som følgje av dette er 21%.

6.6.2 Gamle elbilbatteri

Å bruke gamle elbilbatteri vil på sin side styrke ein sirkulær økonomi, gjennom meir berekraftig forbruk og betre materialutnytting av allereie framstilte material. Her er potensialet enormt, ettersom det er venta eit massivt tilbod av brukte elbilbatteri i dei næraste åra, men det avhenger av at prisen blir låg nok. Dersom ein opprettar støtteordningar for bruk av slike

batteri framfor nye, for eksempel gjennom ENOVA eller Innovasjon Norge som for solkraft, kan det gje sterke insentiv for sluttbrukarar til å velje gamle batteri. Ikkje berre blir det gjennom slike støtteordningar raskt økonomisk lønsamt for sluttbrukar, men det vil og være eit godt miljøbidrag innan batteriindustrien. Samtidig reduserer ein behovet for utvinning av jomfruelege material, og reduserer dermed trykket i verdikjeda på grunn av aukande behov for LIB.

6.6.3 Solkraftanlegg i sameige

Dagens regulering legg avgrensingar på innmata effekt frå solkraftanlegg for private forbrukarar, slik som beskrive i *2.6.4 Plusskundeordninga*. For einebustadar som er plusskundar er denne satt til 100 kW før konsesjon krevst. Dette sett avgrensingar, og gir lite insentiv, for investering i solkraft for burettslag og sameige. For sameige kan være lønsamt med langt større anlegg, sidan den elektriske energien skal delast på fleire sluttbrukarar og det totale energiforbruket for alle desse bustadane er stort.

Den nye modellen legg til grunn at alle tilkoplingspunkt må være innanfor same eigendom for å kunne dele opptil 500 kW. Her er altså avgrensande faktor maksimal installert effekt på 500 kWp, og ikkje maksimal innmata effekt til kraftnettet, jamfør kapittel *2.6.5 Deling av lokal fornybar energi*. For Tanberghøgda er det lagt opp til 500 kWp, for å være innanfor desse reguleringskrava for deling av elektrisk energi. Det er likevel verdt å merke seg at det både hadde vore lønsamt og mogleg med tanke på areal, å byggje ut meir solkraft ved Tanberghøgda. Dette er enn så lenge planlagd til seinare fasar av prosjektet, men dei mest optimale løysingane kan etter dagens forslag bli avgrensa av forskrifter og reguleringar. For Tanberghøgdas vidare utbygging av både bustadar og solkraftanlegg, må dette isåfall bli prosjektert under eit annan bruksnummer. Dette førar til at ein i staden for å dele solenergien mellom alle bustader optimalt, blir avgrensa av eigedomsgrenser og at kvart solkraftanlegg kan dele opptil 500 kW, med bustadane innanfor same eigendom. Dette på tross av at alle bustadane vil ligge under same sameige og frå same utbyggjar.

Ved å heller avgrense på innamta effekt for sameige, på lik line med einebustadar, kan dette gje raskare utbygging av fornybar energi. Med eit slikt regelverk kunne Tanberghøgda installert større effekt enn 500 kWp, sidan store delar av den produserte solenergien vil gå til eiga forbruk og til opplading av batteriet. Som presentert i oppgåva er det her estimert at det på det meste, i løpet av eit år, blir levert i underkant av 400 kW til kraftnettet, både med og utan batteri, jamfør kapittel *6.2 Batteri Tanberghøgda*. Med same reglar som dagens plusskundeordning, men med grense på 500 kW levert effekt for sameige, vil altså solkraftanlegget på Tanberghøgda kunne være omtrent 20 til 25% større utan å på noko tidspunkt levere over 500 kW til kraftnettet. Dette utan å ta høgde for smartlading av elbilar, som vil redusere dette ytterlegare. Med større batteri eller fleire utbygde bustadar er det og estimert i denne oppgåva at maksimal levert effekt frå eit 500 kWp solkraftanlegg ved Tanberghøgda enkelt kan reduserast heilt ned til 300 kW.

Eit alternativ til slik løysing kan være eit større tak på delbar effekt, samt ei avgrensing avhengig av forholdet mellom antal tilkopla bustadar i sameiget og effekten på solkraftanlegget installert. Til fleire bustadar sameiget består av, som er tilknytt solkraftanlegget, til større kan effekten på solkraftanlegget være, og til meir solenergi kan delast, opp til ein øvre grense.

Tyskland har kome markant lenger i utbygging av solenergi, med solenergi som ein viktig del av landets kraftproduksjon. Solkraft er i nokre av storbyane installert på nesten halvparten av alle tak på nybygg [94]. Ein årsak til dette er innmatingstariffen, forklart i kapittel *2.6.6 Solenergi i Tyskland*, som har gjort det svært lønsamt å installere solkraft. På tross av ei større utbygging av solkraft enn i Noreg, ser ein at dei framleis tillèt høgere effekt, på opptil 750 kWp mot 500 kWp, før det krevst konsesjon. Med blant anna dette som grunnlag kan det argumenterast for

at ein i fyrste omgang burde sette ein høgre grense for deling av solkraft, for stader som Tanberghøgda i Noreg, for å sette fart på utbygging av fornybar energi, med fokus på solenergi, i Noreg. Den øvre grensa for installert effekt kan så revurderast jamleg i åra framover, basert på andelen utbygd solkraft i Noreg.

6.6.4 Gjeninnkoplingseffekt med elbilar og batteri

Ein siste fordel med batteri ved Tanberghøgda, som drøftast i denne oppgåva, er potensialet for å dempe gjeninnkoplingseffekten, som er forklart i kapittel 2.3.3 *Gjeninnkoplingseffekt*. Kjelder med potensiale som fleksibilitetsbidrag ved Tanberghøgda, utover batteriet, er i hovudsak elbilar. Når desse står til lading kan dei både ladast opp, eller i framtida ut med V2G, avhengig av kraftsystemets behov. Sidan sluttbrukarar på eit tidspunkt vil være avhengig av oppladd elbil må desse dermed avstå som fleksibilitetsbidrag og ladast opp. Dette belastar så nettet i ulik grad avhengig av antal bilar som må ladast opp på same tid. Batteriet kan, dersom ikkje allereie aktivt som fleksibilitet, dermed bidra med tilføre energien som trengs til dette, og motverke gjeninnkoplingseffekten som kan oppstå frå eit stort antal elbilar som ladar på same tid. Det same gjeldt for fleksibilitetsbidrag andre stader lokalt i nettet, for eksempel industri eller næringsbygg i Hønefoss. Dersom fleksibilitetsbidrag frå desse skapar ein gjeninnkoplingseffekt kan batteriet på Tanberghøgda bidra med å dempe denne. Dette er eit eksempel på lokal fleksibilitet batteriet kan bidra med, og som dermed kan gje fordelar for distribusjonsnettet og nettoperatoren i forbindelse med Tanberghøgda.

Andre eksempel på lokal fleksibilitet ved bruk av batteri, er relatert til parametrane presentert i kapittel 2.1.3 *Spenningskvalitet*, eksempelvis som spenningsstøtte i rurale kraftnett. Via omformaren i batterisystemet kan det og bidra med reaktiv effektkompensering, som reduserer tap i nettet, og fasebalansering for spenning. Sidan det er omformaren som er bidragsytaren for desse bidraga, reduserast derfor ikkje kapasiteten til batteriet [95]. Dette går dermed ikkje utover batteriets evne til lagre solenergi i særleg grad.

6.6.5 Overførbarheit til andre prosjekt

Denne oppgåva er utarbeida med utgangspunkt i Tanberghøgda, men modellen og berekningane her vil fungere like bra for andre samanliknbare prosjekt og situasjonar. Dersom lastprofil og solkraftproduksjon er tilgjengeleg kan modellen enkelt illustrere korleis eit batteri vil påverke systemet, eksempelvis for andre bustadfelt, nærings- eller industribygg eller einestadar. Modellen fungerer både med timesdata, 15-minuttsdata eller annan oppløysing, men vil gje meir nøyaktige resultat med data over korte intervall. På same måte kan modellen illustrere systemet over eit år, ein månad eller ynskjeleg periode. Batterikapasitet og effekt kan enkelt definerast i samsvar med kvart tilfelle, og ein kan endre straumprisen for å simulere industrispesifikke avtalar, fastpris, eller prisprognosar for andre land.

7 Konklusjon

7.1 Konklusjon

Hovudføremålet med denne oppgåva er å undersøkje potensialet for batterisystem i eit bustadfelt, i samanheng med solkraft (**H1**). Utgangspunktet er Tanberghøgda med omtrent 600 planlagde bustadar, 500 kWp solkraft og batteri på 1 MWh og 1MW. Dette gjennom ein utarbeida batterimodell, som simulerer batteriets drift og blant anna bereknar estimert auka sjølvkonsum og sjølvforsyningsgrad som følgje av batteriet.

