



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

**Masteroppgave 2021 30 stp**  
Fakultet for Realfag og Teknologi

# **Analyse av nettleie som insentiv til investeringer i PV- og batterisystemer: Et studie med utgangspunkt i en investering ved det nye sykehuset i Innlandet**

An analysis of grid rent as an incentive for investments in solar and battery systems: A study based on an investment at the new hospital of Innlandet

Alexander Uteng da Silva  
Industriell Økonomi

## SAMMENDRAG

For å nå det ambisiøse klimamålet om minst 50% reduksjon i utslipp innen 2030 har det vært bred oppslutning om en rekke elektrifiseringstiltak i Norge. Som en konsekvens øker belastningen på kraftnettet, og dagens prognoser tilsier at det vil føre til store investeringer. For å redusere behovet for investeringer blir dermed effektbasert nettleie innført nasjonalt som insentiv for økt sluttbrukerfleksibilitet. Videre blir solkraft blir ansett som en del av tilretteleggingen for elektrifiseringen av Norge, med like stor forventet økning i kapasitet som vannkraft frem til 2040.

I denne oppgaven har ulike scenarioer blitt lagt til grunn for å forstå hvordan ulike nettleiemodeller insentiverer til investeringer i sol- og batterisystemer. Totalt blir det utført 6 simuleringer ved å benytte programvaren System Advisor Model (SAM). Simuleringene blir utført på tre ulike laster, hvor to laster er estimert forbruk ved det nye sykehuset i Innlandet. Videre representerer tre simuleringer et batterisystem og tre representerer et PV-system. Nettleien blir estimert ved bruk av fire generaliserte nettleiemodeller utarbeidet av Reguleringsmyndigheten for energi (NVE RME), og insentivet til investering i PV- og batterisystemer blir vurdert etter avkastning per investerte krone fra en besparelse på nettleie.

Alle modeller som priser effektuttak ga i gjennomsnitt redusert insentiv til investering i et PV-system sammenlignet med en nettleiemodell som baserer seg på mengden konsumert energi. Av modellene som priser effektuttak gir Sikringsdifferensiert nettleie minst insentiv til investering, da kunden ikke er sikret produksjon fra PV-systemet i timen med høyest effektuttak i løpet av året. Dermed kan sikringstørrelsen heller ikke reduseres. Nettleiemodellen Abonnert effekt ga samlet sett størst insentiv til investering i PV-systemer, og favoriserer systemer hvor PV-produksjonen sammefaller best med effektuttaket i topplasttimene. Utvalgstørrelsen som ble brukt i analysen var noe redusert, og resultatene må sees i lys av dette.

For batterisystemer ga modellen Målt effekt samlet sett størst insentiv til investering. Differansen i insentiv mellom modellene var relativt liten dersom en vurderer det gjennomsnittlige insentivet. I alle tilfeller var avkastningen størst for batteriet som ble simulert på lasten med størst timesvariasjon. Det ble kun anvendt én styringsalgoritme for batteriet, noe som ga en skjevhet i resultatene.

I denne beregningen ga ingen av nettleiemodellene et stort nok insentiv til at investeringer i batterier vil være lønnsomt dersom kontantstrømmen skal dannes ut i fra en besparelse på nettleien. I det store bildet er tendensen at dersom nettleien defineres etter effektuttak vil batterier i gjennomsnitt få et større insentiv en PV-systemer. Hvilken teknologi som får størst insentiv varierer ut ifra kombinasjonen av anvendelsesområde og valgt nettleiemodell.

## ABSTRACT

In order to achieve the ambitious climate target of at least a 50% reduction in emissions by 2030, there has been broad support for electrification measures in Norway. As a consequence, the load on the power grid is increasing, and current forecasts indicate that it will lead to large investments. In order to reduce the need for investments, effect-based grid rent is thus introduced nationally as an incentive for increased end-user flexibility. Furthermore, solar power is considered key to facilitate for the electrification of Norway, with equal expected increase in capacity as hydropower until 2040.

In this thesis a simulations have been conducted to understand how different grid rent models incentivize investments in solar and battery systems. A total of six simulations were performed using System Advisor Model (SAM). The simulations were performed on three different loads, where two loads are estimated for the new hospital of Innlandet. Further, three simulations represent a battery system and three represent a PV system. Thereafter, the grid rent is estimated using four generalized grid rent models established by the Energy Regulatory Authority (NVE RME). The incentive to invest in PV and battery systems is assessed based on to the return on invested capital due to savings on grid rent.

All models that bases the grid rent on power consumption provided on average a reduced incentive to invest in a PV system compared to a grid rental model which is based on the amount of energy consumed. Of the models that price power consumption, *Sikringsdifferensiert nettleie* provides the smallest incentive for an investment, since the fuse size can not be reduced. The grid rent model *Abonnert effekt* gave the greatest incentive to invest in PV systems, and favors systems where PV production coincides best with power consumption during peak hours. The sample size used in the analysis was somewhat reduced, and the results must be seen in light of this.

For batteries, the grid rent model *Målt effekt* gave the greatest incentive for investment. The difference in incentive between the models was admittedly minute. In all cases, the return on invested capital was greatest for the battery that was simulated on the load with the greatest hourly variation. Furthermore only one control algorithm was used for all battery simulations, which gave a bias in the results.

In this study, none of the grid rental models provided a large enough incentive for investments in batteries to be profitable if the cash flow is to be formed on the basis of a savings on the grid rent. The tendency is that if the grid rent is defined by power consumption, batteries will on average have a greater incentive than PV systems. Which technology that receives the greatest incentive varies depending on the combination of application area and chosen grid rental model.

## FORORD

Denne oppgaven har blitt skrevet som en del av utdanningsløpet i Industriell Økonomi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Jeg ser tilbake på tiden på NMBU med mange gode minner, og beveger meg nå videre i livet med ny kunnskap, nye verktøy, og en ny motivasjon til å sette mitt preg på næringsliv og samfunnet i sin helhet. Det blir utrolig spennende å lære mer, men nå fra et nytt perspektiv.

Prosessen med å skrive masteroppgave har vært utrolig lærerik. Jeg har fått utvikle meg selv innen analytisk og tverrfaglig arbeid, innen fagfelt det ikke er mulig å lære om fra en lærebok. Det har vært utrolig gøy å få bruke teori i praksis, og se hvilke muligheter det gir.

Jeg ønsker å takke min hovedveileder Jesper Frausig for gode diskusjoner rundt tematikk og formulering av problemstillingen tidlig i prosessen. Takk også til min biveileder Fredrik Arnesen Stulen, som har gitt meg gode tilbakemeldinger gjennom hele høsten. Takk til dere begge for tydelig kommunikasjon og god veiledning. Videre ønsker jeg å takke Heidi S. Nygaard for muligheten til å delta i hennes mastergruppe, Jan Lervik ved Kalnes Sykehus HF for muligheten til å få innsyn i deres systemer, og Trine Chr. Helgerud for tilgang til data og informasjon om deres drift på Akershus Universitetsykehus HF.

Jeg ønsker også å rette en takk til alle som har vært med meg på veien i utdanningsforløpet. Takk til familie for god støtte og oppmuntring underveis, takk til alle dyktige undervisere på NMBU, takk til studievenner for fine faglige- og ikke-faglige diskusjoner, og Andrea, tusen takk for din utrolige tålmodighet, kjærlighet og støtte gjennom denne tiden.

Signatur: *Alexander Uteng da Silva*

Alexander Uteng da Silva.

*Desember 2021, Ås.*

**INNHold**

|                                                                  |            |
|------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>SAMMENDRAG</b>                                                | <b>ii</b>  |
| <b>ABSTRACT</b>                                                  | <b>iii</b> |
| <b>FORORD</b>                                                    | <b>iii</b> |
| <b>FIGURER</b>                                                   | <b>vi</b>  |
| <b>TABELLER</b>                                                  | <b>vi</b>  |
| <b>ORDLISTE</b>                                                  | <b>x</b>   |
| <b>1 INTRODUKSJON</b>                                            | <b>1</b>   |
| 1.1 Bakgrunn for valg av tema . . . . .                          | 1          |
| 1.1.1 Fremtidens utfordringer for kraftsystemet . . . . .        | 1          |
| 1.1.2 Solenergi sin rolle i elektrifiseringen av Norge . . . . . | 1          |
| 1.1.3 Batterier sin rolle i elektrifiseringen av Norge . . . . . | 1          |
| 1.1.4 Dagens situasjon . . . . .                                 | 2          |
| 1.2 Målformulering . . . . .                                     | 3          |
| 1.3 Omfang og avgrensning . . . . .                              | 3          |
| 1.4 Tidligere forskning . . . . .                                | 3          |
| 1.5 Valg av studieobjekt . . . . .                               | 4          |
| 1.6 Målgruppe . . . . .                                          | 4          |
| 1.6.1 Interessenter . . . . .                                    | 5          |
| <b>2 TEORI</b>                                                   | <b>6</b>   |
| 2.1 Innføring i elektriske kraftsystem . . . . .                 | 6          |
| 2.1.1 Organisering av kraftnettet . . . . .                      | 6          |
| 2.1.2 Distribuert produksjon . . . . .                           | 7          |
| 2.2 Beskrivelse av nettleie . . . . .                            | 7          |
| 2.3 Beskrivelse av modeller . . . . .                            | 7          |
| 2.4 Solenergi . . . . .                                          | 10         |
| 2.4.1 Solenergi som ressurs . . . . .                            | 10         |
| 2.4.2 Solceller, værforhold og effektivitet . . . . .            | 11         |
| 2.4.3 Begrepsavklaring . . . . .                                 | 15         |
| 2.5 Anvendelsesområder for batterier . . . . .                   | 16         |

|          |                                                                              |           |
|----------|------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.5.1    | Lastforskyvning og arbitrasje . . . . .                                      | 16        |
| 2.5.2    | Begrepsavklaring . . . . .                                                   | 17        |
| 2.6      | Økonomisk-teori . . . . .                                                    | 18        |
| 2.6.1    | Nåverdimetoden . . . . .                                                     | 18        |
| 2.6.2    | Ikke-lineær programmering . . . . .                                          | 18        |
| <b>3</b> | <b>METODE</b>                                                                | <b>19</b> |
| 3.1      | Datainnhenting . . . . .                                                     | 19        |
| 3.1.1    | Data fra Akershus Universitetsykehus HF . . . . .                            | 19        |
| 3.1.2    | Batteri- og forbruksdata fra Sykehuset Østfold Kalnes . . . . .              | 20        |
| 3.1.3    | Metrologiske data . . . . .                                                  | 20        |
| 3.2      | Presentasjon av laster . . . . .                                             | 22        |
| 3.3      | Presentasjon av indekseringssystem . . . . .                                 | 24        |
| 3.4      | Simulering i System Advisor Model . . . . .                                  | 24        |
| 3.4.1    | Simulering av PV-systemer . . . . .                                          | 25        |
| 3.4.2    | Simulering av batterisystemet . . . . .                                      | 28        |
| 3.5      | Økonomiske beregninger . . . . .                                             | 31        |
| <b>4</b> | <b>RESULTATER</b>                                                            | <b>34</b> |
| 4.1      | Resultater fra simulering av PV-systemer . . . . .                           | 34        |
| 4.1.1    | Påvirkning på forbrukskurvene . . . . .                                      | 35        |
| 4.1.2    | Økonomiske resultater . . . . .                                              | 38        |
| 4.2      | Resultater fra simulering av BAT-systemer . . . . .                          | 41        |
| 4.2.1    | Påvirkning på varighetkurvene . . . . .                                      | 43        |
| 4.2.2    | Økonomiske resultater . . . . .                                              | 45        |
| 4.3      | Felles fremstilling av økonomiske resultater . . . . .                       | 47        |
| <b>5</b> | <b>DISKUSJON</b>                                                             | <b>50</b> |
| 5.1      | Resultatenes gyldighet . . . . .                                             | 50        |
| 5.2      | Analyse av PV-resultater . . . . .                                           | 54        |
| 5.3      | Analyse av BAT-resultater . . . . .                                          | 57        |
| 5.4      | Sammenligning med tidligere forskning . . . . .                              | 59        |
| 5.5      | Kunnskapsoverføring, varslede nettleiestrukturer og forutsigbarhet . . . . . | 61        |
| <b>6</b> | <b>KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID</b>                                           | <b>64</b> |
| 6.1      | Konklusjon . . . . .                                                         | 64        |
| 6.2      | Videre arbeid . . . . .                                                      | 65        |

|                                                                            |           |
|----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>A VEDLEGG</b>                                                           | <b>72</b> |
| A.1 Estimering av laster . . . . .                                         | 72        |
| A.1.1 Generering av syntetisk last . . . . .                               | 73        |
| A.1.2 Varmekart av LAST-2 og BAT-2 . . . . .                               | 75        |
| A.1.3 Illustrasjon av temperaturavhengighet for last-0 og last-1 . . . . . | 76        |
| A.1.4 Illustrasjoner av andel av forbruket dekket av PV . . . . .          | 77        |
| A.2 Illustrasjoner av effektuttak i toppplasttimer . . . . .               | 78        |
| A.3 Abonnementstørrelser illustrert i varighetskurver. . . . .             | 80        |
| A.4 Illustrasjoner av kjøpt energi før og etter BAT-simulering . . . . .   | 84        |
| A.5 Besparelse knyttet til effektuttak og energiforbruk . . . . .          | 85        |
| A.5.1 Verifisering av systemytelse . . . . .                               | 87        |
| A.6 Illustrasjoner av batterienes fyllingsgrad . . . . .                   | 88        |

## FIGURER

|                                                                                              |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.1 Interessentkart . . . . .                                                                | 5  |
| 2.1 Prinsippskisse av det norske kraftnettet . . . . .                                       | 6  |
| 2.2 Illustrasjon av modellen sikringsdifferensiert nettleie. . . . .                         | 8  |
| 2.3 Illustrasjon av modellen abonnert effekt. . . . .                                        | 9  |
| 2.4 Illustrasjon av modellen målt effekt. . . . .                                            | 9  |
| 2.5 Innstrålt energi per kvadratmeter i Norge på horisontalen. . . . .                       | 11 |
| 2.6 Illustrasjon av de ulike komponentene til den innstrålte effekten. . . . .               | 12 |
| 2.7 Illustrasjon av relevante vinkler. . . . .                                               | 13 |
| 2.8 Enkel prinsippskisse av hvordan effektutjevning fortoner seg. . . . .                    | 16 |
| 2.9 Enkel prinsippskisse av hvordan et batteri brukes til formål om pris-arbitrasje. . . . . | 17 |
| 3.1 Global horisontal innstråling . . . . .                                                  | 20 |
| 3.2 Omgivelsestemperatur og vindhastighet . . . . .                                          | 21 |
| 3.3 Timesverdier for lastene anvendt i simuleringen . . . . .                                | 22 |
| 3.4 Varmekart av lastene anvendt i simulering . . . . .                                      | 23 |
| 3.5 Virkningsgrad til omformer og solcellepanel. . . . .                                     | 28 |
| 3.6 Effektmål som ble brukt i simulering. . . . .                                            | 30 |
| 4.1 Varmekart av solkraftproduksjon . . . . .                                                | 35 |
| 4.2 Varighetskurve før og etter simulering av PV . . . . .                                   | 36 |
| 4.3 Varmekart av lastprofil før og etter simulering av PV-0. . . . .                         | 37 |
| 4.4 Varmekart av lastprofil før og etter simulering av PV-1. . . . .                         | 37 |

|      |                                                                                                   |    |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.5  | Varmekart av lastprofil før og etter simulering av PV-2. . . . .                                  | 38 |
| 4.6  | Histogram av investeringskostnaden sammenlignet med nåverdien for alle PV-scenarier. . . . .      | 40 |
| 4.7  | Histogram av investeringskostnaden sammenlignet med nåverdien for PV-1. . . . .                   | 40 |
| 4.8  | Varmekart av levert og absorbert effekt av batteriene. . . . .                                    | 42 |
| 4.9  | Varighetskurve før og etter simulering av BAT. . . . .                                            | 43 |
| 4.10 | Varmekart av lastprofil før og etter simulering av BAT-0. . . . .                                 | 44 |
| 4.11 | Varmekart av lastprofil før og etter simulering av BAT-1. . . . .                                 | 44 |
| 4.12 | Histogram av investeringskostnaden sammenlignet med nåverdien for alle BAT-scenarier. . . . .     | 46 |
| 4.13 | Spredningsplot av avkastning per investerte krone for PV-scenarier. . . . .                       | 47 |
| 4.14 | Spredningsplott av avkastning per investerte krone for BAT-scenarier. . . . .                     | 48 |
| 4.15 | Spredningsplott av avkastning per investerte krone for alle scenarier. . . . .                    | 48 |
| 4.16 | Spredningsplott av gjennomsnittlig avkastning per investerte krone . . . . .                      | 49 |
| 5.1  | Kapasitetsledd for mindre kunder av Norgesnett AS . . . . .                                       | 61 |
| A.1  | Illustrasjon av termisk energiforbruk og elektrisk energiforbruk . . . . .                        | 72 |
| A.2  | Illustrasjon av varighetskurve før og etter skalering for hovedlast og fjernkjølingslast. . . . . | 73 |
| A.3  | Hovedlast og syntetisk generert last . . . . .                                                    | 74 |
| A.4  | Varmekart av last-2 før og etter simulering. . . . .                                              | 75 |
| A.5  | Illustrasjon av temperaturavhengighet for fjernkjølingslast. . . . .                              | 76 |
| A.6  | Illustrasjon av temperaturavhengighet for hovedlast. . . . .                                      | 76 |
| A.7  | Illustrasjon av prosentandel av forbruket dekket av PV-0 . . . . .                                | 77 |
| A.8  | Illustrasjon av prosentandel av forbruket dekket av PV-1 . . . . .                                | 77 |
| A.9  | Illustrasjon av prosentandel av forbruket dekket av PV-2 . . . . .                                | 78 |
| A.10 | Påvirkning på varighetskurve i toppplasttimene etter simulering av PV-0. . . . .                  | 78 |
| A.11 | Påvirkning på varighetskurve i toppplasttimene etter simulering av PV-1. . . . .                  | 79 |
| A.12 | Påvirkning på varighetskurve i toppplasttimene etter simulering av PV-2. . . . .                  | 79 |
| A.13 | Påvirkning på varighetskurve i toppplasttimene etter simulering av BAT-0. . . . .                 | 80 |
| A.14 | Abonnementstørrelse før og etter simulering av PV-0. . . . .                                      | 80 |
| A.15 | Abonnementstørrelse før og etter simulering av PV-1. . . . .                                      | 81 |
| A.16 | Abonnementstørrelse før og etter simulering av PV-2. . . . .                                      | 81 |
| A.17 | Abonnementstørrelse før og etter simulering av BAT-0. . . . .                                     | 82 |
| A.18 | Abonnementstørrelse før og etter simulering av BAT-1. . . . .                                     | 82 |
| A.19 | Abonnementstørrelse før og etter simulering av BAT-2. . . . .                                     | 83 |
| A.20 | Illustrasjon av last-0 og BAT-0. . . . .                                                          | 84 |
| A.21 | Illustrasjon av last-1 og BAT-1. . . . .                                                          | 84 |
| A.22 | Illustrasjon av last-2 og BAT-2. . . . .                                                          | 84 |



|      |                                                                                |    |
|------|--------------------------------------------------------------------------------|----|
| A.23 | Illustrasjon av virkningsgrad til omformer og modul for PV-0. . . . .          | 87 |
| A.24 | Illustrasjon av virkningsgrad til omformer og modul for PV-1. . . . .          | 87 |
| A.25 | Illustrasjon av fyllingsgrad i løpet av simuleringsperioden for BAT-0. . . . . | 88 |
| A.26 | Illustrasjon av fyllingsgrad i løpet av simuleringsperioden for BAT-1. . . . . | 88 |
| A.27 | Illustrasjon av fyllingsgrad i løpet av simuleringsperioden for BAT-2. . . . . | 89 |
| A.28 | Sammenligning av antall sykluser for BAT-0, BAT-1 og BAT-2. . . . .            | 89 |

## TABELLER

|      |                                                                                                                                       |    |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1  | Estimerte priser for de ulike modellene utarbeidet av NVE RME. . . . .                                                                | 10 |
| 3.1  | Tabell som belyser indekseringssystem . . . . .                                                                                       | 24 |
| 3.2  | Oversikt over installert kapasitet. . . . .                                                                                           | 25 |
| 3.3  | Tekniske spesifikasjoner til valgt solcellepanel . . . . .                                                                            | 26 |
| 3.4  | Tekniske spesifikasjoner til valgt omformer . . . . .                                                                                 | 26 |
| 3.5  | Oppsummerende resultater etter dimensjonering ved bruk av algoritme. . . . .                                                          | 27 |
| 3.6  | Oversikt over tap lagt til grunn i simuleringen. . . . .                                                                              | 27 |
| 3.7  | Oversikt over kapasitet og effekt til batteri brukt i simulering. . . . .                                                             | 28 |
| 3.8  | Sammenslutning av parametere beregnet av algoritmen i SAM. . . . .                                                                    | 29 |
| 4.1  | Resultater fra simulering av PV-0, PV-1 og PV-2. . . . .                                                                              | 34 |
| 4.2  | Maksimalt effektuttak før og etter simulering . . . . .                                                                               | 37 |
| 4.3  | Nettleie per år for de ulike lastene avregnet med de fire modellene utarbeidet av NVE RME. . . . .                                    | 38 |
| 4.4  | Nettleie per år for de ulike lastene etter simulering av PV-systemene avregnet etter de fire modellene utarbeidet av NVE RME. . . . . | 39 |
| 4.5  | Kontanstrøm for de ulike scenarioene etter avregning av nettleie med de fire modellene utarbeidet av NVE RME. . . . .                 | 39 |
| 4.6  | Investeringskostnad for PV-0, PV-1 og PV-2. . . . .                                                                                   | 39 |
| 4.7  | Avkastning per investerte krone for PV-0, PV-1 og PV-2. . . . .                                                                       | 41 |
| 4.8  | Energitap og sykluseffektivitet for de ulike scenarioene. . . . .                                                                     | 41 |
| 4.9  | Topplast før og etter simulering av Bat-scenarioer . . . . .                                                                          | 44 |
| 4.10 | Nettleie for de ulike lastene per år etter simulering av batteri . . . . .                                                            | 45 |
| 4.11 | Kontantstrøm for de batteriscenariene . . . . .                                                                                       | 45 |
| 4.12 | Investeringskostnad for BAT-0, BAT-1 og BAT-2. . . . .                                                                                | 46 |
| 4.13 | Avkastning per investerte krone for alle batteri-scenarioer. . . . .                                                                  | 47 |
| 5.1  | Sammenligning med tidligere forskning. . . . .                                                                                        | 60 |

|     |                                                                           |    |
|-----|---------------------------------------------------------------------------|----|
| 5.2 | Tabell over prosentvis endring i nettleie relativt til modell A . . . . . | 60 |
| 5.3 | Kapasitetsleddpriser, kroner per kW, eks. mva. . . . .                    | 62 |
| 5.4 | Energipriser for privatkunder og næringskunder . . . . .                  | 62 |
| A.1 | Sammenligning av hovedlast og syntetisk generert last. . . . .            | 74 |
| A.2 | Besparelse på nettleien i kroner og prosent for modell B . . . . .        | 85 |
| A.3 | Besparelse på nettleien i kroner og prosent for modell C . . . . .        | 85 |
| A.4 | Besparelse på nettleien i kroner og prosent for modell D . . . . .        | 86 |

**ORDLISTE**

|              |                                                    |
|--------------|----------------------------------------------------|
| <b>DSO</b>   | Distribution system operators                      |
| <b>ECMWF</b> | European Centre for Medium-Range Weather Forecasts |
| <b>IRENA</b> | International Renewable Energy Agency              |
| <b>NMBU</b>  | Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet     |
| <b>NREL</b>  | National Renewable Energy Laboratory               |
| <b>NVE</b>   | Norges vassdrags- og energidirektorat              |
| <b>OED</b>   | Olje- og energidepartementet                       |
| <b>SAM</b>   | System Advisor Model                               |
| <b>TSO</b>   | Transmission System Operator                       |
|              |                                                    |
| <b>AGM</b>   | Absorbed Glass Mat                                 |
| <b>AC</b>    | Vekselstrøm                                        |
| <b>DC</b>    | Likestrøm                                          |
| <b>kW</b>    | Kilowatt                                           |
| <b>kWh</b>   | Kilowatt time                                      |
| <b>kWp</b>   | Kilowatt peak                                      |
| <b>MPP</b>   | Maximum power point                                |
| <b>MPPT</b>  | Maximum power point tracking                       |
| <b>OC</b>    | Åpen krets                                         |
| <b>STC</b>   | Standard Test Conditions                           |
| <b>VRLA</b>  | Valve Regulated Lead Acid                          |

# 1 INTRODUKSJON

## 1.1 Bakgrunn for valg av tema

### 1.1.1 Fremtidens utfordringer for kraftsystemet

For å nå det ambisiøse klimamålet om minst 50% reduksjon i utslipp innen 2030 har det vært bred oppslutning om en rekke elektrifiseringstiltak i Norge [1]. På verdenbasis er Norge et av landene som har kommet lengst med å elektrifisere transportsektoren, og nå står sokkelen og landbasert industri for tur. Som en konsekvens av dette vil belastningen på nettet økes. For å nå et utslippsfritt Norge i 2050 vil det være behov for opptil 60% mer kraftproduksjon, ifølge en rapport skrevet av Oslo Economics [2]. Behovet for mer kraft medfører og økt effektbelastning på nettet, noe som etter all sannsynlighet vil føre til store investeringer. Kraftnettet dimensjoneres etter den høyeste momentane etterspørselen av effekt, og det er dermed ønskelig å redusere effektbehovet, for å redusere behovet for investeringer i nettet. For at vi skal nå klimamålene som vi har forpliktet oss til gjennom Parisavtalen [3] er det dermed nødvendig med økt kraftproduksjon og mer sluttbrukerfleksibilitet i nettet.

### 1.1.2 Solenergi sin rolle i elektrifiseringen av Norge

Ifølge Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) står solenergi kun for 0,14 TWh av Norges energiproduksjon [4]. Til sammenligning ble 679 GWh energi produsert på verdensbasis ved hjelp av solceller i 2019 ifølge International Renewable Energy Agency (IRENA) [5]. På verdensbasis har solkapasiteten vokst 27 ganger i løpet av det siste tiåret, og solkraft forventes å overgå andre kraftkilder som verdens største strømkilde fra 2035, ifølge Statkrafts lavutslippsscenario [6]. NVE forventer også vekst i solkraftproduksjonen nasjonalt og anslår at solkraft i Norge vil stå for 7 TWh i 2040 [4]. Solkraft blir dermed ansett som en del av tilretteleggingen for elektrifiseringen av Norge, med like stor forventet økning i kapasitet som vannkraft.

### 1.1.3 Batterier sin rolle i elektrifiseringen av Norge

Batteriet er en kritisk del av infrastrukturen som eksisterer idag. Batteriteknologi finnes idag i telekommunikasjonssystemer, innen sykehusteknisk utstyr og har vært kritiske for elektrifiseringen av transportsektoren. Samtidig er det forventet at batterier vil være enda viktigere i årene som kommer. Ifølge Bloomberg vil den installerte stasjonære batterikapasiteten i nettet være 150 ganger større i 2040 sammenlignet med 2018 [7]. Årsaken er en forventning om reduserte investeringskostnader og ett større behov for fleksibilitet i nettet.

Med bakgrunn i et endret forbruksmønster er batterier antatt å spille en kritisk rolle i elektrifiseringen av Norge. Hovedårsakene er at batterier kan bidra med spenningstøtte, er et alternativ til reinvestering i nettet og kan bidra til sluttbrukerfleksibilitet [8].

#### 1.1.4 Dagens situasjon

Som et svar på behovet for økt sluttbrukerfleksibilitet i nettet har det de siste årene vært stor omtale om effektbasert nettleie som insentiv for å redusere belastningen på nettet. Den 11. juni 2021 vedtok Olje og Energidepartementet endringer i *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff* [9]. Forskriftsendringen trer i kraft 1. januar 2022. De største endringene lyder som følger [10]:

- *Fastleddet i nettleien for kunder med et årlig forbruk under 100 000 kWh skal differensieres.*
- *Kunder med årlig forbruk over 100 000 kWh kan fortsatt ha et eget effektledd i nettleien som i dag.*
- *Den variable kostnaden<sup>1</sup> kan få et påslag basert på belastningen i nettet.*

Det er dermed opp til nettselskapene å velge hvilken nettleiestruktur de ønsker å bruke. Endringene kan forekomme både for større og mindre strømkunder, og utfallsrommet er per dags dato ukjent. Kriteriet er at modellene de velger er innenfor kravene som ble vedtatt av Olje og Energidirektoratet. Videre skal energileddet dekke nettselskapets marginale tapskostnader<sup>2</sup>, mens fastleddet skal utformes slik at kunden dekker en rimelig andel av de faste kostnadene i nettet.

---

<sup>1</sup>Energileddet.

<sup>2</sup>Samt en andel av de øvrige kostnadene.

## 1.2 Målformulering

Det overordnede målet for oppgaven er å kartlegge hvordan ulike nettleiestrukturer kan gi incentiver for kunder til å investere i eget solcelleanlegg, eller batteriløsninger. Videre blir hvilke strukturelle faktorer som gir opphav til det økonomiske incentivet for nettleiemodellene utarbeidet av NVE RME undersøkt. Formålet med oppgaven er å skape innsikt i hvordan nettleiemodellene utarbeidet av NVE RME kan benyttes til å oppnå de vedtatte klimamålene ved å gi økonomiske incentiver til samfunnsøkonomiske investeringer, og samtidig begrense store investeringer i ny nettkapasitet.

## 1.3 Omfang og avgrensning

Incentivet til investering i lokale energisystemer blir vurdert ut i fra simulering av systemene og beregning av avkastningen per investerte krone, der kontantstrømmen er dannet av besparelse på nettleie avregnet etter modellene utarbeidet av NVE RME. Resultatene blir drøftet i kontekst av behovet for incentiver til investering. Både solkraft- og batterisystemet blir prosjektert til bruk på *nye sykehuset i Innlandet*, som har blitt bestemt at skal ligge i Moelv [11]. Det blir totalt utført seks simuleringer i System Advisor Model (SAM), hvorav tre simuleringer simulerer et solkraft-anlegg og tre simuleringer et batterisystem. Simuleringene ble gjort for tre ulike laster, hvorav to laster er et estimat av det forventede forbruket til det nye sykehuset i Innlandet. For å komplementere oppgaven ble en syntetisk generert last inkludert for å undersøke hvordan ulike nettleiemodeller incentiverer til investering i ulike teknologi, ved anvendelse på ulike laster.

For hver simulering blir nettleien avregnet med fire generaliserte nettleiemodeller utarbeidet av NVE RME. Modellene er ikke innenfor kravene som ble vedtatt av Olje og Energidirektoratet, men ble brukt for å undersøke om nettleiemodellene ville gitt incentiver til de to valgte teknologiene, dersom de ble implementert. Incentivet til investering blir vurdert etter avkastning per investerte krone, og resultatene blir drøftet opp mot behovet for incentiver.

Det blir ikke tatt hensyn til skatter og avgifter i beregningen, da formålet er å undersøke hvordan ulike nettleiestrukturer incentiverer til investeringer isolert, uten ekstern påvirkning på resultatet. Incentivet til investering vurderes dermed isolert sett ut i fra kontantstrøm fra redusert nettleie. I så måte er dette kun et bidrag, for å forstå hvordan hvilken rolle nettleien kan utgjøre for å incentivere til grønne investeringer som bidrar til å nå våre samfunns mål.

## 1.4 Tidligere forskning

I forløpet til forskriftsendringen utarbeidet NVE RME et høringsdokument om forslag til endringer i nettleiestrukturen [12]. I høringsdokumentet ble tre nye nettleiemodeller foreslått. Videre belyste

høringsdokumentet at nettleien som anvendes for mindre kunder idag, utgjør en barriere for å ta i bruk batterier, og kartla konsekvensene for egenprodusert strøm for mindre sluttbrukere. Besparelsen på nettleien for husholdningskunder vil reduseres dersom nettselskap velger å anvende noen av NVE RME sine modeller med 0,8% - 2,9%. Påvirkningen på besparelsen er avhengig av boligens alder, størrelse på solkraftanlegget og hvilken modell som blir anvendt.

Denne oppgaven bygger videre på en tidligere masteroppgave om hvordan endret nettleiestruktur gir insentiv for sluttbruker til å jevne ut strømforbruk med batteri [13], hvor resultatet var at modellene *Målt effekt* og *Abonnert effekt* ga størst besparelse på nettleien. I denne oppgaven blir derimot insentivet beregnet ut ifra avkastning per investerte krone, og inkluderer i tillegg en beregning av insentivet til investering i solcellesystemer, der resultatene blir drøftet opp mot hverandre.

## 1.5 Valg av studieobjekt

Ifølge SINTEF er sykehusbygg en av de mest energiintensive byggene vi har i Norge [14]. Det spesifikke energiforbruket til sykehus er i rundt  $300 \text{ kWh/m}^2$ , og NVE opererer med representativt anslag på  $380 \text{ kWh/m}^2/\text{år}$  ifølge en rapport fra 2016 [15]. Til sammenligning er det representative spesifikke energiforbruket til universitet/høyskole på  $260 \text{ kWh/m}^2/\text{år}$ . Sykehus kjennetegnes dermed av et stort effekt- og energiforbruk [16]. Bransjen har dermed store utfordringer på klima og miljøområdet [17]. Det er dermed hensiktsmessig å vurdere hvordan ulike nettleiemodeller vil kunne insentivere til investeringer i lokale energisystemer på sykehus, da det eksisterer et behov for å redusere effektuttaket og energiforbruket.

En stor andel av energiforbruket til sykehus kan reduseres. I perioden 2010-2014 gjennomførte SINTEF et prosjekt der de kartla potensialet for energieffektivisering av sykehusbygg, og kom frem til at det er mulig å gjennomføre en reduksjon på 50% [18]. Kostnaden knyttet til energieffektivisering varierer i stor grad [19], og trolig vil enkelte av tiltakene kunne erstattes med lokal produksjon av energi eller effektutjevning.

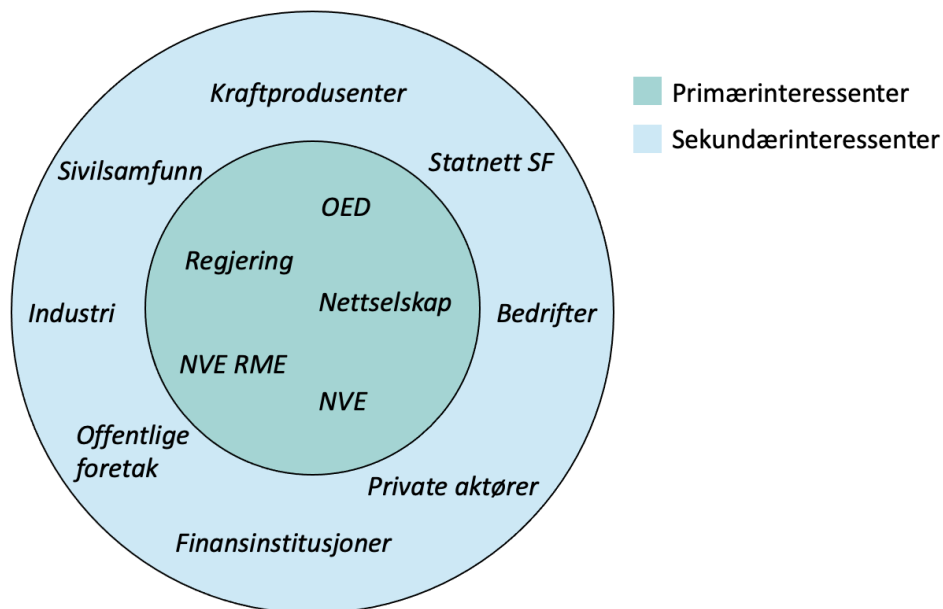
## 1.6 Målgruppe

Resultatene fra denne oppgaven er av interesse for flere ulike parter. For **Investorer** gir de økt forståelse for hvordan lastprofil og nettleiestruktur innvirker på insentivet til en investering. Investorer, både privat og kommersielt, har et behov for at staten tilrettelegger for at samfunnsøkonomiske investeringer er økonomisk lønnsomme på bedriftsøkonomisk- og privat nivå. For **Nettselskap**, ved å gi økt kunnskap om hvordan valg av nettleiemodell kan utløse et potensial for sluttbrukerfleksibilitet og/eller lokal produksjon. Nettselskap har behov for god forvaltning av deres nettområde, og at de faktiske kostnadene for drift av nettet samsvarer med inntektene fra nettleien. Videre er

resultatene av interesse for **Reguleringsmyndighet og departement**, ved å gi innsikt i hvordan gjeldende rett underbygger et mål om effektiv forvaltning av kraftnettet og fremtidens behov for endring i kraftsystemet.