For Tanberghøgda visar desse berekningane at bustadfeltet vil være sjølvforsynt med 22% av det totale elektrisitetsbehovet. Dette er ein auke på omtrent 5 prosentpoeng som følgjer av batteriet. Samtidig bidrar batteriet til at heile 90% av den produserte solenergien går til sjølvkonsum. Dette er over 20 prosentpoeng meir enn for bustadfeltet utan batteri.

Batteriets påverknad som følgjer av dette er tatt høgde for gjennom estimert degradering og forventa levetid (**U1**). Ved EoL for batteriet ved 60% av nominell kapasitet estimerer modellen levetida til så mykje som 23 år. I løpet av denne tida er det estimert 2379 fullstendige syklusar. Batteriet er, basert på dette, forventa å degradere 17% som følgje av gjennomførde syklusar, og 23% som følgje av alder.

For å undersøkje potensialet utover lagring av solenergi er økonomisk lønsemd for batteriet vurdert, over ein periode på 25 år (**U2**). Her estimerast eit negativt resultat, for batteriinvesteringa, på 5,5 millionar kroner. Dette baserer seg på totale batterikostnader, med eit batteribytte, og estimerte sparte straumkostnader. Ser ein kun på kvart enkelt batteris forventa levetid, utan batteribytte, er resultatet estimert til minus 2,9 millionar. Ei batteriinvestering kun for lagring av solenergi er derfor ikkje lønsamt.

Sidan batteri er svært aktuelle som fleksibilitetsbidrag, spesielt FFR, er og dette vurdert (**U3**). Basert på marknadsdata frå 2021 og 2022 gir dette potensielt inntekt på omtrent 4,5 millionar kroner gjennom batteriets levetid. Dette gir netto fortjeneste på 1,6 millionar kroner. Sidan FFR har svært kort varigheit, og krev svært lite energi, er det forventa at dette påverkar batteriets levetid og evne til å lagre solenergi i svært liten grad. Konklusjonen er basert på dette at batteri er økonomisk lønsamt, forutsatt deltaking i fleksibilitetsmarknad.

For å undersøkje korleis endringar påverkar resultata er ulike scenario simulert (**U4**). Desse er 2 MWh batteri, 1 MWp solkraft og dobla lastprofil, tilsvarande 1200 bustadar. Kort oppsummert er eit 2 MWh batteri svært overdimensjonert i forhold til resten av systemet. Auka sjølvkonsum på 9 prosentpoeng gjer ikkje opp for den høge investeringskostnaden. Samtidig forlengast forventa levetid med 3 år, til 26 år, men heller ikkje dette veg opp for den auka kostnaden.

Å auke solkraftanlegget til 1 MWp gir derimot større utslag. I dette tilfellet er sjølvforsyningsgraden til Tanberghøgda estimert til 22% utan batteri og 30% med batteri. Samtidig førar det til at ein oppnår 60% sjølvkonsum, og leverer mykje elektrisitet tilbake til nettet. Batteriets levetid reduserast som følgjer av fleire opp og utladningssyklusar, og er estimert til 19 år. Vidare er for øvrig dei sparte straumkostnadane er estimert til 300 000 kroner per år i forhold til situasjonen med 500 kWp solkraft. Dette førar til nedbetalingstid på 17 år for meirkostnaden av å utvide solkraftanlegget, noko som potensielt gjer det svært attraktivt, men dette er svært avhengig av framtidig straumpris.

Dersom ein byggjer fleire bustadar reduserast behovet for batteri. Tanberghøgda oppnår då heile 90% sjølvkonsum, utan batteri. Ei batteriinvestering med tanke på lagring av solenergi, for å oppnå 99% sjølvkonsum, er vurdert til ikkje å være lønsamt, og dette kan ein enklare

oppnå ved smart forbruk og smart styring av elbillading. Dette reflekterast og av at batteriet kun aukar sjølvforsyningsgraden med 11%, til 12%. Fordelane er at batteriets levetid er estimert til heile 30 år, som kjem av få syklusar for batteriet. Dersom batteri likevel er ynskjeleg for eit slikt bustadfelt, er mindre kapasitet anbefalt. Dette reduserer investeringskostnaden, men gir framleis moglegheit til å bidra i fleksibilitetsmarknad.

Oppsummert illustrerer oppgåva at eit batteri i forbindelse med solkraft i eit bustadfelt er lønsamt og anbefalt, dersom det kan kombinerast med alternativ bruk, her med fokus på bidrag i fleksibilitetsmarknad.

7.2 Vidare arbeid

Potensialet for batterisystem i kraftsystemet både for bustadfelt, nettoperatørar og som investering for tredjepartar er svært aktuelt i dagens samfunn. I den forbindelse kan det være givande å utbetre denne modellen og analysen på fleire punkt, for betre nøyaktigheit for resultata. Resultata frå denne oppgåva baserer seg på simulerte timesverdiar for forbruk og produksjon, og gir med den eit grovt estimert resultat. For betre estimerte resultat burde datagrunnlaget være basert på faktiske historiske verdiar. Vidare burde og oppløysinga på desse være høgare, med intervall på for eksempel 15 minutt, sidan dette er planlagt innført i balansemarknaden for straum i mai 2023 [96].

Fleksibilitet som FFR har eit lite energibehov og estimatet i denne oppgåva, som ikkje tar høgde for degradering eller endring i batteriets SoC, fungerer derfor godt. Likevel vil det være nyttig å inkludere bidrag i fleksibilitetsmarknader i modellen, spesielt for bidrag som krev meir av batteriet, for eksempel FCR. Dette vil gje eit meir presist resultat for korleis dette påverkar batteriet, gjennom kapasitetsbehov og degradering, samt lønsemda det medfører. Kvart år får ein samtidig meir reelle marknadsdata for FFR marknaden som ein og burde ta med i vurderinga.

Ein annan faktor er utnytting av prisarbitrasje, der batteriet reagerer dersom det er indikasjonar på svært store prisvariasjonar i nær framtid. I denne oppgåva er dette utelate, sidan det i Noreg er lite forventet inntening som følgjer av dette [31], samt at batteriet i større grad vil degraderast [78]. Dette kan derimot endrast i framtida, med aukande prisvariasjonar. Neste døgns straumprisar blir publisert kl. 13.00 dagen før, og kan være aktiverande faktor for arbitrasje-utnytting av batteriet. Det vil i den forbindelse være naturleg og enkelt kunne styre kor aktivt batteriet skal utnytte desse arbitrasjane, og kor stor prisvariasjonen må være før dette skjer. Slik kan ein forhindre at batteriet degraderast i eit forsøk på kun å utnytte små prisvariasjonar.

Modellen burde og vidare ta utgangspunkt i både meir reelle spotprisar, og forventet komande effekttariffar. Det vil då være naturleg at batteriet bidrar med effekttoppkutting og lastflytting. Dette vil gagne både forbrukar, som får billigare straumrekning, og netteigar som får mindre belastning i kraftnettet, i periodane med høgst belastning. Ved å ta høgde for desse periodane kan batteriet driftast for å avgrense maksimalt effektuttak, ved å bidra med elektrisitet når forbruket når ein satt grense for last i nettet. Dette kan dermed bidra til å gjere batteriet meir lønsamt.

Til slutt kan og degradering av både batteri og solkraftanlegget vektleggast meir. I denne modellen er blant anna degradering av solcellemodulane ikkje tatt høgde for. Median for degradering av solcellemodular er i verda 0,5% per år [63]. I Noreg er den derimot mindre, som følgjer av kaldt vær og klima, jamfør kapittel 2.6.3 *Kostnad* Dette gir mindre produsert energi, og dermed vil batteriet som og degraderast oppretthalde forholdsvis like god evne til å lagre solenergien.

Meir reell og nøyaktig modell for degradering både for solkraftverket og batteriet vil altså

gje eit meir realistisk bilde på korleis lagringskapasiteten påverkar år for år. Med dagens raske utvikling av kunnskapen om batteriteknologi vil det være givande å dykke djupare inn i materialvitskapen, fysikken og kjemien bak degradering av batteri, kva faktorar som påverkar det og korleis degraderinga utviklar seg over tid. Dette vil være både interessant og framtidsretta sidan det framleis er mange spørsmål og utfordringar knytt til dette som enno ikkje er besvart, samtidig som dette er utfordrande sidan batteriteknologien raskt vidareutviklast.

Referansar

- [1] SSB. Elektrisitet 2019. <https://www.ssb.no/statbank/table/11563/tableViewLayout1/>, 2021. Henta 19.01.2022.
- [2] Sintef. Fleksibilitet i strømmettet: Hva er det og hvorfor trenger vi det? <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/fleksibilitet-i-strommettet-hva-er-det-og-hvorfor-trenger-vi-det/>. Publisert: 23.09.2021, Henta 26.01.2022.
- [3] Statnett. Statnett Årsrapport 2020. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/arsrapport-2020/>, 2021. Henta 19.01.2022.
- [4] NVE. Status og prognoser for kraftsystemet 2018. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_103.pdf, 2018. Henta 25.01.2022.
- [5] Lluc Canals Casals ; B. Amante García ; Camille Canal. Second life batteries lifespan: Rest of useful life and environmental analysis. *Journal of Environmental Management*, 232:354–363, 2019.
- [6] Statista. Share of electricity generation in spain in 2021, by source. <https://www.statista.com/statistics/1007877/share-of-electricity-generation-in-spain/>. Henta 02.04.2022.
- [7] Olje og energidepartementet. Fakta 2015 energi og vannressurser i norge. https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830_897155_fakta_energi-vannressurser_2015_nett.pdf, 2015. Henta 19.01.2022.
- [8] NVE. Batteri vil bli en del av kraftsystemet. https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf, 2019. Henta 20.01.2022.
- [9] COWI AS. Energi-og klimakonsept for tanberghØgda, 2022. Henta: 24.03.2022.
- [10] Building Research Establishment. Achieve sustainable infrastructure with ceequal. <https://www.bregroup.com/products/ceequal/>. Henta: 24.03.2022.
- [11] Kristoffer Straume Lyslo. Simulering av ulike ladestrategier og kvantifisering av fleksibilitet for en modellert elbilflåte ved boligfelt: Med tanberghøgda i hønefoss som casestudie., 2022.
- [12] SNL ; Jakob Sandstad ; Øyvind Grøn. Vekselstrøm. <https://snl.no/vekselstr\T1\om>. Henta 19.01.2022.
- [13] NVE. Energistatus 2011. <https://publikasjoner.nve.no/diverse/2011/energistatus2011.pdf>. Henta 03.02.2022.
- [14] Statnett. Nvf 2020 nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/nvf-2020---nasjonal-veileder-for-funksjonskrav-i-kraftsystemet.pdf>, 2020. Henta 21.01.2022.
- [15] NVE ; T. Frode ; B. Karstein ; P. Steinar. Leveringskvalitet i kraftsystemet: Forslag til forskrift. https://publikasjoner.nve.no/dokument/2004/dokument2004_03.pdf, 2004. Henta 20.01.2022.
- [16] NVE ; Annhild Meling ; Hege Sveaas Fadum ; Lars Eirik Eilifsen ; Magnus Grøtterud ; Ragnhild Aker Nordeng ; Thomas Kalleviks. Driften av kraftsystemet 2020. https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2021/rme_rapport2021_03.pdf, 2021. Henta: 10.03.2022.

- [17] Statnett. Ffr-demo 2020, betingelsar for deltagelse i demonstrasjonsprosjekt. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/ffr-demo-2020/ffr-demo-2020-betingelser-for-deltagelse-i-demonstrasjonsprosjekt.pdf>, 2020.
- [18] Statnett. Frequency containment process: Oppsummering av ny fcr-spesifikasjon. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/fcp-pilot-2021/vedlegg-1---veiledning---nye-fcr-krav-oppsummert---pilotunderlag.pdf>, 2021. Henta 21.01.2022.
- [19] Statnett. Technical product and interface specification for delivery of automatic frequency restoration reserves (afrr) to statnett. <https://www.statnett.no/contentassets/7baf5f39abcc4e6288e9c505741620de/technical-product-and-interface-specification-for-delivery-of-afrr-to-statnett.pdf>, 2021. Henta 21.01.2022.
- [20] Statnett. Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i aktiveringsmarkedet for mfr. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer---horinger/vilkar-mfrr-gjeldende-fra-1.1.2022-inkl-ov-ergangsfase-.pdf>, 2021. Henta 21.01.2022.
- [21] Statnett. Korleis få forbruket inn som fleksibilitet i marknaden? <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201909669/2945437>, 2019. Henta: 04.04.2022.
- [22] Olje og energidepartementet. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2021/rme_rapport2021_03.pdf. Sist oppdatert:26.10.2010, Henta: 10.03.2022.
- [23] Statnett. Det eksepsjonelle kraftåret 2021. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/det-eksepsjonelle-kraftaret-2021/>. Henta: 27.04.2022.
- [24] Statnett. Nettutviklingsplan 2021. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan-2021.pdf>, 2021. Henta 21.01.2022.
- [25] NVE ; Henriette Birkelund ; Fredrik Arnesen ; Jarand Hole ; Dag Spilde ; Silje Jelsness ; Frida H. Aulie ; Ingrid E. Haukeli. Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf, 2021. Henta 20.01.2022.
- [26] Miljødirektoratet. 100% av nye personbiler er elektriske innen 2025. <https://www.miljodirektoratet.no/tjenester/klimatiltak/klimatiltak-for-ikke-kvotepliktige-utslipp-mot-2030/transport/100--av-nye-personbiler-er-elektriske-innen-utgangen-av-2025/>. Henta 20.01.2022.
- [27] NVE ; Christer Heen Skotland ; Eirik Eggum ; Dag Spilde. Hva betyr elbiler for strømnettet? http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf, 2016. Henta 20.01.2022.
- [28] Statnett. Langsiktig markedsanalyse 2020-2050. https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf, 2020. Henta 19.01.2022.
- [29] Finansdepartementet. Nou 2004: 8. 4: Energibruk i husholdningene. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2004-8/id385856/?ch=5>. Henta 21.01.2022.

- [30] Sintef. Ny kunnskap om fordeling av strømforbruket. <https://www.sintef.no/globalassets/upload/energi/nyhetsbrev/ny-kunnskap-om-fordeling-av-stromforbruket.pdf>. Henta 21.01.2022.
- [31] Statnett. Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040>, 2018. Henta 20.01.2022.
- [32] Teknisk Ukeblad ; Mathias Klingenberg. Effektuttaket i elnettet øker raskere enn energibruken: Her er løsningene som kan forhindre masseutfall. <https://www.tu.no/artikler/effektuttaket-i-elnettet-oket-raskere-enn-energibruken-her-er-losningene-som-kan-forhindre-masseutfall/412833>. Publisert: 24.nov 2017, Henta 25.01.2022.
- [33] Sintef ; Hanne Sæle ; Maren Istad ; Synne Garnås. The benefit of batteries in a flexible distribution grid : results from the flexnett project. <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2570856>, 2018. Henta 20.01.2022.
- [34] Thema Consulting Group. Nettregulering i framtidens kraftsystem. https://www.samfunnsbedriftene.no/media/2438/thema-r-2016_21_netregulering-i-framtidens-kraftsystem_hovedrapport_siste.pdf, 2016. Henta 21.02.2022.
- [35] IEA ; Thomas Stetz ; Manoel Rekinge ; Ioannis Theologitis. Transition from uni-directional to bi-directional distribution grids. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2014/11/Transition_from_uni_directional_to_bi_directional_distribution_grids_REPORT_PVPS_T14_03_2014-1.pdf, 2014. Henta 03.02.2022.
- [36] NVE ; Lisa Henden ; Torgeir Ericson ; Audun Fidje ; Jon Erling Fonnelop ; Olav Isachsen ; Ellen Skaansar ; Dag Spilde. Batteri i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet. http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_66.pdf, 2017. Henta 20.01.2022.
- [37] Sintef ; Astrid Petterteig ; Olve Mogstad ; Thor Henriksen ; Øivind Håland. Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 mw, til distribusjonsnettet. https://www.sintef.no/globalassets/project/distribution_2020/publikasjoner/tr_a6343.01.pdf, 2006. Henta 03.02.2022.
- [38] Sintef ; Aurora Marie Fosli Flataker. Nettplanlegging: Kan fleksibilitet være et alternativ til tradisjonell nettførsterkning? <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/nettplanlegging-kan-fleksibilitet-vaere-et-alternativ-til-tradisjonell-nettførsterkning/>. Publisert: 26.03.2020, Henta 26.01.2022.
- [39] Sintef. Dp1 Økt priselastisitet på etterspørselen. https://www.sintef.no/globalassets/project/mabfot/2_has_dp1-okt-priselastisitet-pa-etterspørselsiden1.pdf. Publisert: 02.12.2008, Henta 25.01.2022.
- [40] NVE ; T. Berit ; R. B. Mina ; F. Kristine ; Å Ole-Kristian ; C. H. Christian ; R. William. Value of flexibility from electrical storage water heaters. https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2021/eksternrapport2021_05.pdf, 2021. Henta 21.01.2022.
- [41] NVE ; DNV GL. Batterier i distribusjonsnettet: Konsulentrapport utarbeidet for nve. http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_02.pdf, 2018. Henta 28.01.2022.
- [42] Nodes. About nodes. <https://nodesmarket.com/about/>. Henta: 04.05.2022.
- [43] Enfo. About enfo. <https://enfo.no/about-us/>. Henta: 04.05.2022.