### 1.6.1 Interessenter

For å kartlegge hvilke aktører som påvirkes av endringen i *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff* har både primær- og sekundærinteressenter blitt kartlagt i et interessekart. Primærinteressentene er direkte eller indirekte involvert i forskriftsendringen, mens sekundærinteressenter er direkte eller indirekte påvirket av forskriftsendringen [20]. Interessentene blir presentert nedenfor.



Figur 1.1: Interessentkart over aktører som er direkte eller indirekte påvirket av forskriftsendringen.

Resultatene fra denne oppgaven er dermed også av betydning for interessentene som ikke ble nevnt i seksjon 1.6, men er av mindre relevans.



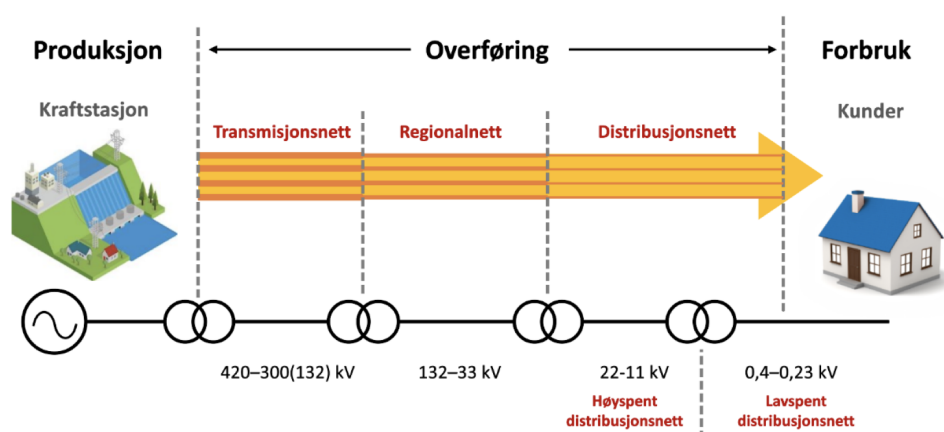
## 2 TEORI

### 2.1 Innføring i elektriske kraftsystem

Kraftsystemer er en fellesbetegnelse for alle deler av et system som sørger for at kraft blir overført fra produsent til konsument [21]. For at kraftsystemet skal være stabilt må det være balanse mellom kraftproduksjon og effektuttak til en hver tid [21]. Årsaken er at denne balansen definerer frekvensen i nettet, en frekvens som infrastruktur og elektriske apparater er dimensjonert etter. For å få dette til å fungere innenfor et bredt og teknisk fagfelt, kreves god organisering og tydelig oppdeling av roller og ansvarsområder.

#### 2.1.1 Organisering av kraftnettet

Overordnet sett består elektriske kraftsystemer av tre deler, produksjon, overføring og omsetning [22]. I Norge bruker vi i stor grad vann til å produsere kraft, ved at vann demmes opp i magasiner og deretter slippes gjennom en vannturbin ved behov. Dette kalles regulerbar kraft. Et eksempel på uregulerbar kraft er solkraft, hvor produksjonen styres av værforhold. Overføringen av energien gjøres ved hjelp av kraftnettet, en fellesbetegnelse bygget opp av tre grunnleggende nivåer: Transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett [23]. Transmisjonsnettet kontrolleres av systemoperatøren (TSO), som er ansvarlig for at det er kraftbalanse i nettet. I transmisjonsnettet er spenningsnivået høyt med hensikt i å redusere energitapene i nettet. Regionalnett og distribusjonsnett kontrolleres av nettselskap (DSO) og er på et lavere spenningsnivå. En enkel prinsippskisse av nettstrukturen i Norge er illustrert i figur 2.1.



Figur 2.1: En enkel prinsippskisse av det norske kraftnettet og nettnivåer. Illustrasjonen er hentet fra [8].

Kraften må også omsettes. Omsetningen gjøres på Nord Pool, et budområde hvor kraftleverandør kjøper kraft etter prisene satt av kraftprodusentene [24]. Markedene er delt opp i flere segmenter, men detaljene rundt dette aspektet er utenfor omfanget av denne oppgaven.

### **2.1.2 Distribuert produksjon**

I kraftsammenheng skilles det mellom regulerbar og uregulerbar kraftproduksjon. Regulerbar kraft er en samlebetegnelse på produksjonsenheter som har mulighet til å regulere effekten som leveres ut på nettet. Vann, kull- og gasskraft går innenfor denne samlebetegnelsen, og leverer effekt ut på nettet etter kommunikasjon med TSO, som har ansvar for driften av kraftsystemet til enhver tid. Uregulerbar kraft som sol- og vindkraft har i mindre grad mulighet til å regulere effekten som blir levert ut på nettet, nemlig fordi energikilden er direkte væravhengig [25]. Dette utsetter driften av kraftsystemet for mer usikkerhet, da det blir mer utfordrende å planlegge for momentan effektbalanse, ettersom planene vil i større grad basere seg på prognoser om fremtidig værforhold. I enkelte nettområder er det dermed fordelaktig å utnytte den uregulerbare kraften uten at kraften eksporteres ut på nettet for å hindre unødvendig belastning på nettet [23].

## **2.2 Beskrivelse av nettleie**

Nettleie er summen sluttbruker betaler for at kraft blir overført fra produsent til konsument, og skal dekke driftskostnadene til nettselskapene. Nettleien varierer fra nettområde til nettområde grunnet ulik kostnadsfordeling av driften av nettområdene [26].

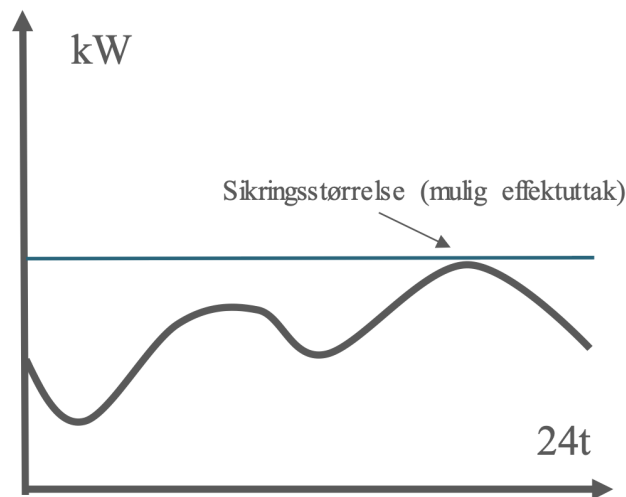
Nettleien kan prises på forskjellige måter, og i enkelte nettområder priser nettselskap effektuttak hos sluttbruker. Tradisjonelt har nettleien for mindre kunder vært avregnet etter energien som blir brukt, mens for større kunder har også effektuttaket blitt priset. Statlige avgifter er ikke en del av nettleien, men både nettleien og statlige avgifter blir fakturert sammen [27].

## **2.3 Beskrivelse av modeller**

Regjeringen vedtok 21. juni 2021 et nytt rammeverk for nettleiestruktur [9], noe som etter all sannsynlighet medfører at flere sluttbrukere får ny nettleiemodell fra og med 1. januar 2022. Reguleringsmyndigheten for Energi (NVE RME) har som en del av prosessen utarbeidet tre ulike nettleiemodeller [12]. Modellene er generaliserende og ikke i samsvar med enkelte krav i nye forskriften per 1. januar 2022. Nettselskapene kan med andre ord velge å bruke en variant av disse modellene tilpasset til den nye forskriften, eller helt egne modeller. Modellene illustrerer ulike prinsipielle metoder for avregning av nettleie, og er dermed ansett passende til bruk i oppgaven.

### Sikringsdifferensiert nettleie

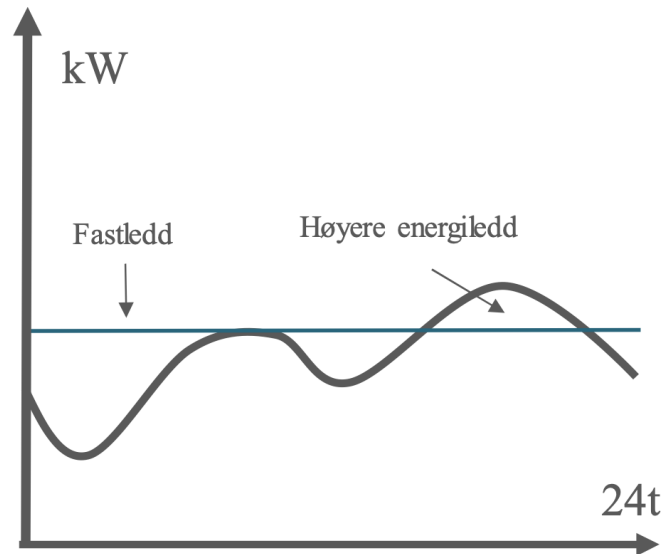
Dersom nettleien avregnes etter modellen *Sikringsdifferensiert nettleie* vil sluttbruker betale en nettleie basert på størrelsen på sikringen inn til eiendommen, som illustrert i figur 2.2. Nettleien blir dermed differensiert ut i fra hvor mye effekt sluttbruker har maksimalt mulighet til å bruke i løpet av en time. Nettleien vil bestå av et fastledd og et energiledd, hvor den faste kostnaden blir definert ut i fra sikringstørrelse og et fast beløp. Energileddet kan også prises høyere i de timene en forventer at nettet er høyt belastet.



Figur 2.2: Illustrasjon av modellen sikringsdifferensiert nettleie. Avregningen gjøres etter størst mulig effektuttak. Illustrasjonen er hentet fra [12].

### Abonnert effekt

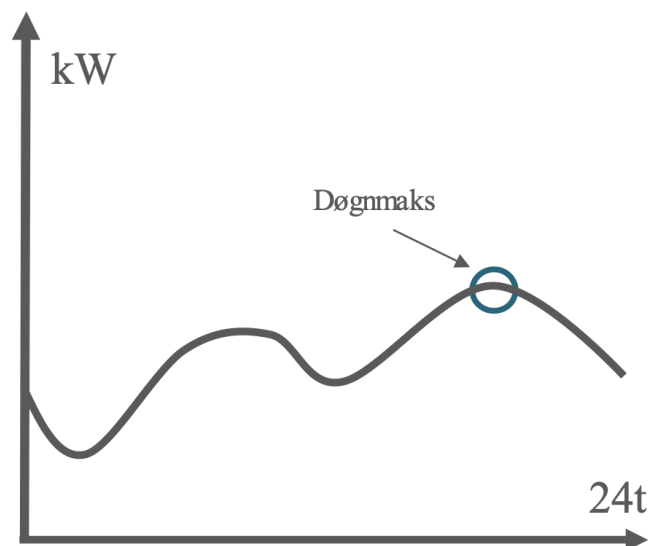
*Abonnert effekt* er en modell hvor nettleien beregnes ut i fra et fastledd og et energiledd. I praksis betaler man en sum for et abonnement av en definert størrelse. Kostnaden for alt effektuttak under størrelsen på abonnementet er dermed innbakt i kostnaden på abonnementet. Effektuttak over abonnementstørrelsen gir et påslag på energileddet. Det er verdt å bemerke at også her prises energien lavt. Modellen er illustrert i figur 2.3.



Figur 2.3: Illustrasjon av modellen abonnert effekt. Illustrasjonen er hentet fra [12].

### Målt effekt

I modellen *Målt effekt*, illustrert i figur 2.4, beregnes nettleien ut i fra det maksimale effektuttaket i løpet av et døgn, mengden energi som blir konsumert og et fastledd. Energiprisen er lav, og effektleddet, prisen man betaler for det maksimale effektuttaket i løpet av et døgn, er sesongdifferensiert mellom sommer og vinter. Fastleddet er ikke variabelt.



Figur 2.4: Illustrasjon av modellen målt effekt. Illustrasjonen er hentet fra [12].

## Estimerte priser

NVE RME har estimert priser for de respektive modellene. Prisene er utformet basert på at alle sluttbrukere samlet sett skal betale like mye i nettleie som idag. Se tabell 2.1 for estimerte priser. Tabellen inkluderer også estimerte priser etter tradisjonell avregning for mindre kunder, hvor nettleie avregnes etter energiforbruk.

Tabell 2.1: Estimerte priser for de ulike modellene utarbeidet av NVE RME. Alle priser er hentet fra [12].

|                                       | Energiledd    | Påslag på energiledd/effektpris                  | Fastledd                  |
|---------------------------------------|---------------|--------------------------------------------------|---------------------------|
| Nettleie avregnet etter energiforbruk | 0,1859 kr/kWh | X                                                | 2046 kr/år                |
| Sikringsdifferensiert nettleie        | 0,05 kr/kWh   | X                                                | 1750 kr/år + 675 kr/kWh/h |
| Abonnert effekt                       | 0,05 kr/kWh   | 1,00 kr/kWh/h                                    | 1350 kr/år + 675 kr/kWh/h |
| Målt effekt                           | 0,05 kr/kWh   | 1,49 kr/kWh/h (sommer)<br>2,25 kr/kWh/h (vinter) | 1850 kr/år                |

## 2.4 Solenergi

### 2.4.1 Solenergi som ressurs

Den teoretisk beregnede innstrålte effekten på jordens atmosfære per kvadratmeter, kalles solkonstanten og er omtrent  $1367 \text{ W}/\text{m}^2$ . Konstanten varierer med  $\pm 3\%$  over jordens overflate grunnet at jorden er elliptisk, og en får dermed ikke en lik fordeling over hele flaten [28]. Denne verdien inkluderer alle typer stråling, hvorav en betydelig brøkdel går tapt når lyset passerer gjennom atmosfæren.

En lokasjons respektive posisjon i forhold til solen varierer i løpet av året, og er årsaken til at solinnstrålingen varierer mellom sommer og vinter. Dette er fordi jorden roterer rundt solen med en helning i forhold til sin egen akse. Denne helningen varierer mellom  $\pm 23,45^\circ$  i løpet av året, og kalles deklinasjonsvinkelen [29]. Når deklinasjonsvinkelen er på sitt største, mottar de nordiske landområdene større mengde innstråling i løpet av en dag sammenlignet med når deklinasjonsvinkelen er på sitt laveste. Det er to årsaker til dette. Når solen står lavere på himmelen må den elektromagnetiske strålingen fra sola bevege seg gjennom en større mengde luft som vil føre til økt spredning av det innkommende lyset. Som et resultat reduseres den innstrålte effekten. Den andre årsaken er at antall timer med irradians reduseres, da solen står opp senere, og går ned tidligere. I tillegg har lokalt klima en betydning for når en får innstrålt effekt, og intensiteten på solstrålingen [30]. Som et resultat av dette varierer den innstrålte effekten i Norge i løpet av året i stor grad, som illustrert i figur 2.5.



Figur 2.5: Innstrålt energi per kvadratmeter i Norge på horisontalen i henholdsvis januar og juli for et normalår. Illustrasjonen er hentet fra [31].

#### 2.4.2 Solceller, værforhold og effektivitet

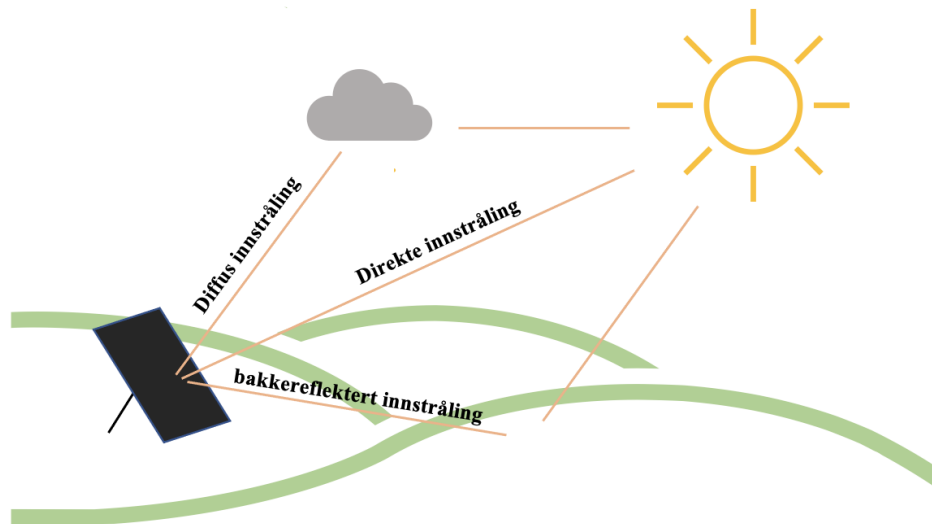
Solceller høster innstrålt energi i form av lys og omdanner den til elektrisk energi. Hver solcelle er konstruert av et halvledermateriale, og krystallinsk silisium (c-Si) er det mest brukte halvledermaterialet i solceller med 80% markedsandel globalt [32].

Solceller har den egenskapen at de kun lar strøm flyte i en retning. Når et foton treffer en solcelle, vil det kunne overføre sin energi til et elektron i halvlederen, og løsrive det fra sin fastbundne tilstand til Si-atomer [33]. Elektronet vil deretter kunne bevege seg fritt i krystallstrukturen og ledes gjennom en ytre krets. Når flere elektroner strømmer gjennom en slik krets, kan energien brukes i form av elektrisitet. Flere solceller kobles sammen for å danne et solcellepanel, og jo flere paneler du har til rådighet, jo mer energi kan du forvente å høste.

Effekten en kan forvente å få ut av et solcellepanel er primært avhengig av den innstrålte effekten. Den innstrålte effekten på et solcellepanel kan forklares ut i fra følgende likning [34],

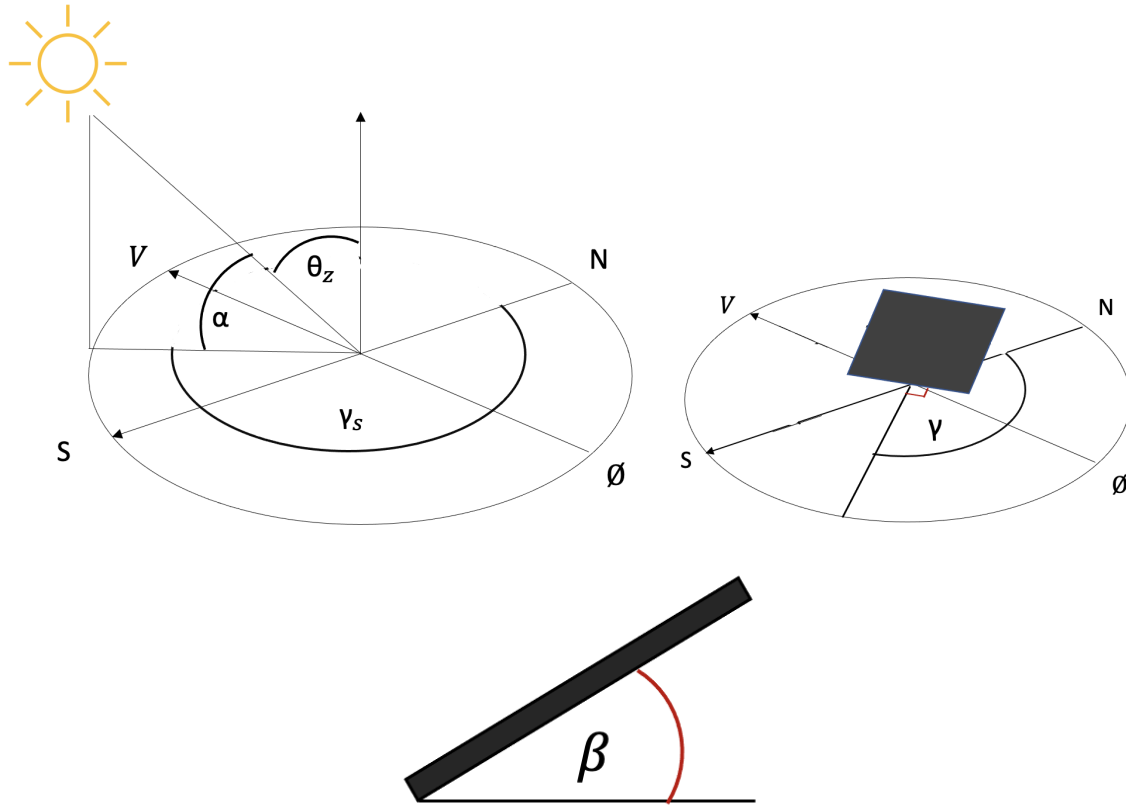
$$I_{POA} = I_b + I_d + I_r \quad (2.1)$$

hvor  $I_b$  er den direkte innstrålte effekten på panelet,  $I_d$  er den diffuse innstrålte effekten på panelet og  $I_r$  er den bakkereflekterte andelen av innstrålingen som treffer panelet. De ulike komponentene er illustrert i figur 2.6.



Figur 2.6: Illustrasjon av de ulike komponentene til den innstrålte effekten. Figuren er laget ut i fra informasjon fra [35].

De ulike komponentene for innstrålt effekt i likning 2.5 varierer i løpet av dagen og i løpet av året. Årsaken er både forandring i værforhold, men også endret innfallsvinkel til den innstrålte effekten. For å forklare hvordan innstrålingen forandrer seg med tid må solvinklene først belyses. Disse solvinklene er illustrert i figur 2.7.



Figur 2.7: (a) Illustrasjon av solvinkler. (b) Illustrasjon av orientering av panelet. (c) Illustrasjon av helningsvinkelen til panelet. Figurene er laget ut ifra informasjon fra [34].

Vinklene i figuren ovenfor beskriver solpanelets posisjon i forhold til solen til enhver tid, og definerer innfallsvinkelen til den innstrålte effekten.  $\gamma_s$  beskriver orienteringen til solen i forhold til nord<sup>1</sup>,  $\theta_z$  beskriver orienteringen til solen i forhold til den vertikale aksene og  $\alpha$  beskriver vinkelen mellom den innstrålte effekten og horisontalen [34]. Videre beskriver  $\gamma$  orienteringen til panelet i forhold til nord og  $\beta$  beskriver helningsgraden til panelet. Innfallsvinkelen kan nå forklares ut ifra følgende likning,

$$\alpha = \cos^{-1}[\cos(\beta) \cdot \cos(\theta_z) + \sin(\beta) \cdot \sin(\theta_z) \cdot \cos(\gamma_s - \gamma)] \quad (2.2)$$

hvor  $\beta$  er helningsgraden til panelet,  $\theta_z$  er solar senit vinkel,  $\gamma_s$  er solar asimutvinkel og  $\gamma$  er asimutvinkel til panelet. Den direkte innstrålingen kan uttrykkes som [34]

$$I_b = E_{dni} \cdot \cos(\alpha), \quad (2.3)$$

hvor  $E_{dni}$  er den direkte normale irradiansen. Den direkte normale irradiansen er mengden solstråling som mottas per arealenheter av en overflate som alltid holdes vinkelrett på irradiansen. Den diffuse

<sup>1</sup>Enkelte definerer vinkelen også med utgangspunkt i sør som himmelretning. SAM definerer vinkelen med utgangspunkt i nord.



andelen av irradiansen er gitt som

$$I_d = E_{dhi} \cdot \frac{1 + \cos(\beta)}{2}, \quad (2.4)$$

der  $E_{dhi}$  den diffuse horisontale irradiansen<sup>1</sup>. Den diffuse horisontale irradiansen, er innstrålingen fra solen som har blitt reflektert av molekyler og partikler i atmosfæren og som deretter treffer en horisontal flate. Den siste komponenten av den totale innstrålte effekten er den bakkereflekterte irradiansen, som kan uttrykkes som [35]

$$I_r = \rho \cdot E_{ghi} \cdot \frac{1 - \cos(\beta)}{2}, \quad (2.5)$$

her er  $\rho$  bakkens albedo og  $E_{ghi}$  den globale horisontale irradiansen. Den globale horisontale irradiansen er summen av den diffuse irradiansen og den direkte irradiansen [35]. Albedoen representerer andelen av den innstrålte effekten som blir reflektert.

Det faktiske effektutbytte fra et solcellepanel kan beregnes med følgende formel [34]:

$$P_{dc} = I_{abs} \cdot P_{kwp} \cdot (1 + \delta \cdot (T_{celle} - 25^\circ C)) \quad (2.6)$$

Her er  $I_{abs}$  den absorberte andelen av irradiansen som treffer modulen ( $I_{POA}$ ),  $P_{kwp}$  merkeeffekten til panelet,  $\delta$  temperaturkoeffisienten og  $T_{celle}$  temperaturen til cellene i panelet. Likningen ovenfor er en forenklet modell, men illustrerer hvilke faktorer som påvirker den leverte effekten fra et panel på en tilstrekkelig måte<sup>2</sup>. Som en ser i likningen ovenfor, er den avgitte effekten avhengig av den innstrålte effekten, som igjen er avhengig av innfallsvinkelen, albedoen til omgivelsene og helningsgraden til panelet. Temperaturen på cellen har også en påvirkning på den avgitte effekten, da  $\delta$  er negativ. Typisk vil effektiviteten reduseres med 0,2% - 0,3% per grad celsius, men varierer fra panel til panel [36]. Lokasjoner med høy innstråling og lav utetemperatur er dermed et idéelt operasjonsområde for en solcelle.

---

<sup>1</sup>SAM bruker en tilsvarende modell for å beregne den diffuse irradiansen kalt Perez modellen. Denne inkluderer empirisk data av horisontlysstyrke.

<sup>2</sup>SAM bruker en modifisert variant av en-diode modellen, som i praksis modellerer solcellen som en ekvivalentkrets.

### 2.4.3 Begrepsavklaring

Når man evaluerer ytelsen til et solcelleanlegg (PV-system) brukes ofte ytelsesindikatorer. Indikatorene som blir brukt i oppgaven blir forklart nedenfor.

#### Energiutbytte

Energiutbytte beskriver mengden energi man får ut av hver kW installert effekt fra panelet i løpet av et år [37]. Begrepet gir dermed en indikator på hvor godt egnet en lokasjon er for PV-systemer og tar også effektiviteten til panelet med i betraktning. Energiutbytte beregnes ved bruk av følgende likning,

$$E = \frac{E_{ac}}{P_{kwp}} \quad (2.7)$$

hvor  $E$  er energiutbytte og  $E_{ac}$  er levert energi fra systemet i løpet av et år.

#### Reelt ytelsesforhold

Det reelle ytelsesforholdet, også kjent som *performance ratio*, beskriver hvor stor andel av den innstrålte energien som blir levert ut av systemet i form av elektrisitet [37]. Begrepet beskriver dermed effektiviteten til systemet uten å ta værforhold med i betraktning, slik som overnevnte begrep. Indikatoren brukes til å sammenligne ytelsen til PV-systemer på verdensbasis, og beregnes med følgende formel [38],

$$Y = \frac{E_{ac}}{I_{\text{år}} \cdot \eta} \quad (2.8)$$

hvor  $I_{\text{år}}$  er den totale instrålte energien på panelene i løpet av et år og  $\eta$  er virkningsgraden til panelet.

#### Kapasitetsfaktor

Kapasitetsfaktor beskriver prosentandelen av året et PV-system er i drift dersom det skulle vært driftet i merkeeffekt til enhver tid [39] og er angitt i %. Kapasitetsfaktoren beregnes med følgende formel,

$$K = \frac{E_{ac}}{P_{dc} \cdot t_{\text{år}}} \quad (2.9)$$

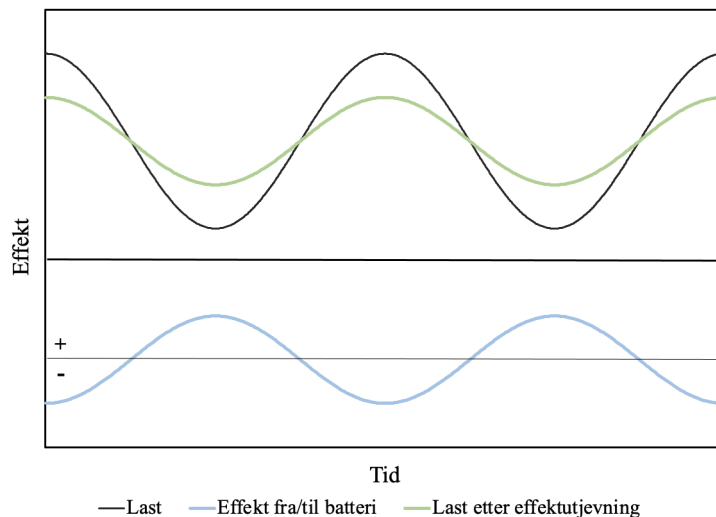
hvor  $t_{\text{år}}$  er antall timer i løpet av et år.

## 2.5 Anvendelsesområder for batterier

Batterier brukes til formål om å *lagre energi*, fortrinnsvis over kort tid. Til bruk i kraftnettet, skilles det mellom elektrokjemiske batterier, elektromagnetiske batterier, termiske batterier og mekaniske batterier [40]. Elektrokjemiske batterier er dannet av en eller flere elektrokjemiske celler. Cellene omdanner den elektriske energien til kjemisk energi ved oppladning i en reversibel prosess for alle oppladbare batterier. Grunnet det store anvendelsesområdet har det blitt utviklet flere typer batterier til ulike formål. I all hovedsak benyttes blybatterier til effektutjevning hos sluttbruker. Årsaken er at de er pålitelige, kan levere høy strøm og at kostnaden er lav [41].

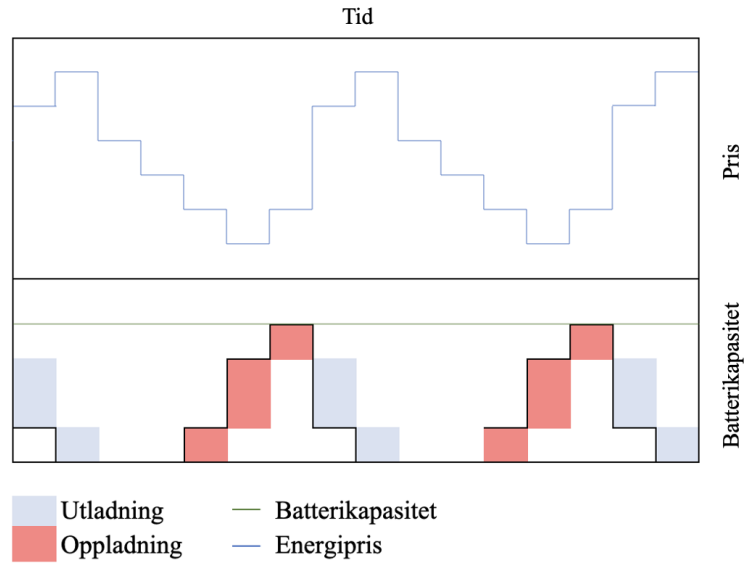
### 2.5.1 Lastforskyvning og arbitrasje

I kraftnett-sammenheng brukes batterier for økt leveringspålitelighet, økt forsyningssikkerhet og for effektutjevning. Effektutjevning betyr at batteriet tilfører aktiv effekt til en last for å redusere belastningen på nettet [8], som illustrert i figur 2.8.



Figur 2.8: Enkel prinsippkisse av hvordan effektutjevning fortøner seg. Positiv verdi er definert som oppladning av batteri.

På samme måte som at batterier kan brukes til effektutjevning, kan de også brukes til formål om pris-arbitrasje, som illustrert i figur 2.9. Dette betyr at batteriet lades opp når energiprisen er lav, og selger energien når prisen er høy [42].



Figur 2.9: Enkel prinsippskisse av hvordan et batteri brukes til formål om pris-arbitrasje.

I praksis vil lønnsomheten til batteriet være avhengig av prisdifferansen i arbitrasjeintervallet, og effektiviteten til anvendt batteri [42].

For at batterier skal lades og opplades etter ønsket formål, eksempelvis prisarbitrasje eller for å redusere maksimalt effektuttak, må batteriene styres ut i fra en valgt strategi. Grunnet relevans belyses kun styring av batterier ut i fra *effektmål*.

Effektmål er en satt grense for mengde effekt en ønsker å maksimalt bruke i løpet av en valgt tidsperiode. Dersom et batteri styres ut i fra et effektmål, så lades batteriet hvis lasten i en gitt time er lavere enn effektmålet, mens dersom lasten er større enn effektmålet leverer batteriet effekt til lasten. På denne måten reduseres maksimalt effektuttak som blir hentet fra nettet [34].

### 2.5.2 Begrepsavklaring

Når man skal vurdere ytelsen til et batteri kan flere indikatorer benyttes, avhengig av hva en ønsker å evaluere. I oppgaven blir *Sykluseffektivitet* og *Fyllingsgrad* brukt.

#### Sykluseffektivitet

Sykluseffektivitet beskriver virkningsgraden til batteriet i gjennomsnitt i løpet av en valgt tidsperiode. Sykluseffektiviteten inkluderer tap knyttet til ohmsk motstand og elektrokjemiske tap. Den største kilden til energitap i et elektrokjemisk batteri er knyttet til elektrokjemiske tap [43]. Elektrokjemiske tap øker dersom batteriet ikke er i bruk over lengre tid grunnet dannelse av interne kjemiske reaksjoner som reduserer spenningen i batteriet.

## Fyllingsgrad

Batteriets fyllingsgrad, også kjent som *Battery State of Charge*, beskriver prosentandelen av gjenværende kapasitet i forhold til merkekapasitet til enhver tid [44].

## 2.6 Økonomisk-teori

### 2.6.1 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden er en metode for å vurdere om en investering er lønnsom eller ikke. Metoden er internasjonalt utbredt og brukes til å bestemme dagens verdi av alle fremtidige kontantstrømmer generert av en investering. Metoden tar også tidsverdien av penger med i beregningen og er dermed en god metode å bruke dersom man skal sammenligne lignende investeringsalternativer [45]. Nåverdien beregnes ved bruk av følgende likning,

$$NNV = -I + \sum \frac{K_n}{1 + r^n}, \quad (2.10)$$

hvor  $NNV$  er netto nåverdi ( $kr$ ),  $I$  er investeringskostnaden ( $kr$ ),  $K_n$  er kontantstrømmen for år  $n$  ( $kr$ ) og  $r$  er diskonteringsrenten (%).

### 2.6.2 Ikke-lineær programmering

Ikke-lineær programmering er en metode som brukes for å løse et optimeringsproblem dersom målfunksjonen eller begrensningene ikke er lineære [46]. Enkle optimeringsproblem kan løses ved hjelp av matematiske metoder som substitusjonsmetoden og lagrangemetoden. Større problemer løses som oftest ved bruk av en algoritme. Det finnes mange ulike ikke-lineære programmeringsalgoritmer. En type ikke-lineær programmeringsalgoritme kalles *Generalized Reduced Gradient* [47]. Denne algoritmen beregner gradienten til målfunksjonen når beslutningsvariablene endres og finner optimal løsning når gradienten er lik null.

### 3 METODE

I denne oppgaven har ulike scenarioer blitt lagt til grunn for å forstå hvordan ulike nettleiemodeller kan incentivere til investering i sol- og batterisystemer. Incentivet til investering vurderes isolert sett ut i fra avkastningen per investerte krone, som dannes av investeringskostnaden og neddiskontering av kontantstrøm fra redusert nettleie. Ved å beregne avkastning per investerte krone, kan de ulike scenarioene sammenlignes, og vurderes dermed på likere basis.

Som grunnlag for vurderingen blir det utført tre simuleringer av solkraftsystemer og tre av batterisystemer ved bruk av programvaren *System Advisor Model (SAM)*. Både solkraftsystemene og batterisystemene er simulert for anvendelse på tre ulike laster, og ingen av systemene leverer effekt ut på nett. Systemene blir simulert individuelt, slik at ingen av simuleringene inkluderer begge teknologier.

De tre ulike lastene er estimert ut i fra tilsendt data og er av ulik karakteristikk. Lastene representerer fjernkjølingsbehovet ved sykehuset, hovedlasten som dekker det elektriske forbruket ved sykehuset og en syntetisk generert som ikke er representativ for et sykehus. Den syntetiske genererte lasten ble inkludert for å undersøke om lastkurven har en påvirkning på incentivet til investering, når nettleie avregnes etter modellene utarbeidet av NVE RME.

Nettleien før og etter simulering av teknologiene blir estimert ved bruk av modellene *Nettleie basert på konsumert energi*, *Sikringsdifferensiert nettleie*, *Abonnert effekt* og *Målt effekt*, som beskrevet i seksjon 2.3. En nettleiemodell basert på konsumert energi blir inkludert i vurderingen, da dette er den tradisjonelle måten å avregne nettleie på.