- [44] Statnett. Demonstrasjonsprosjekt for fast frequency reserves (ffr) 2021. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/ffrdemo2021/>, 2021. Sist oppdatert: 03.01.2022, Henta: 29.03.2022.
- [45] Statnett. Fast frequency reserves - ffr. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/>, 2022. Sist oppdatert: 14.03.2022, Henta: 29.03.2022.
- [46] IEA ; Jason W. Black ; Rajesh Tyagi. Ieee pes t d 2010: Potential problems with large scale differential pricing programs, 2010. Henta 03.03.2022.
- [47] SSB. Elektrisitetsnæringens økonomiske utvikling. <https://www.ssb.no/statbank/table/11011/>. Henta 11.05.2022.
- [48] NVE. Alt om strøm. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/strom/alt-om-strom/>, 2015. Sist oppdatert: 10.12.2021; Henta 19.01.2022.
- [49] SNL ; Knut A. Rosvold. Nord pool. https://snl.no/Nord_Pool. Henta 28.01.2022.
- [50] NVE-RME. Hvem er reguleringsmyndigheten for energi? <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/om-rme/om-oss/hvem-er-reguleringsmyndigheten-for-energi/>. Sist oppdatert: 08.12.2021, Henta: 22.03.2022.
- [51] Huseierne. Regjeringen har bestemt seg: Slik blir din nettleie fra 1. juli. <https://www.huseierne.no/nyheter/regjeringen-har-bestemt-seg-slik-blir-din-nettleie-fra-1.-juli-2022/>. Henta 09.05.2022.
- [52] NVE. Nve-rme legger fram forslag til ny nettleiemodell. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/nve-rme-legger-fram-forslag-til-ny-nettleiemodell/>. Henta 09.05.2022.
- [53] NVE ; H. Horne ; A. Roos ; I. H. Magnussen ; M. Buvik ; B. Langseth. Norge har et betydelig potensial for forbrukerfleksibilitet i sektorene bygg , transport og industri. https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_07.pdf, 2020. Henta 20.01.2022.
- [54] SSB. Elektrisitetspriser. <https://www.ssb.no/statbank/table/09007/tableViewLayout1/>, 2021. Henta 20.01.2022.
- [55] Energi Norge. Derfor er strømprisen uvanlig høy i år. <https://www.energinorge.no/fagomrader/strommarked/derfor-er-stromprisen-hoyere-i-ar-enn-i-fjor/>. Sist endra: 21.11.2021, Henta 21.01.2022.
- [56] Bloomberg. Lithium battery prices plunge. <https://www.statista.com/chart/23807/lithium-ion-battery-prices/>, 2020. Henta: 05.04.2022.
- [57] Prisoverslag for batterisystem, 2022. Privat epost-korrespondanse med frå Smart Energy Systems. Pris mottatt: 07.03.2022.
- [58] SNL ; Unni Eikseth. red-oksreaksjon. <https://snl.no/red-oksreaksjon>. Sist oppdatert: 18.06.2018, Henta: 04.03.2022.
- [59] Slobodan Petrovic. *Battery Technology Crash Course. A concise introduction*. Springer, 2021.
- [60] Ronald M. Dell ; David A. J. Rand. *Understanding batteries*. Royal Society of Chemistry, 2001.

- [61] Sintef. Demoer og kunnskap som gjør det lettere å integrere batterisystem i distribusjonsnettet. <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/integrere-batterisystem/>. Henta: 28.04.2022.
- [62] Thema Consulting Group ; Lars Berge Byenstuen ; Eivind Magnus ; Bjørn Thorud ; Øystein Holm ; Håkon Duus. Verdiskaping og ringvirkninger av solkraftutbygging i norge mot 2040. <https://www.solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2021/08/TE-21-07-Verdiskaping-og-ringvirkninger-av-solkraftutbygging-i-Norge-mot-2040.pdf>, 2021. Henta: 04.03.2022.
- [63] Arno Smets ; Klaus Jäger ; Olindo Isabella ; Rene Van Swaaij ; Rene Zeman. *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*. UIT Cambridge, 2016.
- [64] Norsk Klimastiftelse. Solenergi mot 2050. begrensninger og muligheter. https://klimastiftelsen.no/wp-content/uploads/2021/05/2C_Temanotat_4_2021_Solenergi.pdf, 2021. Figuren er henta frå Norsk Klimastiftelse, som eig rettigheitar, men er designa av Jørgen Håland. Henta: 03.05.2022.
- [65] NVE. 40 mw solkraft ble installert i 2020. <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/40-mw-solkraft-ble-installert-i-2020/>. Sist oppdatert: 18.03.2021, Henta 07.02.2022.
- [66] Solar Magazine. Bifacial solar panels: Residential uses and trends. <https://solarmagazine.com/solar-panels/bifacial-solar-panels/>, 2021. Sist oppdatert: 09.01.2020, Henta: 04.05.2022.
- [67] NVE. Plusskunder. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>. Henta 28.01.2022.
- [68] RME. Ordning for deling av fornybar kraftproduksjon: Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet og forskrift om kraftomsetning og netjtjenester. https://www.nve.no/media/12625/forslag-til-forskriftsendring-deling-av-produksjon-3666137_1_1.pdf, 2021. Henta: 17.02.2022.
- [69] PV magazine. Germany introduces new renewable energy law. <https://www.pv-magazine.com/2020/12/17/germany-introduces-new-renewable-energy-law/>. Sist oppdatert:17.12.2020, Henta: 16.03.2022.
- [70] LÍgia da Silva Lima ; Mattijs Quartier ; Astrid Buchmayr ; David Sanjuan-Delmás ; Hannes Laget ; Dominique Corbisier ; Jan Mertens ; Jo Dewulf. Life cycle assessment of lithium-ion batteries and vanadium redox flow batteries-based renewable energy storage systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2021.
- [71] Xingchi Wang ; Peter Adelman ; Thomas Reindl. Use of lifepo4 batteries in stand-alone solar system. *Energy Procedia*, 2012. PV Asia Pacific Conference 2011.
- [72] Xiaosong Hu ; Changfu Zou ; Caiping Zhang ; Yang Li. Technological developments in batteries: A survey of principal roles, types, and management needs. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2017.
- [73] Elisa Braco ; Idoia San Martín ; Alberto Berrueta ; Pablo Sanchis ; Alfredo Ursúa. Experimental assessment of cycling ageing of lithium-ion second-life batteries from electric vehicles. *Journal of Energy Storage*, 2020.

- [74] Anthony Barré ; Benjamin Deguilhem ; Sébastien Grolleau ; Mathias Gérard ; Frédéric Suard ; Delphine Riu. A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications. *Journal of Power Sources*, 2013.
- [75] David Gräf ; Julian Marschewski ; Lukas Ibing ; David Huckebrink ; Marc Fiebrandt ; Götz Hanau ; Valentin Bertsch. What drives capacity degradation in utility-scale battery energy storage systems? the impact of operating strategy and temperature in different grid applications. *Journal of Energy Storage*, 2022.
- [76] Ahmed Gailani ; Maher Al-Greer ; Michael Short ; Tracey Crosbie. Degradation cost analysis of li-ion batteries in the capacity market with different degradation models. *Electronics*, 9(1), 2020.
- [77] Valentin Silvera Diaz ; Daniel Augusto Cantane ; André Quites Ordovás Cantane ; Oswaldo Hideo Ando Junior. Comparative analysis of degradation assessment of battery energy storage systems in pv smoothing application. *Energies*, 14(12), 2021.
- [78] Benedikte Wralsen ; Bernhard Fäßler. Multiple scenario analysis of battery energy storage system investment: Measuring economic and circular viability. *Batteries*, 2022.
- [79] Ian Mathews ; Bolun Xu ; Wei He ; Vanessa Barreto ; Tonio Buonassisi ; Ian Marius Peters. Technoeconomic model of second-life batteries for utility-scale solar considering calendar and cycle aging. *Applied Energy*, 2020.
- [80] Evyon. Evyon linkedin. <https://www.linkedin.com/company/evyon/about/>. Henta: 26.04.2022.
- [81] H. Rallo ; L. Canals Casals ; D. De La Torre ; R. Reinhardt ; C. Marchante ; B. Aman- te. Lithium-ion battery 2nd life used as a stationary energy storage system: Ageing and economic analysis in two real cases. *Journal of Cleaner Production*, 2020.
- [82] Reinhard Madlener ; Alexander Kirmas. Economic viability of second use electric vehicle batteries for energy storage in residential applications. *Energy Procedia*, 2017. 8th International Conference on Applied Energy, ICAE2016, 8-11 October 2016, Beijing, China.
- [83] Peter Ahcin ; Kjersti Berg ; Idar Petersen. Techno-economic analysis of battery storage for peak shaving and frequency containment reserve. *16th International Conference on the European Energy Market(EEM)*, 2019.
- [84] Jonas Engels ; Bert Claessens ; Geert Deconinck. Techno-economic analysis and optimal control of battery storage for frequency control services, applied to the german market. *Applied Energy*, 2019.
- [85] Norgeskart. <https://norgeskart.no/>. Henta: 03.03.2022.
- [86] Solenergiklyngen. Bakkemonteerte solcelleanlegg forsyner boligfelt, med cowi, 2022. Podcas- ten Solsagt. Publisert: 02.05.2022.
- [87] Lawrence Berkeley National Laboratory ; Shruti M. Deorah ; Nikit Abhyankar ; Siddharth Arora ; Ashwin Gambhir ; Amol Phadke. Estimating the cost of grid-scale lithium-ion battery storage in india, 2020. Henta: 28.03.2022.
- [88] Nelfo. Lønnsomhetsveileder: Solkraftanlegg i landbruket, 2021. Henta: 29.03.2022.
- [89] Bolun Xu ; Alexandre Oudalov ; Andreas Ulbig ; Göran Andersson ; D.s Kirschen. Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 99:1–1, 06 2016.

- [90] Juner Zhu ; Ian Mathews ; Dongsheng Ren ; Wei Li ; Daniel Cogswell ; Bobin Xing ; Tobias Sedlatschek ; Sai Nithin R. Kantareddy ; Mengchao Yi ; Tao Gao ; Yong Xia ; Qing Zhou ; Tomasz Wierzbicki ; Martin Z. Bazant. End-of-life or second-life options for retired electric vehicle batteries. *Cell Reports Physical Science*, 2(8):100537, 2021.
- [91] Paul A. Christensen ; Paul A. Anderson ; Gavin D.J. Harper ; Simon M. Lambert ; Wojciech Mrozik ; Mohammad Ali Rajaeifar ; Malcolm S. Wise ; Oliver Heidrich. Risk management over the life cycle of lithium-ion batteries in electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148:111240, 2021.
- [92] S and P Global ; Oliver Forsyth. As frequency regulation markets across europe saturate, new installations will be driven by new market opportunities and battery energy storage systems adding new sources of revenue. <https://ihsmarkit.com/research-analysis/as-frequency-regulation-markets-across-europe-saturate-new-ins.html>. Sist oppdatert: 02.12.2020, Henta: 02.05.2022.
- [93] Personleg e-post korrespondanse, om fleksibilitetsmarknad og framtidig pris for FFR, med Morten Hagen i ENFO, den 29.04.2022.
- [94] Lightblick. 14 großstädte im solarcheck: Deutsche metropolen hinken beim solarausbau hinterher. <https://www.lichtblick.de/presse/14-grossstaedte-im-solarcheck-deutsche-metropolen-hinken-beim-solarausbau-hinterher>. Sist oppdatert: 18.06.2020, Henta: 16.03.2022.
- [95] Luis Rouco and Lukas Sigrist. Active and reactive power control of battery energy storage systems in weak grids. In *2013 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid*, pages 1–7, 2013.
- [96] Statnett. Quarterly resolution and the energy markets. <https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/system-operation/the-power-market/quarterly-resolution-and-the-energy-markets/>, 2022. Sisit oppdatert: 07.01.2022, Henta: 05.05.2022.

A Python script

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Tue Apr  5 16:13:44 2022

@author: asmun
"""

### METODE 5.1.2 BATTERISIMULERING

def BatteryDispatch(energi, batkapasitet, bateffekt, aar = 30, eol = 0.6):
    """
    Parametre:
    -----
    energi : DataFrame
        Input data for gjeldande prosjekt (energy exchange per 60min in kWh)

    batkapasitet : float
        Batterikapasitet i kWh

    bateffekt : float
        Batterieffekt i kW

    aar : int
        Antall år batteriet skal simulerast.
        Funksjonen stoppast om batteriet når EoL før dette.

    eol : float
        SoH når batteriet skal nå End of Life.
        Må være mellom 0 og 1.

    Returnerar:
    -----
    energi : DataFrame
        Oppdatert dataframe som inkluderar berekna nye kolonnar:
        (SoC i kWh, TilNettetNy, FraaNettetNy, ...)
        Batteriet kan kun enten lade eller utlade seg på same tid.

    batkap : list
        Liste med alle degraderte batterikapasitetverdier

    stegforsteg : list
        Antall fullstendige syklusar batteriet gjennomfører per år

    antalsyklus : int
        Totalt antall syklusar iløpet av levetida

    tid : int
        Antall år før EoL nås.

    lagraenergi : list
        Liste med kWh lagra energi per år.
    """

    energi["SoC"] = 0.0      # Batteri "state of charge" (kWh)
    energi["Lading"] = 0.0  # Lading (kWh)
    energi["Utlading"] = 0.0 # Utlading (kWh)
    energi["Mogleglading"] = energi.TilNettet      # mengda som kan lagrast på \
                                                    # batteriet, overskot av pv energi
    energi["Mogleglading"].clip(lower=0.0, upper=bateffekt, inplace=True) \
                                                    #0 ppladningsgrensar
```

```

energi["Moglegutlading"] = -energi.FraaNettet # mengda som kan utnyttast \
                                     # frå batteriet, redusere kjøp frå nettet
energi["Moglegutlading"].clip(lower=-bateffekt, upper=0.0, inplace=True)
                                     # Utladingsgrensar

nybatkap = batkapasitet
antalsyklus = 0
tid = 0
stegforsteg = [] # Antalsyklusar per år
lagraenergi = [] # Lagra energi per år
batkap = []      # Lagrar batterikapasiteten

for j in range(aar):
    degrade = 0 # Batteriet degraderast for tilsvarande kvar heile syklus.
               # Denne tellar antallet
    bat = []    # Lagrar degraderte batterikapasitetsverdiar
    for i in range(0, len(energi)): # Verknadsgrad=0.95: Ladast med
                                    # 2,5% mindre av energien frå pv,
                                    # utladast med 2,5% meir
                                    # enn energien lasten krev.

        deltaE = 0
        if energi.Soc.values[i-1] < (batkapasitet*0.85 - \
            energi.Mogleglading.values[i]) :
            deltaE = energi.Mogleglading.values[i]*0.975
            energi.Lading.values[i] = energi.Mogleglading.values[i]*0.975
        elif energi.Soc.values[i-1] < (batkapasitet*0.85 - \
            energi.Mogleglading.values[i]*0.8):
            deltaE = energi.Mogleglading.values[i] *0.975*0.8
            energi.Lading.values[i] = energi.Mogleglading.values[i] *0.975*0.8
        elif energi.Soc.values[i-1] < (batkapasitet*0.85 - \
            energi.Mogleglading.values[i]*0.6):
            deltaE = energi.Mogleglading.values[i] *0.975*0.6
            energi.Lading.values[i] = energi.Mogleglading.values[i] *0.975*0.6
        elif energi.Soc.values[i-1] < (batkapasitet*0.85 - \
            energi.Mogleglading.values[i]*0.4):
            deltaE = energi.Mogleglading.values[i] *0.975*0.4
            energi.Lading.values[i] = energi.Mogleglading.values[i] *0.975*0.4
        elif energi.Soc.values[i-1] < (batkapasitet*0.85 - \
            energi.Mogleglading.values[i]*0.2):
            deltaE = energi.Mogleglading.values[i] *0.975*0.2
            energi.Lading.values[i] = energi.Mogleglading.values[i] *0.975*0.2

        if energi.Soc.values[i-1] > (batkapasitet*0.1 + \
            (-energi.Moglegutlading.values[i]*1.025)):
            deltaE = deltaE + energi.Moglegutlading.values[i]*1.025
            energi.Utlading.values[i] = energi.Moglegutlading.values[i]*1.025
        elif energi.Soc.values[i-1] > (batkapasitet*0.1 + \
            (-energi.Moglegutlading.values[i]*0.8)*1.025):
            deltaE = deltaE + energi.Moglegutlading.values[i] *1.025*0.8
            energi.Utlading.values[i] = energi.Moglegutlading.values[i] *1.025*0.8
        elif energi.Soc.values[i-1] > (batkapasitet*0.1 + \
            (-energi.Moglegutlading.values[i]*0.6)*1.025):
            deltaE = deltaE + energi.Moglegutlading.values[i] *1.025*0.6
            energi.Utlading.values[i] = energi.Moglegutlading.values[i] *1.025*0.6
        elif energi.Soc.values[i-1] > (batkapasitet*0.1 + \
            (-energi.Moglegutlading.values[i])*0.4*1.025):
            deltaE = deltaE + energi.Moglegutlading.values[i] *1.025*0.4
            energi.Utlading.values[i] = energi.Moglegutlading.values[i] *1.025*0.4
        elif energi.Soc.values[i-1] > (batkapasitet*0.1 + \
            (-energi.Moglegutlading.values[i])*0.2*1.025):
            deltaE = deltaE + energi.Moglegutlading.values[i] *1.025*0.2
            energi.Utlading.values[i] = energi.Moglegutlading.values[i] *1.025*0.2

```

2