#### 3.1 Datainnhenting

I denne simuleringen ble data fra Akershus Universitetsykehus HF, Sykehuset Østfold Kalnes og meteorologiske data lagt til grunn.

##### 3.1.1 Data fra Akershus Universitetsykehus HF

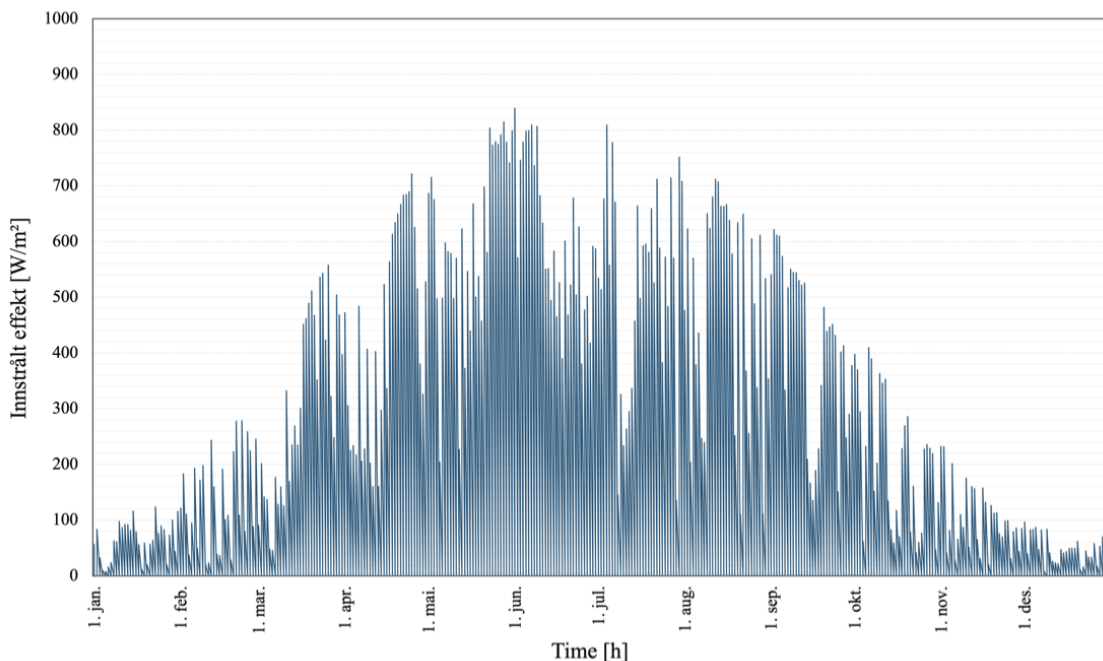
Forbruksdata for året 2019 ble tilsendt fra en kontaktperson ved Oslo universitetsykehus HF. Disse dataene representerte forbruket på A-hus, og var kategorisert etter fjernkjølingsmåler og hovedmåler. Fjernkjølingsmåleren målte den termiske energien som ble hentet fra sykehuset, mens hovedmåleren målte det elektriske forbruket for sykehuset. Dataene inneholdt timesverdier for forbruket for 2019 med benevnning *kWh*.

### 3.1.2 Batteri- og forbruksdata fra Sykehuset Øsfold Kalnes

Dimensjonering av batteri ble gjort etter eksisterende batterikapasitet på Sykehuset Øsfold Kalnes, avdeling behandlingsbygg. Etter samtale med kontaktperson på Kalnes Sykehus HF ble det tilsendt nødstrømkapasitet for sykehuset, og gitt tilgang på deres nettside *Energinet.net* for overvåkning av energiforbruk. Størrelsen på deres nødstrømkapasitet er untatt offentlighet for å opprettholde samfunnsikkerheten, men ble brukt for å gi et anslag på batteristørrelsen med tanke på totalt energiforbruk, kritisk last og spisslast.

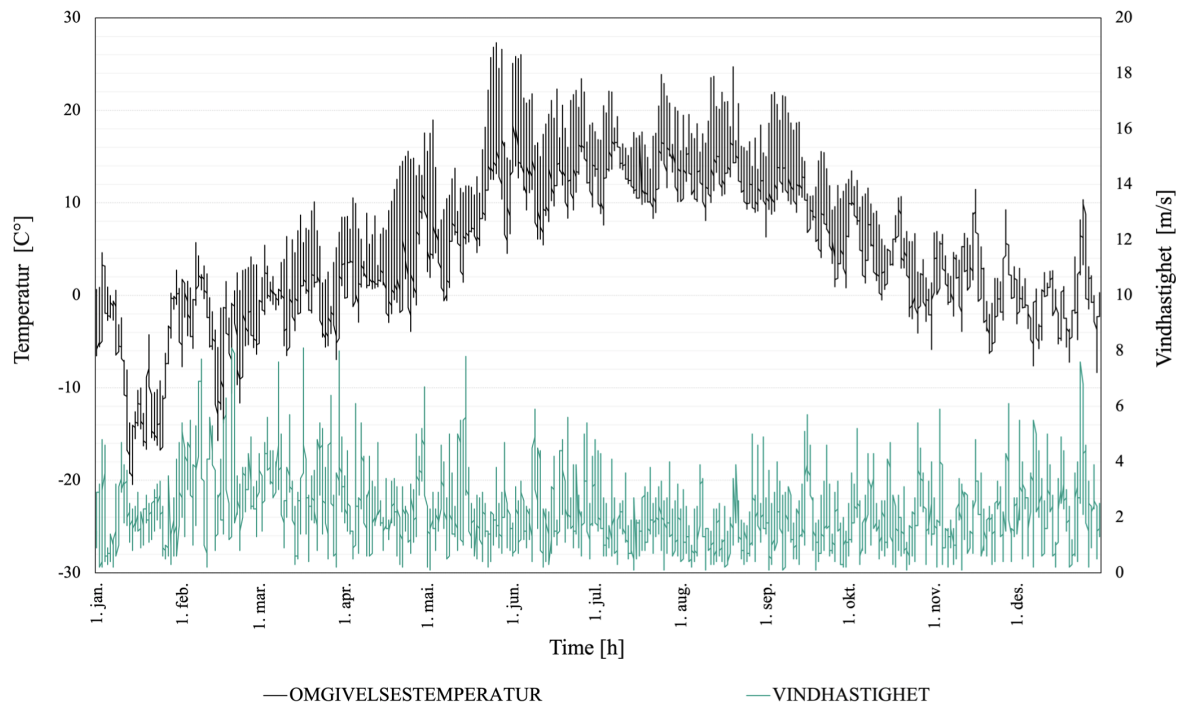
### 3.1.3 Metrologiske data

Meteorologisk data ble innhentet ved hjelp av SAM. Ved å angi breddegrad og lengdegrad ble det hentet en værfile fra *European Centre for Medium Range Weather Forecasts (ECMWF)*. ECMWF bruker satellittdata for klimaovervåking og for å danne prognoser som en del av EUs Copernicus-program. Værfilen som ble innhentet inneholdt soldata for Moelv i Innlandet (60,93°N 10,69°E), for et normalår basert på intervallet 2007-2016. I tillegg inneholdt værfilen data om vindhastighet, omgivelsestemperatur og en albedo lik 0,2. Den beregnede globale horisontale innstrålingen fra SAM blir presentert i figur 3.1.



Figur 3.1: Beregnet global innstråling på horisontalen. Y-aksen representerer gjennomsnittlig innstrålt effekt per kvadratmeter i løpet av en time, beregnet ut i fra data fra 2007 - 2016.

Vindhastighet og omgivelsestemperatur brukes i SAM for å beregne effektiviteten til omformer og solpanel. Disse er illustrert i figur 3.2.

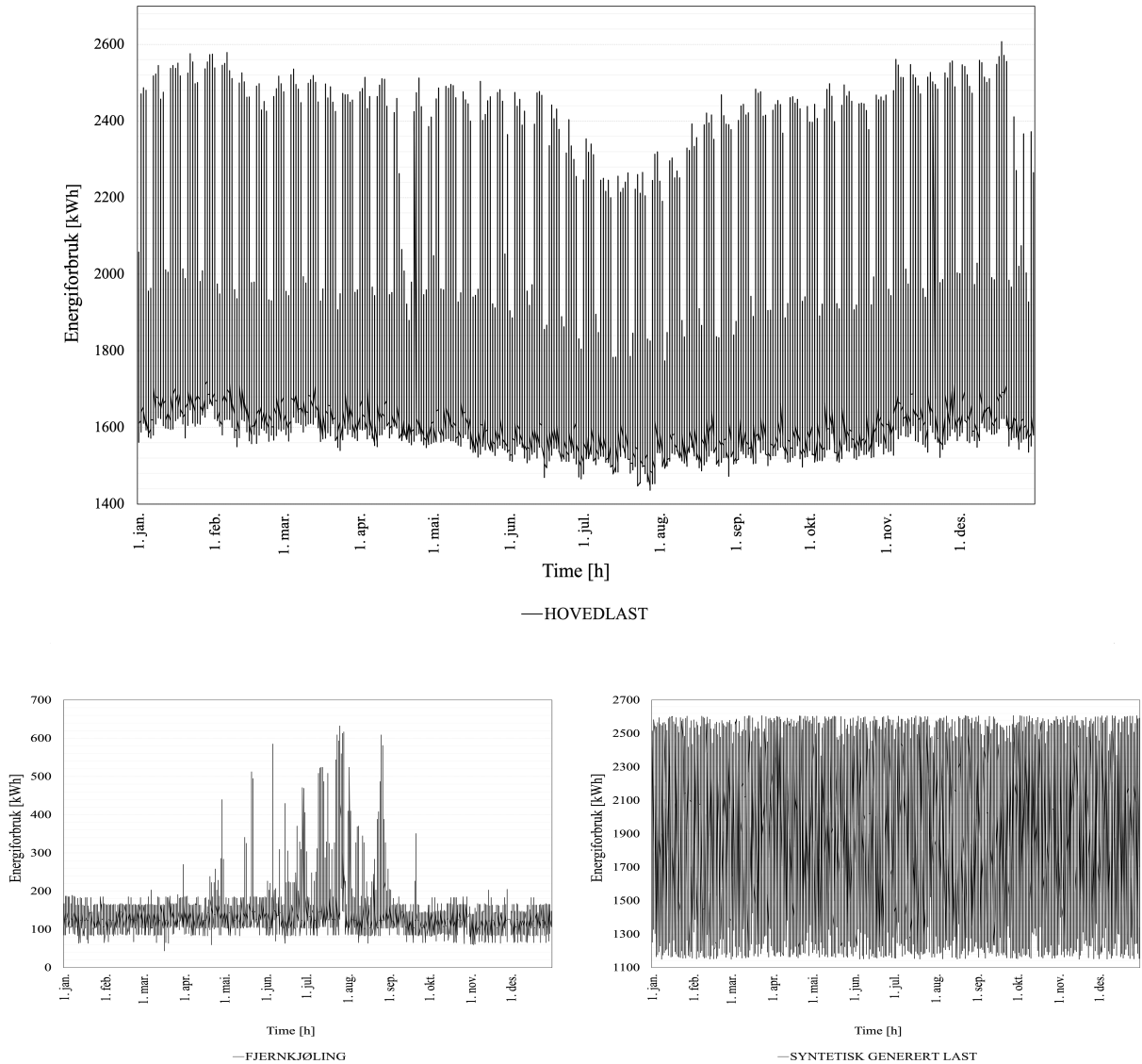


Figur 3.2: Omgivelsestemperatur og vindhastighet for et normalår.



### 3.2 Presentasjon av laster

Som tidligere nevnt har tre ulike lastprofiler blitt brukt i analysen, hvorav to representerer det faktiske forbruket ved et norsk sykehus (fjernkjølingsbehovet og hovedforbruket), og den siste lastkurven er syntetisk generert. Lastene blir presentert nedenfor. Den metodiske tilnærmingen for estimering av den syntetiske genererte lasten er belyst i vedlegg A.1.

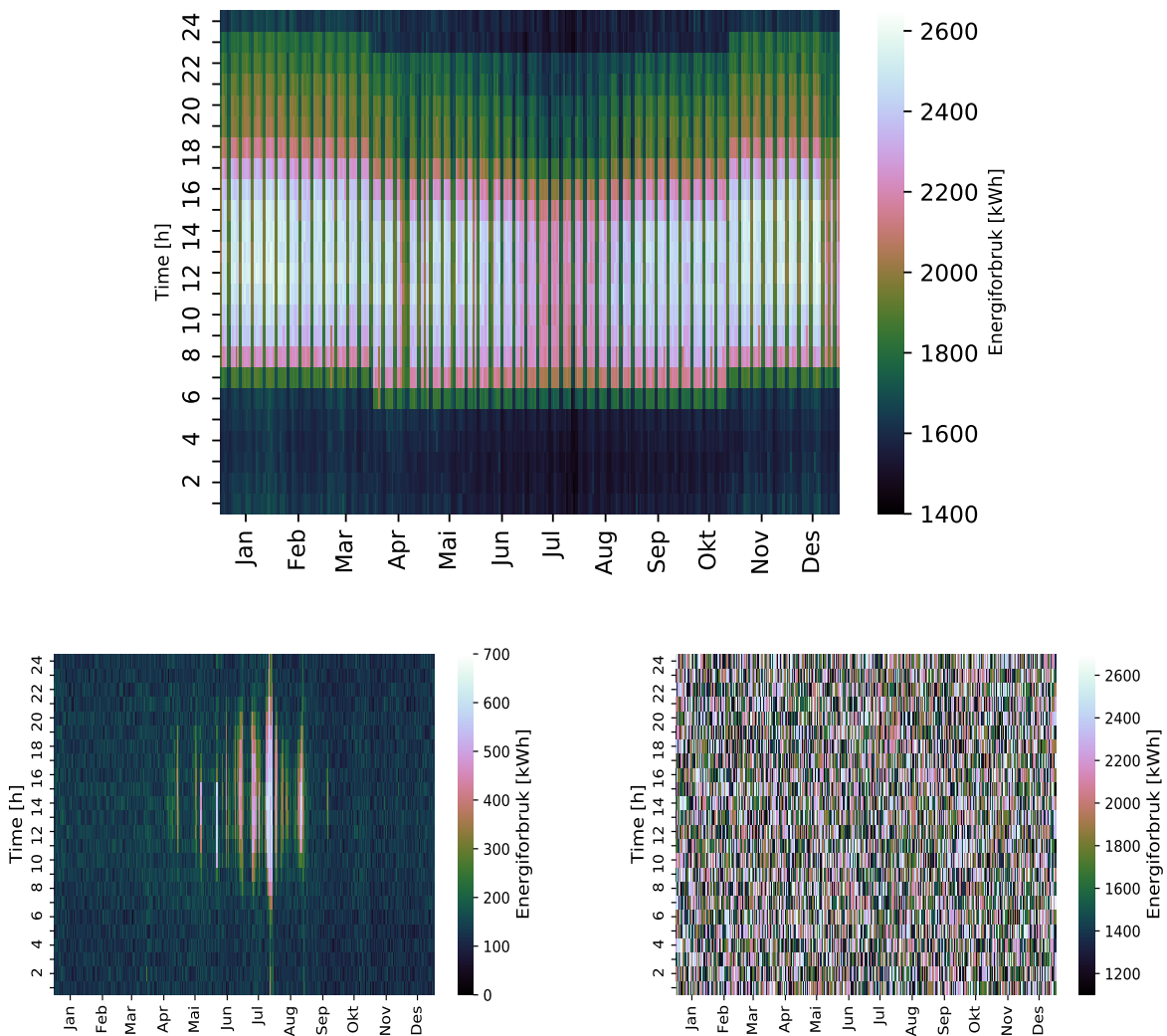


Figur 3.3: Timesverdier for (a) hovedlast over ett år, (b) fjernkjølingslast over et år og (c) for den syntetisk genererte lasten over et år.

Det er to åpenbare forskjeller som skiller fjernkjølingslasten og hovedlasten fra hverandre. Energiforbruket til fjernkjølingslasten er vesentlig mye lavere enn hovedlasten, og er relativt flat ved vinterstid. Maksimale effektuttak forekommer om sommeren, hvor toppene er nokså langvarige. Lasten

er i større grad varierende i denne perioden. Maksimalt effektuttak forekommer 26. juli klokken 13:00-14:00. Hovedlasten har et repeterende døgnmønster som er relativt likt i løpet av hele året. Hverdager er karakterisert av høye og langvarige topper på dagtid, mens lasten er relativt flat i helgen. Maksimalt effektuttak forekommer 18. desember klokken 12:00-13:00. Ferier forplanter seg i lastprofilen til hovedlasten, og det eksisterer dermed en viss grad av sesongvariasjon. Den syntetiske genererte lasten er annerledes fra de to overnevnte, i den forstand at det ikke eksisterer noe sesongvariasjon eller ukesvariasjon, og forbruket endres mye fra time til time.

For å illustrere forskjellene mellom lastene har de blitt fremstilt i varmekart. Bruk av varmekart gir muligheten til å fremstille todimensjonale diagrammer, der størrelsen på forbruket er angitt med en fargekode. De ulike lastene er illustrert i figur 3.4 (a), 3.4 (b) og 3.4 (c).



Figur 3.4: Varmekart av (a) hovedlasten, (b) fjernkjølingslasten og (c) den syntetiske genererte lasten.

For hovedlasten er det tydelig at forbruket er størst på dagen i arbeidstiden, og lavere om natten. Forskyvningen i lasten skyldes overgang fra sommertid til vintertid. Fjernkjølingslasten er nokså flat ved vinterstid, og har lite døgnvariasjon. Om sommeren karakteriseres enkelte perioder av et større effektuttak. Den syntetiske genererte lasten varierer mye fra time til time.

### 3.3 Presentasjon av indekseringssystem

Grunnet mengden laster, simuleringer og scenarioer ble hver og én av dem gitt en indikasjonkode. Dette ble gjort for å forenkle analysene og referering til resultatene. I tillegg var kodesystemet bedre egnet for formulering av beskrivelser. Kodesystemet er presentert i tabell 3.1.

Tabell 3.1: Tabell som belyser indekseringen som blir brukt i simulering og avregning av nettleie.

| Type teknologi | Kode | Last              | Kode | Nettleiemodell                      | Kode |
|----------------|------|-------------------|------|-------------------------------------|------|
| Solceller      | PV   | Hovedlast         | 0    | Nettleie basert på konsumert energi | A    |
| Batteri        | BAT  | Fjernkjølingslast | 1    | Sikringsdifferensiert nettleie      | B    |
|                |      | Generert last     | 2    | Abonnert effekt                     | C    |
|                |      |                   |      | Målt effekt                         | D    |

#### Eksempel på indeksering av simulering

*Batteri simulert på hovedlast:*

BAT-0.