```

energi.Soc.values[i] = energi.Soc.values[i-1] + deltaE
                                # Oppdaterer kolonne for SoC

if energi.Lading.sum() > nybatkap*(degrade+1): # if kommandoen
                                                # degraderer batteriet dersom tilsvarande
                                                # ein heil syklus er fullført
    batkapasitet = batkapasitet *(1-0.00008) #0,008% degrdaering
                                                # per syklus: 2500 sykluar
                                                # for å tape 20%

    bat.append(batkapasitet)
    degrade = degrade + 1

energi["TilNettetNy"] = energi["TilNettet"] - energi["Lading"]/0.975
energi["FraaNettetNy"] = energi["FraaNettet"] + energi["Utlading"]/1.025
                                                # Korrigert innmating til nettet
                                                # ved å ta høgde for inn og utlading for batteriet.
                                                # Andelen som forsvinn grunna batteriets verknadsgrad
                                                # Leverast ikkje tilbake til nettet.
stegforsteg.append(degrade) # totalt antall syklusar
antalsyklus += degrade # Tellar antall syklusar totalt gjennom
                        # batteriets levetid
tiddegrader = nybatkap*(0.017-tid*0.001)
if tiddegrader < nybatkap*0.01:
    tiddegrader = nybatkap*0.01
for i in range(degrade):
    bat[i] = bat[i] - i*(tiddegrader/degrade)
batkap.extend(bat)
lagraenergi.append(energi.Lading.sum())
tid += 1 # tellar antall år før batteriet når EoL,
        # altså SoH på 80% kapasitet

if aar > 1:
    batkapasitet = bat[-1] # Ny kapasitet er kapasiteten ved årsaslutt

    print('År', tid)

    fig = plt.figure() # Plottar SoC
    ax = fig.gca()
    energi[["SoC", "Lading", "Utlading"]].plot(ax = ax)
    plt.title('State of charge for batteriet')
    plt.ylabel('Energi (kWh)')
    plt.ylim(-400,900)

    timesbasis = energi.groupby(energi.index.hour).sum()
    fig = plt.figure() # plottar energistraumar gjennom døgnet
    ax = fig.gca()
    timesbasis[["TilNettet", "TilNettetNy", "FraaNettet", "FraaNettetNy"] \
                ].plot(ax = ax)
    plt.title('Energiflyt gjennom døgnet med og utan batteri')
    plt.xlabel('Time av dagen')
    plt.ylabel("Kumulativ energi over 1 år (kWh)")
    plt.show()
if batkapasitet < eol*nybatkap:
    print('Batteriet når EoL ved', eol, ' SoH etter', tid, 'år.')
    print('Iløpet av desse åra er totalt', antalsyklus, 'gjennomført av batteriet.')
    break

return [energi, batkap, stegforsteg, antalsyklus, tid, lagraenergi]

```



```

# Straumprisar med ulik utforming. Simple tariffs er brukt i utgangspunktet,
# der NVE's prisestimat for framtida er brukt: 51 øre/kWh.

class Tariff:
    """Base/Utgangspunkt"""
    KjopeTariff = 0
    SelgeTariff = 0

class EksempelTariff(Tariff):
    """ Varierende tariff gjennom døgnet."""

    KjopeTariff = np.array([0.429, 0.429, 0.429, 0.429, 0.429, 0.429, 0.568, \
        0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.568, \
        0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.429, 0.429, 0.429]) + 0.61
    SelgeTariff = np.array([0.429, 0.429, 0.429, 0.429, 0.429, 0.429, 0.568, \
        0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.568, \
        0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.568, 0.429, 0.429, 0.429])

def NettoEnergiKostPeraar(df, tariff, gammal=False):
    """
    Bereknar straumkostnaden gjennom eit år.

    Paramtere:
    -----
    df : DataFrame
        Dataframen importert i starten av simuleringa, med energiverdiar.
        Inneheldt kolonnane: FraaNettetNy, TilNettetNy osv.

    tariff : Class
        Tariff-klassen eller underklasse.

    gammal : Boolean
        Brukar i utgangspunktet energistraumane berekna med batteri i systemet.
        gammal="True" dersom den originale energiflaumen med kraftnettet
        (utan batteri) skal brukast til berekning istadenfor.
    """
    # Grupper etter timar
    timar = df.groupby(df.index.hour).sum()

    timar["Kjopetariff"] = tariff.KjopeTariff
    timar["Selgetariff"] = tariff.SelgeTariff

    if gammal:
        energikost = sum(timar["Kjopetariff"] * timar["FraaNettet"])
        energifortjenest = sum(timar["Selgetariff"] * timar["TilNettet"])
    else:
        energikost = sum(timar["Kjopetariff"] * timar["FraaNettetNy"])
        energifortjenest = sum(timar["Selgetariff"] * timar["TilNettetNy"])

    nettoenergikost = energikost - energifortjenest

    return nettoenergikost

```

```

# Batterikostnad
class BatteriKost:
    """ Enkel modell for batterikostnad.
    Basert på effekt(kW) og lagringskapasitet(kWh) """

    def batterikostnad(self, kapasitet, effekt):
        """ Bereknar og returnerar estimert batterikostnad
        basert på effekt og kapasitet"""
        return 200000 + 1900 * kapasitet + 2100 * effekt

    def batterikostnad25aar(self, kapasitet, effekt):
        """ Antar at batteriet må byttast ut ein gong over ein 25års periode.
        Denne kostnaden er 40% billigare sidan heile systemintegrasjonen
        alleire er installert og fungerande. """
        return 1.6 * self.batterikostnad(kapasitet, effekt)

%% METODE 5.1.3 LØNSAMHEIT VED BATTERIINVESTERING
# Verdier bereknast for å Lage Konturplott
# Med utgangspunkt i batterifunksjonen over

batKapRange = np.arange(0, 1100, 50)
batEffektRange = np.arange(0, 1100, 50)
aar = 1

Sjolvkonsumrate = np.empty((len(batKapRange), len(batEffektRange)))
Sjolvstendigheitsrate = np.empty((len(batKapRange), len(batEffektRange)))
NetEnergikostnad = np.empty((len(batKapRange), len(batEffektRange)))
Referansenergikostnad = np.empty((len(batKapRange), len(batEffektRange)))
Batterikostnad = np.empty((len(batKapRange), len(batEffektRange)))

# Merk: tariffen for straum og kostnad for batteri kan endrast tidlegare for å
# få ulikt resultat av lønsamheita

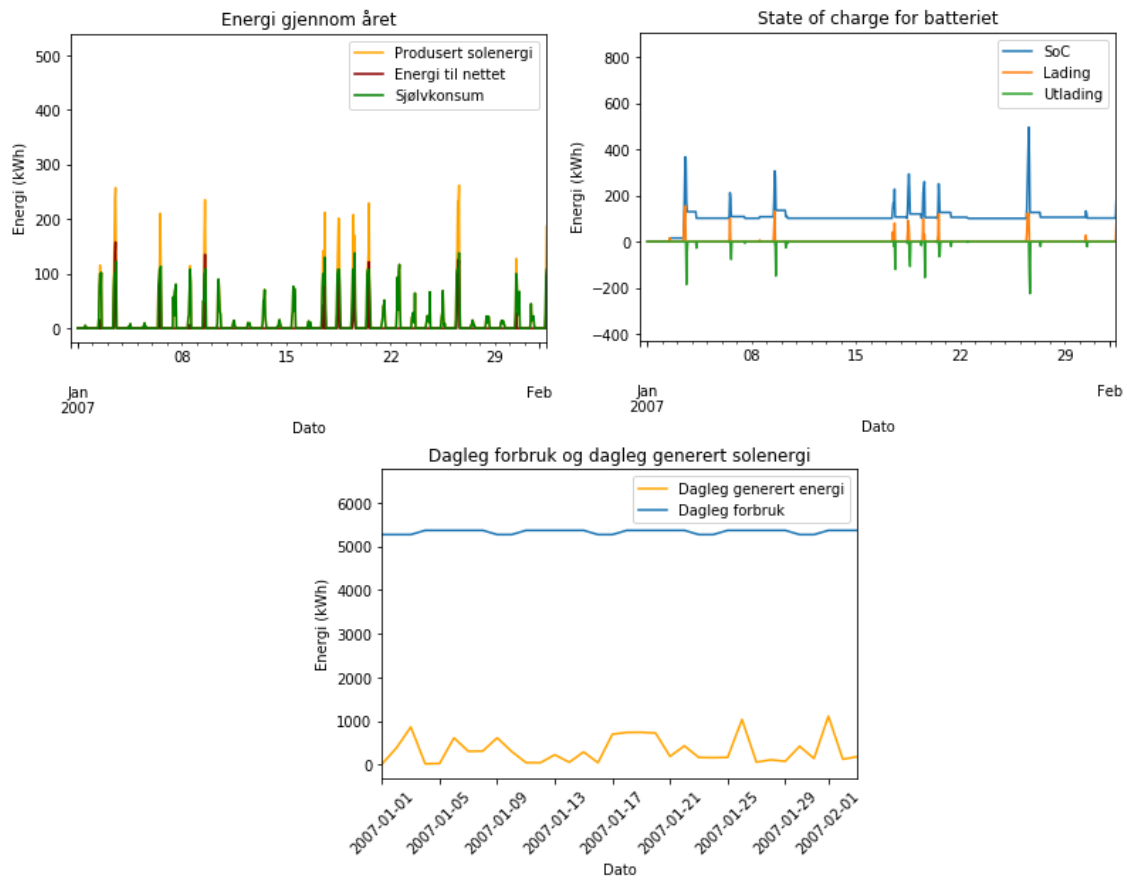
for i, batKap in enumerate(batKapRange):
    for j, batEffekt in enumerate(batEffektRange):
        sim, batkap, stegforsteg, antalsyklus, tid, lagraenergi = \
            BatteryDispatch(energi, batKap, batEffekt, aar)

        Sjolvkonsumrate[i,j] = sum(sim.Totalforbruk - sim.FraaNettetNy) / \
            sim.PvProduksjon.sum()
        Sjolvstendigheitsrate[i,j] = sum(sim.Totalforbruk - sim.FraaNettetNy) / \
            sim.Totalforbruk.sum()
        NetEnergikostnad[i,j] = NettoEnergiKostPeraar(sim, EksempelTariff)
        Referansenergikostnad[i,j] = NettoEnergiKostPeraar \
            (sim, EksempelTariff, gammal=True)
        Batterikostnad[i,j] = bc.batterikostnad25aar(batKap, batEffekt)

```

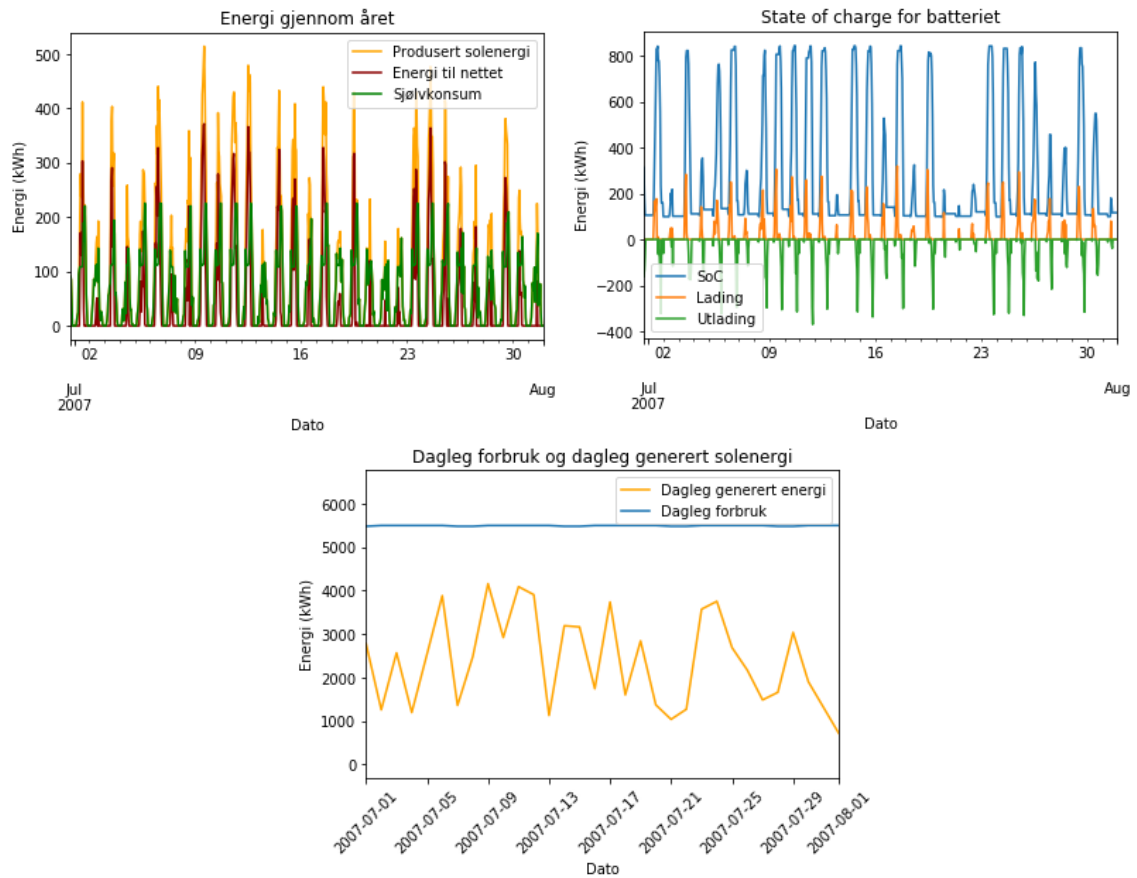
B Energi og batteridata: månadsoppløysing

B.1 Januar



Figur B.1: Øverst til venstre visast energiproduksjonen, energi levert til nettet og mengda sjølvskonsum for januar. Øverst høgre ser ein opp og utlading av batteriet. SoC aukar ved opplading og minkar ved utlading. Nederst er dagleg summert energi-forbruk og dagleg produsert solenergi.

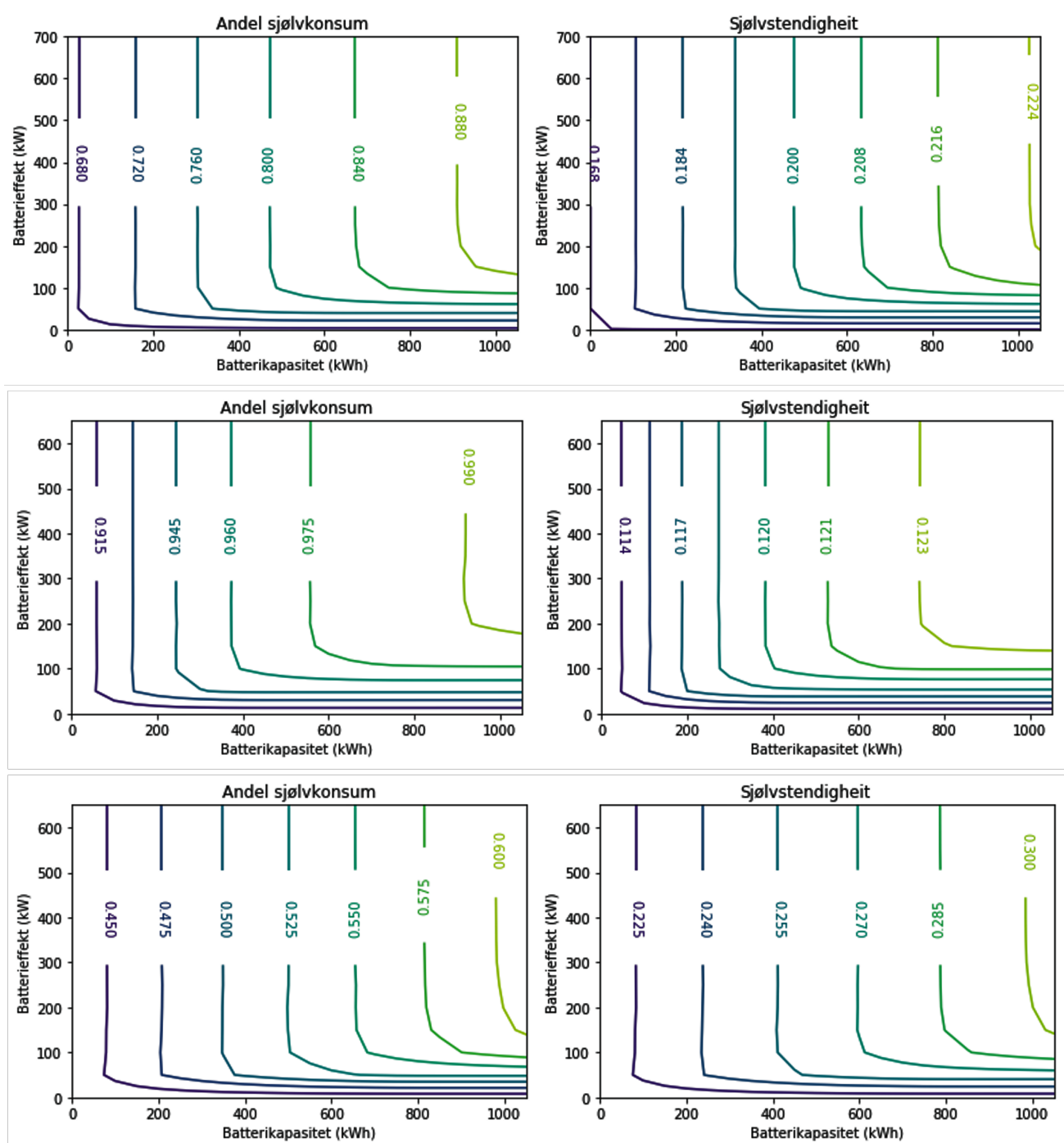
B.2 Juli



Figur B.2: Øverst til venstre visast energiproduksjonen, energi levert til nettet og mengda sjølvkonsum for juli. Øverst høgre ser ein opp og utlading av batteriet. SoC aukar ved opplading og minkar ved utlading. Nederst er dagleg summert energiforbruk og dagleg produsert solenergi.

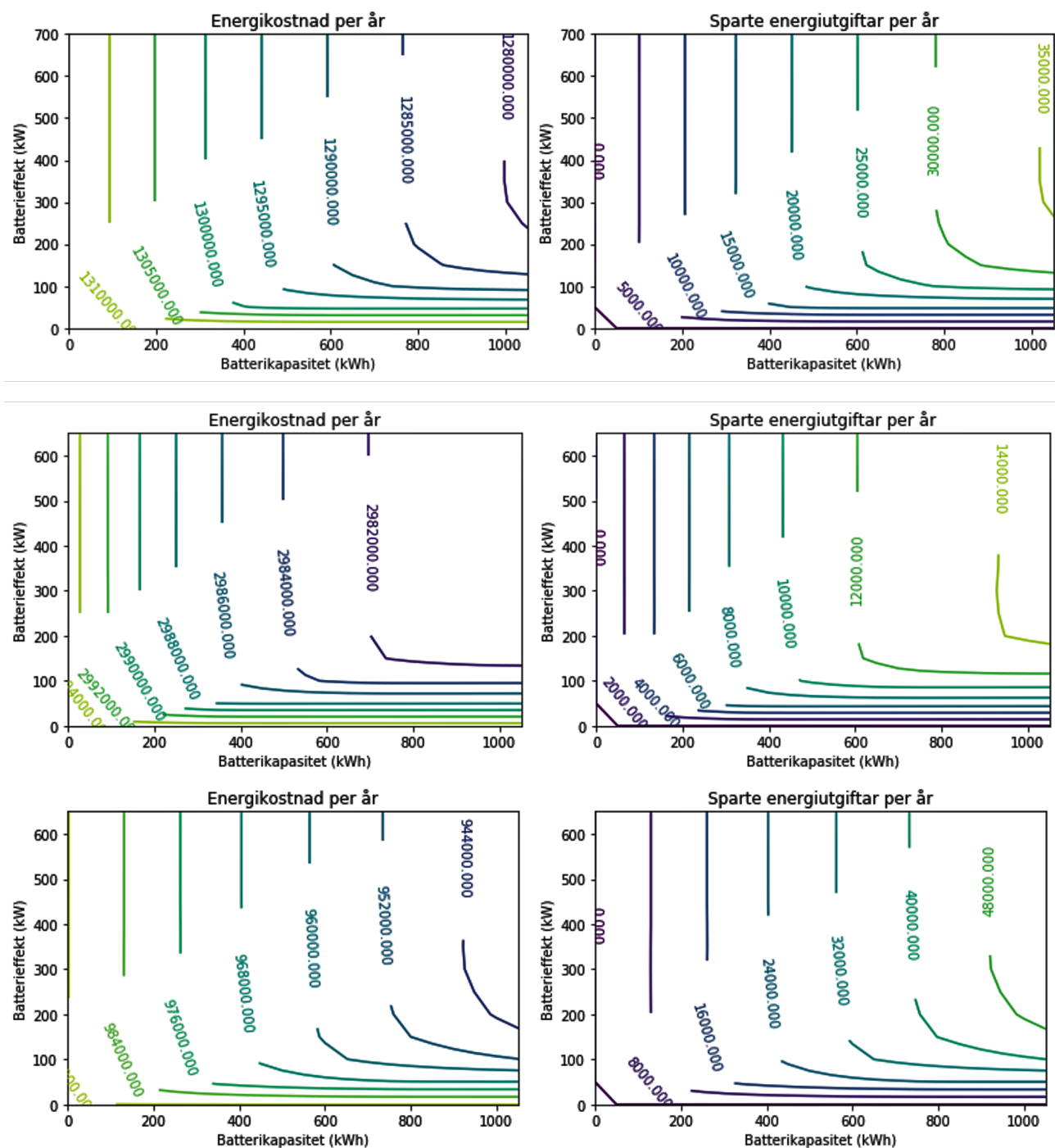
C Samanlikning av konturplott