#### Eksempel på indeksering av scenario

*Batteri simulert på fjernkjølingslast og avregning av nettleie ved bruk av modell Abonnert effekt:*

BAT-1D.

Lastene, simuleringene og scenarioene blir heretter angitt ut ifra indikasjonkode.

### 3.4 Simulering i System Advisor Model

Alle simuleringer ble gjort ved bruk av programvaren System Advisor Model. SAM tillater detaljert simulering av teknoøkonomiske problemstillinger for å danne et bedre beslutningsgrunnlag. Programvaren er utviklet av The National Renewable Energy Laboratory (NREL) og blir brukt internasjonalt med godt resultat [48].

### 3.4.1 Simulering av PV-systemer

#### Optimal helning

Det ble bestemt at panelene skulle peke mot sør, og dermed ha en asimutvinkel,  $\gamma$ , på  $180^\circ$ . Deretter skulle helningen på panelene,  $\beta$ , bestemmes. Dette ble gjort ved bruk av parametrics funksjonen i SAM under modul *PVWatts*. Modulen *PVWatts* er laget for overslagsberegninger av solenergisystemer. Parametrics funksjonen i SAM er laget for å gjøre sensitivitetsanalyser, slik at man kan vurdere hvilket resultat en endring i en parameter vil gi. Ved å endre på helningen til panelene og vurdere total energiproduksjon (*kWh*) for et år ble optimal helning,  $\beta$ , bestemt til å være  $42^\circ$  for lokasjonen Moelv.

#### Installert kapasitet

Installert kapasitet ble bestemt ved bruk av samme modul og samme funksjon i System Advisor Model. Ved å endre på *installert kapasitet (kW)* og vurdere parameteren *elektrisitet til nettet (kWh)* ble solproduksjonen maksimert til formål om lokalt forbruk. Dette ble gjort for de tre ulike scenariene og resultatene er presentert i tabell 3.2.

Tabell 3.2: Oversikt over installert kapasitet.

|                    | <b>PV-0</b>          | <b>PV-1</b>         | <b>PV-2</b>          |
|--------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| <b>Merkeeffekt</b> | 2200 kW <sub>p</sub> | 100 kW <sub>p</sub> | 1450 kW <sub>p</sub> |

#### Valg av omformer og solcellepanel

Etter at optimal helning og installert kapasitet var bestemt, ble systemet definert på et mer detaljert nivå. Verdiene ble tatt videre med til en annen modul i SAM som tillater detaljert simulering av solenergisystemer. I modulen *Detailed PV Model* kan man velge komponenter, definere tap og mulighet til å definere design av solenergisystemet. I denne modulen eksisterer innebygde komponentbiblioteker, og en algoritme som bestemmer antall moduler og omformere i systemet.

Panelet som ble brukt er laget av produsenten *Sunpower*, har en nominell virkningsgrad på 21,46% og leverer 350 W ved STC<sup>1</sup>. Se tabell 3.3 for øvrige tekniske spesifikasjoner.

Tabell 3.3: Tekniske spesifikasjoner for Sunpower SPR-X21-350-BLK. Alle verdier er hentet ut i fra SAM.

|                              |            |
|------------------------------|------------|
| <b>Nominell effektivitet</b> | 21,46%     |
| $P_{mpp}$                    | 349,82 W   |
| $V_{mpp}$                    | 58,4 V     |
| $I_{mpp}$                    | 6 A        |
| $V_{oc}$                     | 68,7 V     |
| $I_{oc}$                     | 6,4 A      |
| $\delta$                     | -0.331%/K° |

Omformeren som ble brukt til simulering er av typen PVI-5000-OUTD-S-US-Z levert av ABB, og kan levere 5 kW ved en vekselspanning på 240V. Se tabell 3.4 for øvrige tekniske spesifikasjoner.

Tabell 3.4: Tekniske spesifikasjoner for ABB PVI-5000-OUTD-S-US-Z [240V]. Alle verdier er hentet ut i fra SAM.

|                                  |           |
|----------------------------------|-----------|
| <b>CEC vektet effektivitet</b>   | 96,318%   |
| <b>Maksimal effekt AC</b>        | 5000 W    |
| <b>Maksimal effekt DC</b>        | 5190,29 W |
| <b>Nominell vekselspanning</b>   | 240 V     |
| <b>Maksimal likespenning</b>     | 480 V     |
| <b>Nominell likespenning</b>     | 345 V     |
| <b>Minimum MPPT likespenning</b> | 100 V     |
| <b>Maksimal likestrøm</b>        | 15,04 A   |

## Design av solparken

Etter at komponentene var bestemt kunne konfigurasjonen av solparken bestemmes. Dette ble gjort ved å definere ønsket systemstørrelse, som var kjent fra overslagsberegningene, og deretter definere et forhold mellom likestrøm og vekselstrøm. Forholdet ble bestemt til å være 1,2. Årsaken er at det er ønskelig å underdimensjonere omformer da solproduksjonen er lavere en merkeeffekt store deler av året og omformere er kostbare per kW. Dekningsgrad av tilgjengelig areal ble satt til 0,3.

<sup>1</sup>STC står for standard test conditions og er en industriell standard for å verifisere et panel. Dette blir gjort ved 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C og 1,5 AM [49].

Dekningsgraden er et forholdstall mellom hvor stor andel av arealet som blir dekket av solceller og anvendt areal, og definerer avstanden mellom hvert panel som blir simulert. Ut i fra disse verdiene ble konstellasjonen beregnet ved bruk av algoritmen i SAM. Resultatene for de tre ulike scenariene er belyst i tabell 3.5.

Tabell 3.5: Oppsummerende resultater etter dimensjonering ved bruk av algoritme. Alle verdier er hentet ut i fra SAM.

|                                  | <b>PV-0</b> | <b>PV-1</b> | <b>PV-2</b> |
|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>Merkeeffekt (DC)</b>          | 2200,34 kW  | 99,70 kW    | 1449,99 kW  |
| <b>Merkeeffekt (AC)</b>          | 1835,00 kW  | 85,00 kW    | 1210,00 kW  |
| <b>Inverter merkeeffekt (DC)</b> | 1904,84 kW  | 88,24 kW    | 1256,05 kW  |
| <b>Estimert DC/AC ratio</b>      | 1,2         | 1,17        | 1,2         |
| <b>Antall strenger</b>           | 1258        | 57          | 829         |
| <b>Antall moduler per streng</b> | 5           | 5           | 5           |
| <b>Antall moduler</b>            | 6290        | 285         | 4145        |
| <b>Antall omformere</b>          | 367         | 17          | 242         |

### Definering av systemtap

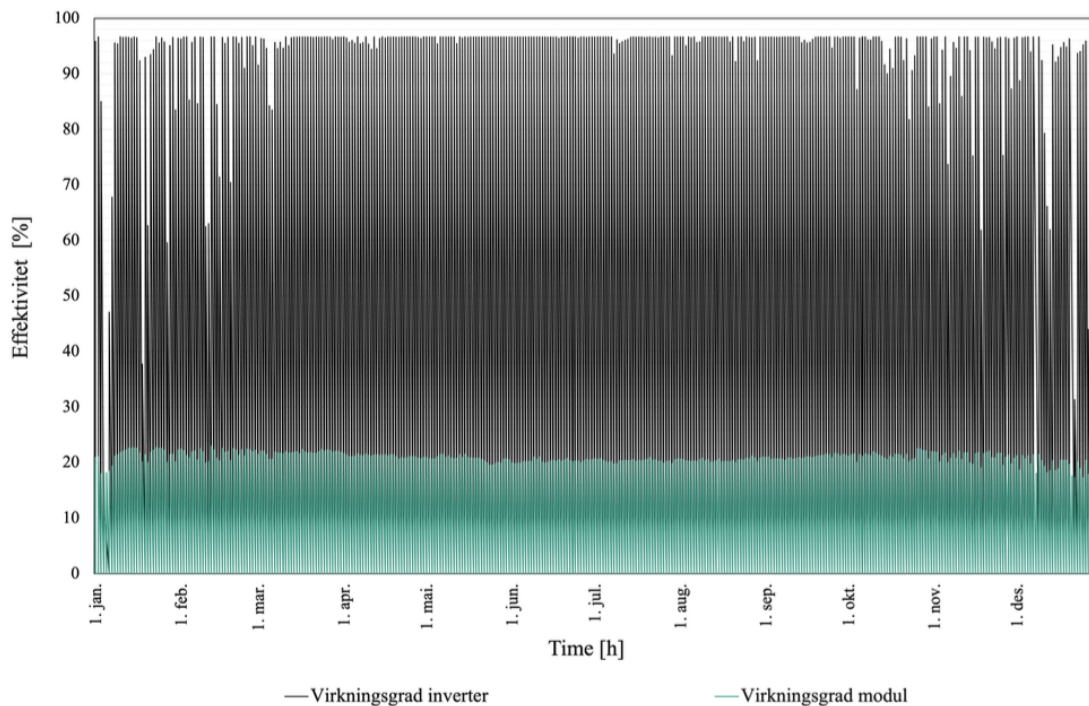
I tillegg til effektivitetstap i omformer og i solcelle, ble også enkelte statiske tap definert i simuleringen. Tapene var knyttet til transport av energi og tekniske differanser innad i modulen. Disse blir belyst i tabell 3.6 og er identiske for alle de tre scenariene.

Tabell 3.6: Oversikt over tap lagt til grunn i simuleringen.

|                                  |      |
|----------------------------------|------|
| <b>Snø- og tildekningstap</b>    | 5%   |
| <b>Ledningstap DC</b>            | 2%   |
| <b>Ledningstap AC</b>            | 1%   |
| <b>Tap i dioder og koblinger</b> | 0,5% |
| <b>Modul mismatch</b>            | 2%   |

## Verifisering av systemytelse

For å verifisere at systemet var dimensjonert på riktig måte ble systemet simulert, deretter vurderes virkningsgraden til panel og omformer. Virkningsgraden til panel og omformer simulert på hovedlast er illustrert i figur 3.5. Tilsvarende ble også gjort for de øvrige scenariene og kan betraktes i vedlegg A.5.1.



Figur 3.5: Graf av virkningsgraden til omformer og modul simulert på last-0.

Avslutningsvis ble parameteren *elektrisitet til nettet* vurdert på nytt, og resultatene viste at det ikke ble eksportert energi i løpet av året for noen av scenariene.

### 3.4.2 Simulering av batterisystemet

#### Etablering av batterikapasitet til simulering

Som nevnt ovenfor er batteristørrelsen brukt i denne oppgaven basert på et forhold mellom batteristørrelse og årlig energiforbruk, kritisk last og spisslast ved Kalnes sykehus HF. Kapasitet og type teknologi er spesifisert i tabell 3.7.

Tabell 3.7: Oversikt over kapasitet og effekt til batteri brukt i simulering.

| Kapasitet | Effekt  | Type                 |
|-----------|---------|----------------------|
| 967 kWh   | 2298 kW | Blybatteri: VRLA AGM |

**Bestemmelse av parametere brukt i simulering**

Batteriet ble simulert i modul *generic system* i SAM. Denne modulen tillater å simulere et frittstående batteri uten solproduksjon innad i systemet. En forutsetning for dette er at man definerer et tap på 100% for det termiske kraftverket som også kan modelleres i samme modul.

På samme måte som for solenergi ble parameterene for batteri bestemt av en dimensjoneringsalgoritme i SAM ut i fra valgt batteriteknologi, ønsket effektkapasitet og ønsket lagringskapasitet. Algoritmen bruker standard verdier for valgt batteriteknologi, og resultatene er vist i tabell 3.8.

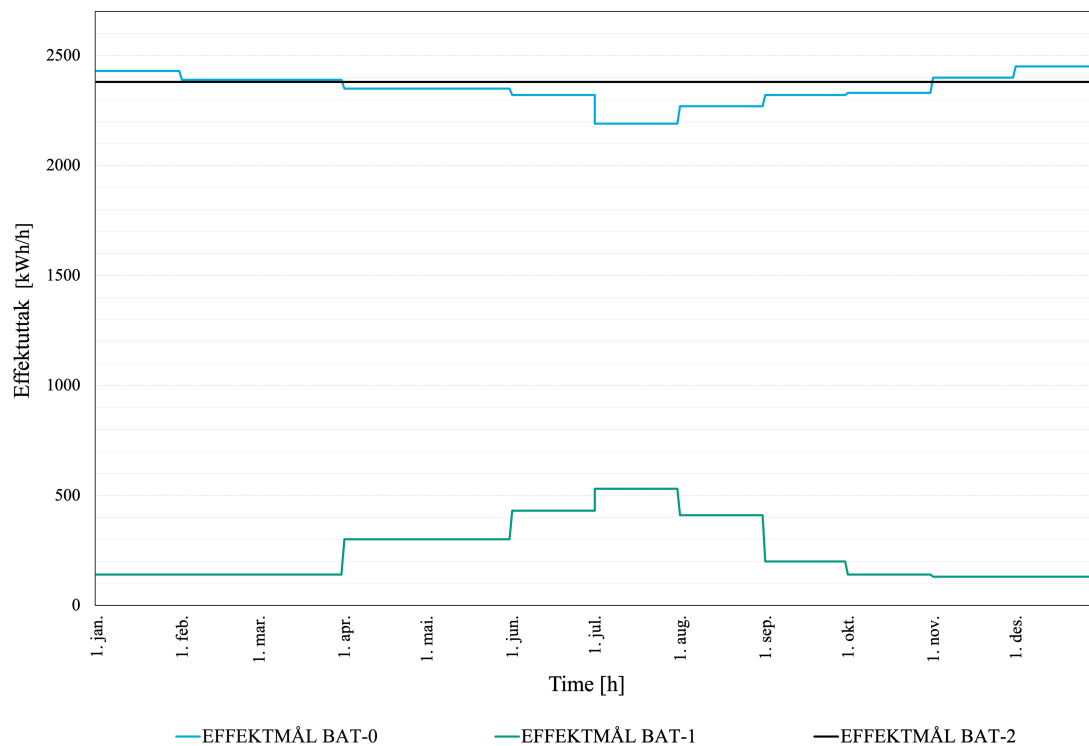
Tabell 3.8: Sammenslutning av parametere beregnet av algoritmen i SAM. Spenningsnivå, minimum og maksimum fyllingsgrad samt virkningsgrad på omformer ble definert selv.

|                                            |         |
|--------------------------------------------|---------|
| <b>Nominell effekt</b>                     | 2296 kW |
| <b>Nominell kapasitet</b>                  | 966 kWh |
| <b>Nominell spenning</b>                   | 230 V   |
| <b>Maksimal ladeeffekt AC</b>              | 2391 kW |
| <b>Maksimal utladningseffekt AC</b>        | 2204 kW |
| <b>Omformer virkningsgrad</b>              | 96%     |
| <b>Minimum fyllingsgrad</b>                | 10%     |
| <b>Maksimum fyllingsgrad</b>               | 95%     |
| <b>Fyllingsgrad ved <math>t = 0</math></b> | 50%     |



### Bestemmelse av effektmål og simulering av system

For hver måned ble det bestemt et effektmål. Effektmålene ble satt ved bruk av sensitivitetsanalyse. Det ble definert et effektmål per måned, og deretter ble fyllingsgraden til batteriet vurdert. For hver måned skulle batteriets fyllingsgrad tilnærme seg en satt nedre grense på 10% minst en gang. Effektmålene ble satt i kronologisk rekkefølge, med start i januar. Intervallene som ble brukt i sensitivitetsanalysen var en endring i effektmål på  $\pm 10$  kW for hver måned. Effektmålene som ble brukt i simuleringen blir presentert i figur 3.6.



Figur 3.6: Effektmål for hver måned og simulering.

### 3.5 Økonomiske beregninger

Etter at simuleringene var gjennomført i SAM ble timesverdier for *kjøpt energi fra nettet* eksportert fra SAM for hvert enkelt scenario og brukt til avregningen av nettleie i Excel. Måten scenariene ble avregnet på blir forklart nedenfor, og prisene som ble brukt er belyst i seksjon 2.1.

#### Nettleie basert på konsumert energi (Modell A)

Dataserien *kjøpt energi fra nettet* ble multiplisert med kostnaden for hver kWh for hvert enkelt scenario, som definert av NVE RME, og deretter ble fastleddet lagt til. Avregningen kan beskrives med likningen nedenfor,

$$N_A = \sum_{t=1}^{8760} E_t \cdot P_e + FK, \quad (3.1)$$

hvor  $N_A$  er den avregnede nettleien etter modell A ( $kr$ ),  $E_t$  er elektrisitet hentet fra nettet i time  $t$  ( $kWh$ ),  $P_e$  er energiprisen ( $kr/kWh$ ) og  $FK$  er den faste kostnaden som er uavhengig av forbruket ( $kr$ ).

#### Sikringsdifferensiert nettleie (Modell B)

Det ble identifisert et maksimum i overnevnte dataserie for hvert enkelt scenario. Maksimumsverdien ble multiplisert med påslaget på fastleddet, og deretter ble det lagt til et fastledd som ikke var variabelt med effektforbruk. Avregningen kan beskrives med likningen nedenfor,

$$N_B = \sum_{t=1}^{8760} E_t \cdot P_e + E_m \cdot P_m + FK, \quad (3.2)$$

hvor  $N_B$  er den avregnede nettleien etter modell B ( $kr$ ),  $E_m$  er det maksimale effektuttaket<sup>1</sup> i løpet av året ( $kWh/h$ ) og  $P_m$  er prisen til påslaget på fastleddet knyttet til effektuttak ( $kr/kWh/h$ ).

#### Abonnert effekt (Modell C)

Avregningen for nettleie med modellen abonnert effekt ble gjort ved bruk av ikke-lineær programmering i ExCel. Ved å bestemme begrensninger for algoritmen og gi den en målfunksjon finner algoritmen den kostnadsminimerende terskelen for abonnert effekt. Målfunksjon og valgte begrensninger kan beskrives av likningen og begrensningene nedenfor,

$$\begin{aligned} \min \quad N_C &= A \cdot P_A + \sum_{t=1}^{8760} (O_t \cdot P_O + E_t \cdot P_e) + FK \\ \text{s.t.} \quad E_m &\geq A \geq 0 \\ O_t &= E_t - A, \end{aligned} \quad (3.3)$$

<sup>1</sup>Sikringstørrelsen ble definert som det maksimale effektuttaket.

hvor  $N_C$  er nettleie avregnet etter modell C ( $kr$ ),  $A$  er abonnementsstørrelsen ( $kWh/h$ ),  $P_A$  er prisen for abonnementsstørrelsen ( $kr/kWh/h$ ),  $O_t$  er det effektuttak over abonnementsstørrelsen som ble definert av algoritmen ( $kWh/h$ ) og  $P_O$  er prisen for effektuttaket over abonnementsstørrelsen ( $kr/kWh/h$ ). Merk at  $O_t$  ble filtrert slik at negative verdier ikke ble satt lik 0.

### Målt effekt (Modell D)

Alle timesverdiene fra dataserien *elektrisitet fra nettet* ble multiplisert med energiprisen. Deretter ble det identifisert et maks effektuttak for hvert døgn. Dette ble utført for alle scenarioer. Deretter ble døgnmaks multiplisert med den gjeldende effektprisen avhengig av årstid. Kostnadene ble summert, og det ble lagt til et fastledd, som definert av NVE RME. Avregningen kan beskrives av likningen nedenfor,

$$N_D = \sum_{t=1}^{8760} E_t \cdot P_e + \sum DM_s \cdot P_s + \sum DM_v \cdot P_v + FK \quad (3.4)$$

hvor  $N_D$  er nettleie avregnet etter modell D ( $kr$ ),  $DM_s$  er det maksimale effektuttaket per døgn i sommerhalvåret ( $kWh/h$ ),  $P_s$  er effektprisen i sommerhalvåret ( $kr/kWh/h$ ),  $DM_v$  er det maksimale effektuttaket per døgn i vinterhalvåret ( $kWh/h$ ) og  $P_v$  er effektprisen for vinterhalvåret ( $kr/kWh/h$ ).

### Nettonåverdi

Nåverdiberegningen ble gjort ved å diskontere kontantstrømmen fra de ulike teknologiene over levetiden til teknologien. Benevnningen til alle parametere brukt i nåverdiberegningen er oppgitt i ( $kr$ ), med mindre annet er spesifisert. Nåverdien ble beregnet ved bruk av likning 2.10 for alle de simulerte scenarioene. Levetiden for PV-systemet ble satt til 25 år, og 10 år for batteri.

Kontantstrømmene som ble brukt i 2.10 ble definert som differansen mellom nettleien til nullalternativet, altså nettleien uten bruk av batteri eller solceller, og nettleien etter simulering. Beregningene kan beskrives med likningen nedenfor,

$$K_i = N_0 - N_i \quad (3.5)$$

hvor  $K_i$  er kontantstrømmen til scenario i for ett år,  $N_0$  er nettleien til nullalternativet og  $N_i$  er nettleien til scenario i.

Investeringskostnadene som ble lagt til grunn i likning 2.10 ble beregnet ved å multiplisere kostnadsindeksen med kapasiteten for batteri og med merkeeffekt for PV. Beregningen kan forklares med følgende likning,

$$I_i = S_b \cdot \Gamma_b \vee S_s \cdot \Gamma_s, \quad (3.6)$$

hvor  $I_i$  er investeringskostnad for scenario  $i$ ,  $S_b$  er kapasiteten til batteriet ( $kWh$ ),  $\Gamma_b$  er kostnadsindeksen for blybatteri ( $kr/kWh$ ),  $S_s$  er den installerte merkeeffekten til den simulerte solparken i  $W_p$  og  $\Gamma_s$  er kostnadsindeksen for solenergi i  $kr/W_p$ . Kostnadsindeksen som ble brukt for PV-systemene var  $8 kr/W_p$  og hentet fra [50]. Kostnadsindeksen som ble brukt for blybatteriet var  $2200 kr/kWh$  og hentet fra [51].

For å sammenligne teknologiene ble avkastningen per investerte krone beregnet. I praksis gir denne parameteren en indikator på avkastningen relativt til investeringskostnaden, og gjør at en kan sammenligne teknologiene på tvers av investeringskostnaden. Avkastningen per investerte krone ble beregnet med følgende likning,

$$\Lambda = \frac{I_i - NNV_i}{NNV_i}, \quad (3.7)$$

hvor  $\Lambda$  er avkastningen per investerte krone ( $kr/kr$ ) og  $NNV_i$  er netto nåverdi til scenario  $i$ .

## 4 RESULTATER

Resultatene er delt opp i to deler, henholdsvis resultater fra PV-simuleringer og resultater fra batterisimuleringer. I hver av disse delene presenteres både tekniske og økonomiske resultater, og til slutt blir de økonomiske resultatene sidestilt for å danne et bedre sammenligningsgrunnlag.

### 4.1 Resultater fra simulering av PV-systemer

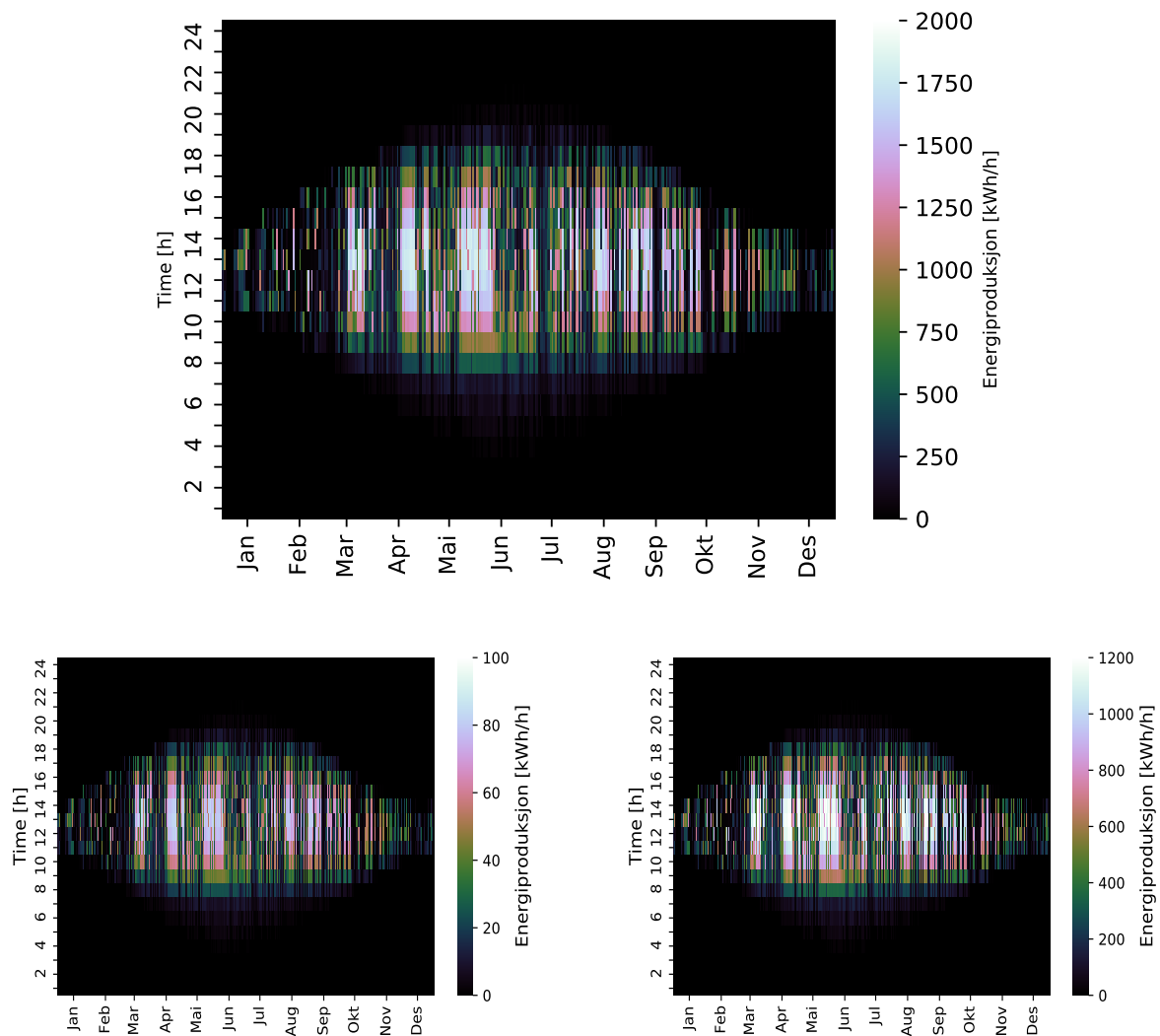
I alt ble det gjort tre PV-simuleringer, én for hovedlasten (last-0), én for fjernkjølingslasten (last-1) og én for den syntetiske genererte lasten (last-2). De mest overordnede resultatene er presentert i tabell 4.1.

Tabell 4.1: Resultater fra simulering av PV-0, PV-1 og PV-2.

|             | Årlig produksjon | Kapasitetsfaktor | Energiutbytte | Reelt utbytteforhold |
|-------------|------------------|------------------|---------------|----------------------|
| <b>PV-0</b> | 1 833 631 kWh    | 9,5%             | 833 kWh/kW    | 0,81                 |
| <b>PV-1</b> | 82 944 kWh       | 9,5 %            | 832 kWh/kW    | 0,81                 |
| <b>PV-2</b> | 1 208 339 kWh    | 9,5%             | 833 kWh/kW    | 0,81                 |

Verdiene i tabellen ovenfor samsvarer godt med virkelige verdier, nordiske forhold tatt i betraktning. Det største tapet skyldes snø- og tildekningstap (5%), en verdi som ble bestemt og er statistisk gjennom simuleringen. Øvrige tap skyldes ledningstap, omformertap, og modulavvik fra STC.

Siden alle panelene som ble simulert hadde samme orientering var også deres produksjonskurve lik i form, men av ulik størrelse. Som forventet er produksjonen størst i sommerstid. Det er også tydelig at produksjonen er væravhengig, noe som gjenspeiles i fragmenterte mønsteret belyst i figurene nedenfor. Varmekart av produksjonen til PV-0, PV-1 og PV-2 blir illustrert i figur 4.1 (a), 4.1 (b) og 4.1 (c).

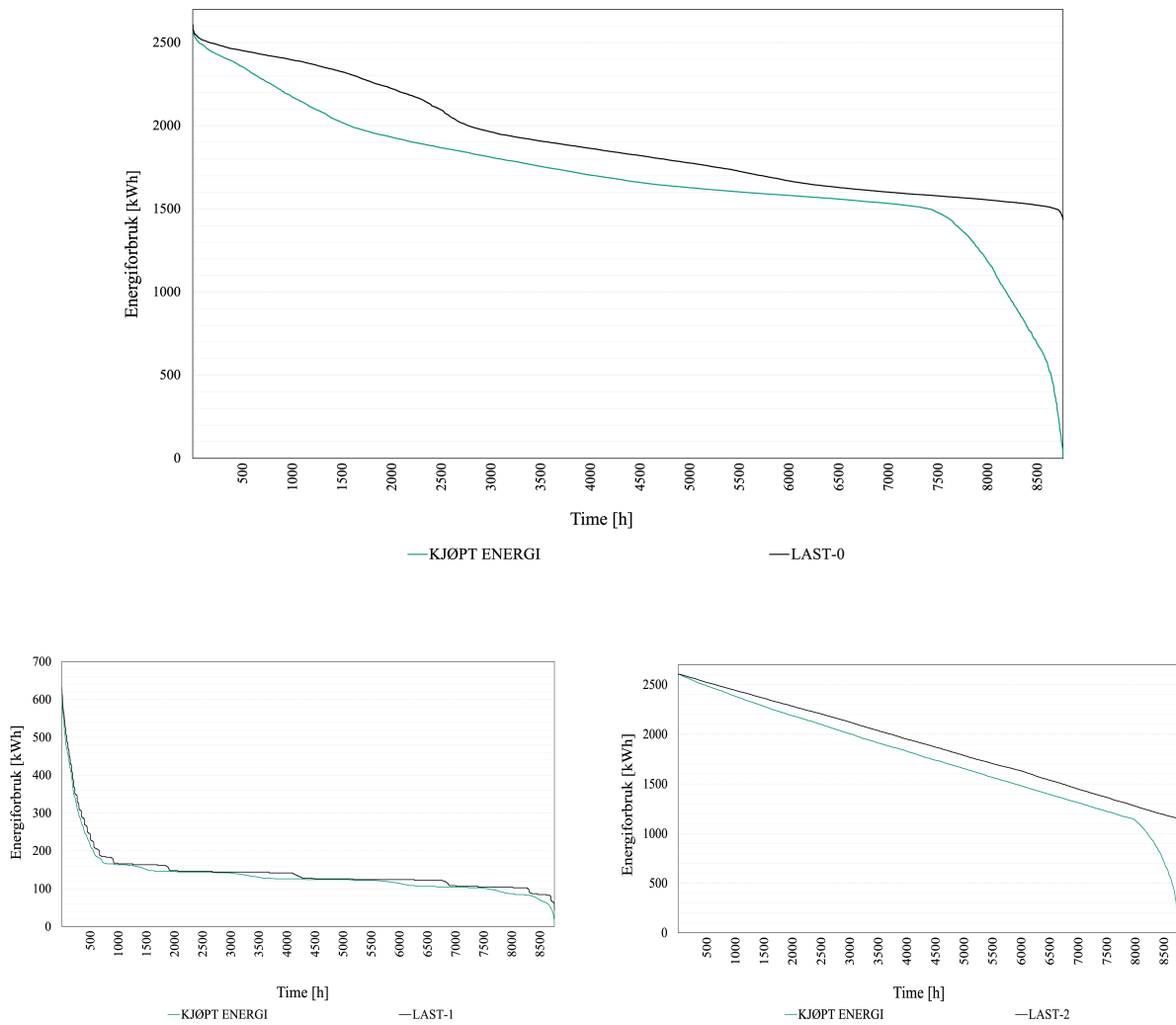


Figur 4.1: Varmekart av produksjonen til (a) PV-0, (b) PV-1 og (c) PV-2.

Merk at skalaen i varmekartene er ulik for de forskjellige figurene, noe som gjenspeiler den installerte kapasiteten i de forskjellige scenarioene.

#### 4.1.1 Påvirkning på forbrukskurvene

For å vurdere hvilken virkning PV-systemene ville ha på lastkurvene ble både de opprinnelige lastkurvene og *kjøpt energi* etter simulering av PV-systemene fremstilt i diagram for de tre ulike lastene. Lastkurvene er illustrert i figur 4.2 (a), 4.2 (b) og 4.2 (c). Lastkurvene er illustrert som varighetskurver for å illustrere hvordan karakteristikken i lastkurven endrer seg etter anvendelse av et PV-system. Varighetskurver er en god måte å illustrere topplasten til en lastkurve, og for å illustrere hvor lenge forbruket er på forskjellige nivå.



Figur 4.2: Varighetskurve for (a) last-0 og kjøpt energi etter simulering av PV-0, (b) last-1 og kjøpt energi etter simulering av PV-1 og til slutt (c) last-2 og kjøpt energi etter simulering av PV-2.

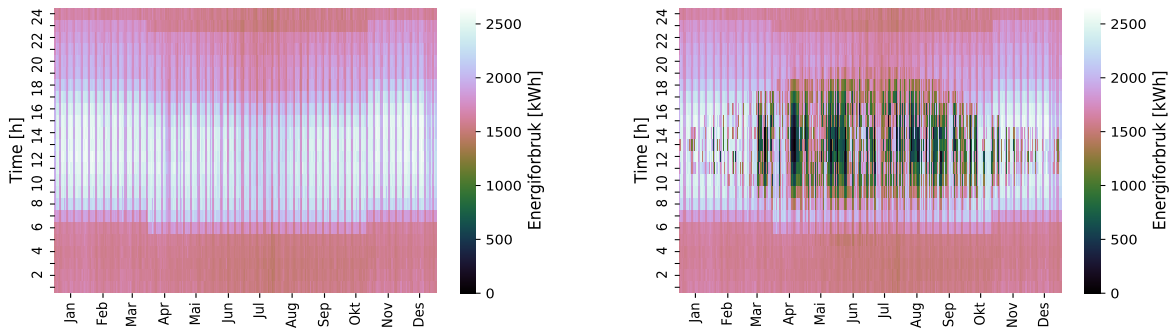
Som tidligere belyst i tabell 3.1 representerer last-0 hovedlasten til sykehuset, last-1 fjernkjølingslasten og last-2 den simulerte lasten som ikke er representativ for et sykehus. Felles for alle PV simuleringene er at de reduserer den totale mengden kjøpt energi, og at effektuttaket reduseres lite i topplasttimene. Illustrasjoner av effektuttaket i topplasttimene for last-0, last-1 og last-2 er presentert i vedlegg A.2. Som illustrert ovenfor reduserer PV-0, altså solceller simulert for anvendelse på hovedlast, effektuttaket nok så godt i intervallet hvor effektuttaket er mellom 1900 kWh/h - 2400 kWh/h. PV-1, altså solceller simulert for anvendelse på fjernkjølingslast, reduserer effektuttaket nok så jevnt ut over alle effektuttak, og tilsvarende for PV-2. Effektuttaket fra nettet etter simulering av PV-2, altså solceller simulert for anvendelse på syntetisk generert last, er tilnærmet lineær. Lineæriteten skyldes en helt tilfeldig spredning i den syntetiske genererte lasten, og dermed blir effektuttaket etter simulering av PV også lineær, da det er helt tilfeldig hvilket effektuttak som ma-

terialiserer seg når PV leverer effekt. Merk at spredningen i effektuttak også øker noe sammenlignet med hva den ville gjort uten produksjon fra et PV-system. Det maksimale effektuttaket i løpet av året er illustrert i tabell 4.2.

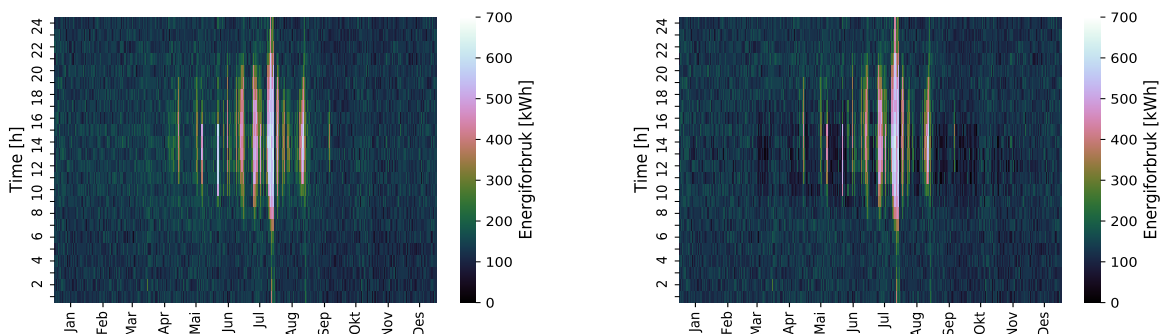
Tabell 4.2: Maksimale effektuttak før og etter simulering av PV-0, PV-1 og PV-2.

|               | Maksimalt effektuttak |             | Maksimalt effektuttak |
|---------------|-----------------------|-------------|-----------------------|
| <b>Last-0</b> | 2 607 kWh/h           | <b>PV-0</b> | 2 573 kWh/h           |
| <b>Last-1</b> | 632 kWh/h             | <b>PV-1</b> | 626 kWh/h             |
| <b>Last-2</b> | 2 607 kWh/h           | <b>PV-2</b> | 2 607 kWh             |

For å sammenligne lastene før og etter implementering av PV ble last og kjøpt energi etter simulering fremstilt i varmekart. Disse er illustrert i figur 4.3 (a), 4.3 (b), 4.4 (a), 4.4 (b), 4.5 (a) og 4.5 (b). Forbruket uten lokal produksjon blir også presentert på nytt med ny fargeskala for å danne sammenligningsgrunnlag.

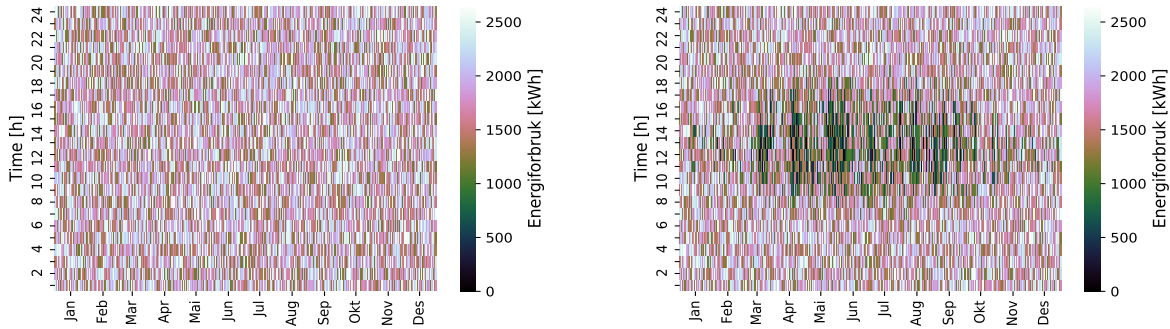


Figur 4.3: Varmekart av lastprofil før (a) og etter (b) simulering av PV-0.



Figur 4.4: Varmekart av lastprofil før (a) og etter (b) simulering av PV-1.





Figur 4.5: Varmekart av lastprofil før (a) og etter (b) simulering av PV-2.

I 4.3 (b) kommer det frem at PV-0 dekker forbruket i enkelte topplasttimer. En stor andel av topplasttimene forekommer riktignok om vinteren, en periode der produksjonen fra PV-systemet er på sitt minimum. I disse timene blir ikke effektuttaket redusert. Som illustrert i 4.4 (b) gir PV-1 minimalt utslag på topplasttimene i slutten av juli, men reduserer mengden kjøpt energi i topplasttimene i juni og begynnelsen av juli. For PV-2 er observasjonen tilsvarende som for PV-0, men topplasttimene forekommer også her på nattetid, som illustrert i 4.5 (b).

#### 4.1.2 Økonomiske resultater

##### Avregning av nettleie

For å kunne beregne kontantstrømmen til de ulike scenariene ble nettleien til de tre forskjellige lastene før og etter simulering beregnet ved bruk av likning 3.1, 3.2, 3.3 og 3.4. Resultatene er presentert i henholdsvis tabell 4.3 og 4.4. Som belyst i tabell 2.1 representerer modell A en nettleie-modell basert på *Nettleie basert på konsumert energi*, modell B *Sikringsdifferensiert nettleie*, modell C *Abonnert effekt* og modell D *Målt effekt*.

Tabell 4.3: Nettleie per år for de ulike lastene avregnet med de fire modellene utarbeidet av NVE RME.

|               | Nettleie modell A | Nettleie modell B | Nettleie modell C | Nettleie modell D |
|---------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <b>Last-0</b> | 3 105 002,- kr    | 1 730 587,- kr    | 2 509 219,- kr    | 2 400 417,- kr    |
| <b>Last-1</b> | 240 674,- kr      | 282 923,- kr      | 290 045,- kr      | 203 893,- kr      |
| <b>Last-2</b> | 3 075 423,- kr    | 1 722 572,- kr    | 2 549 508,- kr    | 2 571 998,- kr    |

Tabell 4.4: Nettleie per år for de ulike lastene etter simulering av PV-systemene avregnet etter de fire modellene utarbeidet av NVE RME.

|             | <b>Nettleie modell A</b> | <b>Nettleie modell B</b> | <b>Nettleie modell C</b> | <b>Nettleie modell D</b> |
|-------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| <b>PV-0</b> | 2 764 130,- kr           | 1 627 342,- kr           | 2 366 827,- kr           | 2 211 050,- kr           |
| <b>PV-1</b> | 225 268,- kr             | 276 589,- kr             | 270 960,- kr             | 193 354,- kr             |
| <b>PV-2</b> | 2 850 748,- kr           | 1 662 324,- kr           | 2 472 030,- kr           | 2 492 752,- kr           |

Ut ifra resultatene belyst ovenfor ser man at nettleien er av ulik størrelsesorden for de forskjellige lastene. Dette er naturlig da de er av ulik karakterestikk, og har dermed et ulikt effektuttak og energiforbruk.

### Avregning av netto nåverdi

For å beregne nettonåverdien til de ulike scenarioene ble kontantstrømmen til de ulike scenarioene beregnet ved bruk av likning 3.5. Kontantstrømmene for alle PV-scenarioer er belyst i 4.11. Se tabell A.5 for utdypende informasjon om besparelse knyttet til energiforbruk og effektuttak.

Tabell 4.5: Kontantstrøm for de ulike scenarioene etter avregning av nettleie med de fire modellene utarbeidet av NVE RME.

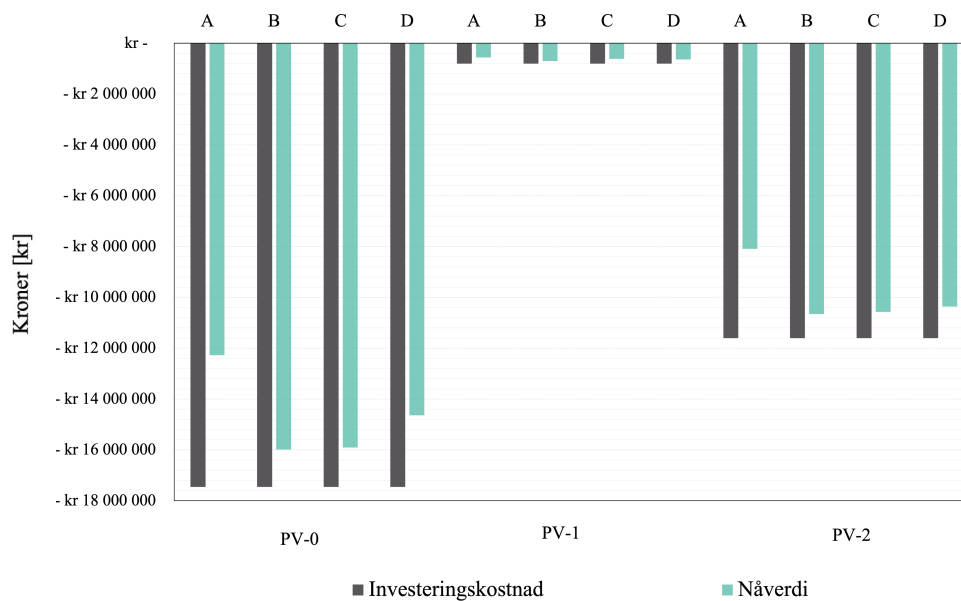
|             | <b>Kontantstrøm modell A</b> | <b>Kontantstrøm modell B</b> | <b>Kontantstrøm modell C</b> | <b>Kontantstrøm modell D</b> |
|-------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| <b>PV-0</b> | 340 872,- kr                 | 103 245,- kr                 | 142 392,- kr                 | 189 367,- kr                 |
| <b>PV-1</b> | 15 406,- kr                  | 6 334,- kr                   | 19 085,- kr                  | 10 539,- kr                  |
| <b>PV-2</b> | 224 675,- kr                 | 60 248,- kr                  | 77 478,- kr                  | 79 246,- kr                  |

Kontantstrømmen er størst for Modell A for last-0 (340 872,- kr), etterfulgt av last-2 (224 675,- kr). Av modellene som priser effektuttak gir modell D gjennomsnittlig høyest kontantstrøm med et gjennomsnitt på 93 050,- kr. Av disse forekom den høyeste observerte kontantstrømmen for PV-systemet som ble simulert på hovedlasten (189 367,- kr). Merk at PV-systemene er forskjellige i størrelse, noe som også gjenspeiles i kontantstrømmene. Størrelsen er også årsaken til at investeringskostnadene er ulike, illustrert i tabell 4.6. Investeringskostnadene ble beregnet ved bruk av likning 3.6.

Tabell 4.6: Investeringskostnad for PV-0, PV-1 og PV-2.

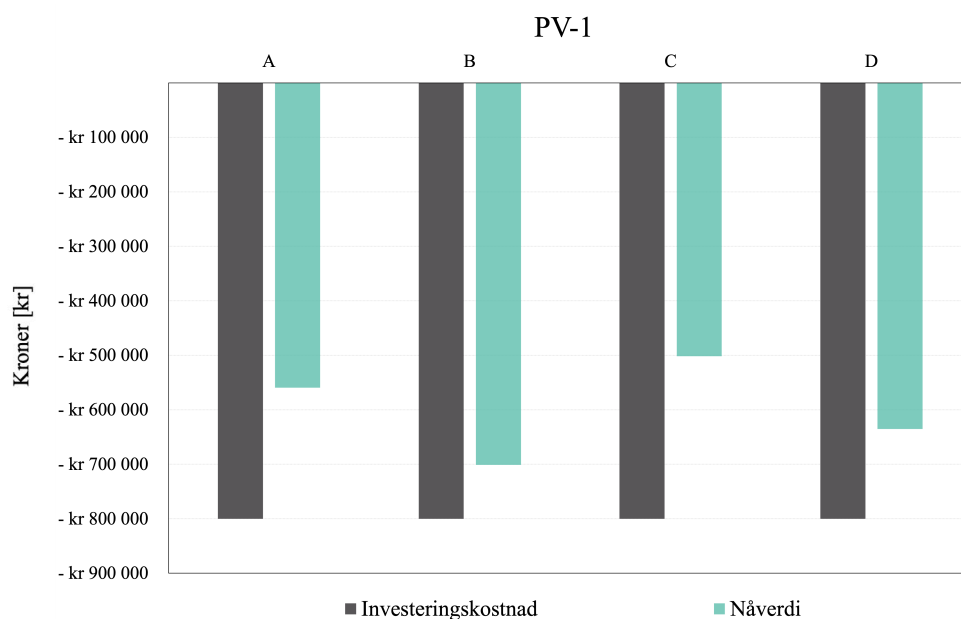
|             | <b>Investeringskostnad</b> |
|-------------|----------------------------|
| <b>PV-0</b> | 17 600 000,- kr            |
| <b>PV-1</b> | 800 000,- kr               |
| <b>PV-2</b> | 11 600 000,- kr            |

For å kunne sammenligne de ulike scenarioene ble nettonåverdien til alle PV-scenarioer beregnet ved bruk av 2.10. Resultatene er belyst i figur 4.6.



Figur 4.6: Histogram av investeringskostnaden sammenlignet med nåverdien for alle PV-scenarioer.

Merk at nåverdien er negativ for alle scenarioer. Dette skyldes at nettonåverdien blir avregnet etter kontantstrøm fra besparelse på nettleien, og inkluderer ikke reduserte kostnader knyttet til kjøpt energi til spotpris. Resultatene for scenario PV-1 blir presentert på nytt nedenfor, da den ikke ble tydelig belyst i figuren over grunnet størrelsesforhold.



Figur 4.7: Histogram av investeringskostnaden sammenlignet med nåverdien for PV-1.

For å vurdere hvordan ulike nettleiemodeller insentiverer til investeringer ble avkastning per investerte krone beregnet ved bruk av likning 3.7. I praksis vil en avkastning per investerte krone  $> 1$ , – kr gi positiv nåverdi, og motsatt. Merk at en avkastning per investerte krone  $> 1$ , – kr uten at en inkluderer kontantstrøm fra reduksjon i kjøp av energi til spotpris ikke er realistisk for PV. Resultatene er belyst i tabell 4.7.

Tabell 4.7: Avkastning per investerte krone for PV-0, PV-1 og PV-2.

|              | Avkastning per inv. kr. |              | Avkastning per inv. kr. |              | Avkastning per inv. kr. |
|--------------|-------------------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------------------|
| <b>PV-0A</b> | 0,30,- kr/kr            | <b>PV-1A</b> | 0,30,- kr/kr            | <b>PV-2A</b> | 0,30,- kr/kr            |
| <b>PV-0B</b> | 0,08,- kr/kr            | <b>PV-1B</b> | 0,12,- kr/kr            | <b>PV-2B</b> | 0,08,- kr/kr            |
| <b>PV-0C</b> | 0,12,- kr/kr            | <b>PV-1C</b> | 0,37,- kr/kr            | <b>PV-2C</b> | 0,10,- kr/kr            |
| <b>PV-0D</b> | 0,16,- kr/kr            | <b>PV-1D</b> | 0,21,- kr/kr            | <b>PV-2D</b> | 0,11,- kr/kr            |

Ut i fra resultatene ovenfor kan man se at av modellene hvor effektuttak også blir priset, er det modell D som gir størst avkastning per investerte krone dersom PV skulle blitt implementert på last-0 (0,16,- kr/kr) og last-2 (0,11 kr/kr). Den høyeste observerte avkastningen per investerte krone forekommer dersom PV blir implementert på last-1 og nettleien blir avregnet etter modell C (0,37 kr/kr).

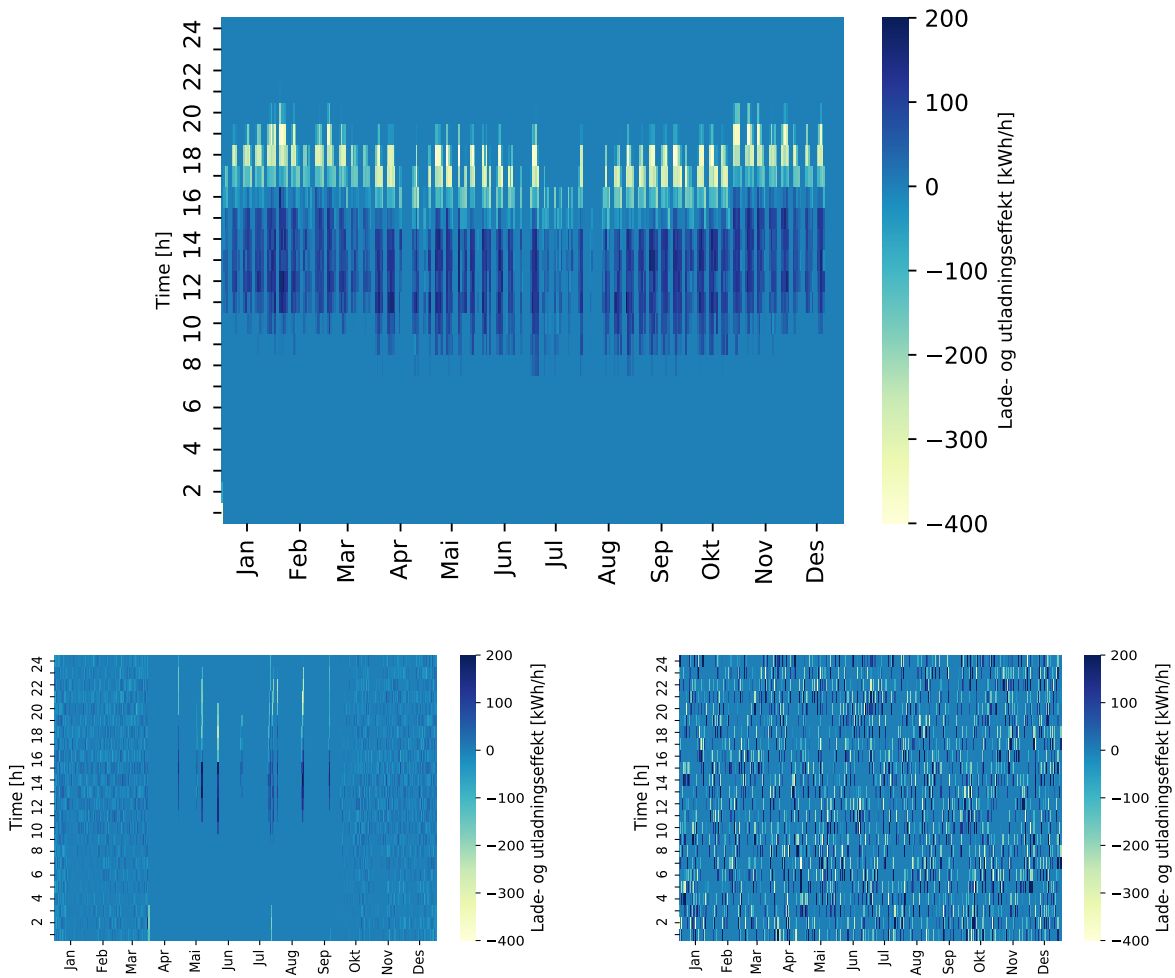
## 4.2 Resultater fra simulering av BAT-systemer

Tilsvarende som for PV-systemene ble tre simuleringer gjort for batteriet, én for hovedlasten (last-0), én for fjernkjølingslasten (last-1) og én for den syntetiske genererte lasten (last-2). Siden lastene er noe ulike velger algoritmen i SAM nokså ulik ladesyklus for de tre forskjellige lastene. Dette gjenspeiles også i effektiviteten til batteriene. Energitalp og sykluseffektivitet er fremstilt i tabell 4.8.

Tabell 4.8: Energitalp og sykluseffektivitet for de ulike scenarioene.

|                           | BAT-0      | BAT-1     | BAT-2      |
|---------------------------|