C.1 Sjølvkonsum



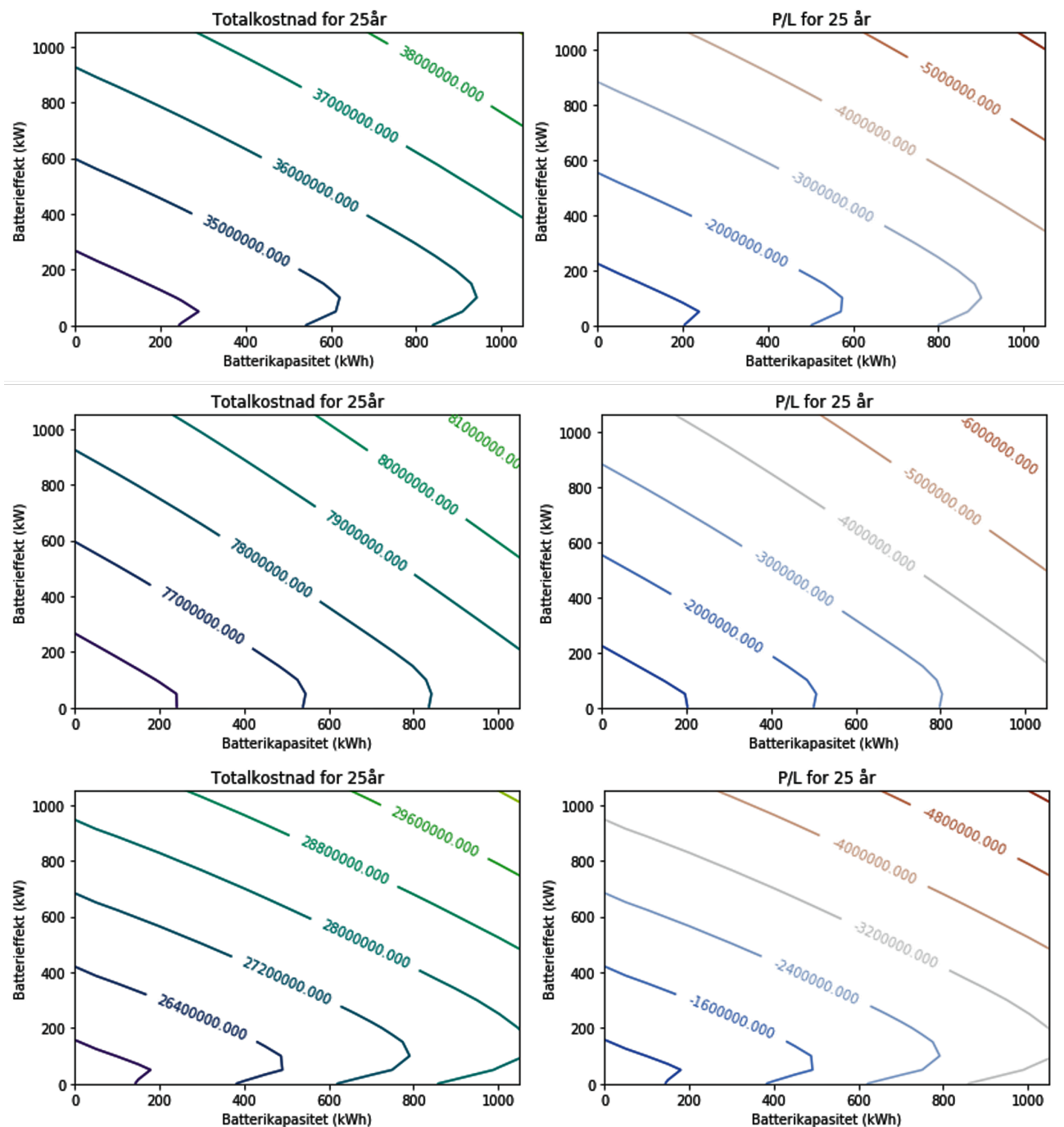
Figur C.1: Til venstre ser ein andelen sjølvkonsum og til høgre andel sjølforsyning. Øverst er utgangspunktet med 1 MWh og 1 MW batteri og 500 kWp solkraft. I midten er scenarioet med dobbel last, omtrent 1200 bustadar. Nederst er scenarioet med 1 MWp solkraftanlegg. Denne framstillinga gjer det enkelt å samanlikne dei ulike scenarioa.

C.2 Årleg energikostnad



Figur C.2: Til venstre ser ein årleg energikostnad og til høgre årlege sparde energikostnadar. Øverst er utgangspunktet med 1 MWh og 1 MW batteri og 500 kWp solkraft. I midten er scenarioet med dobbel last, omtrent 1200 bustadar. Nederst er scenarioet med 1 MWp solkraftanlegg. Denne framstillinga gjer det enkelt å samanlikne dei ulike scenariora.

C.3 Totalkostnad og lønsemnd for batteri



Figur C.3: Til venstre ser ein totalkostnad over 25 år, og til lønsamheita over 25 år. Begge tek høgde for eit batteribytte iløpet av desse åra. Øverst er utgangspunktet med 1 MWh og 1 MW batteri og 500 kWp solkraft. I midten er scenarioet med dobbel last, omtrent 1200 bustadar. Nederst er scenarioet med 1 MWp solkraftanlegg. Denne framstillinga gjer det enkelt å samanlikne dei ulike scenarioa.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway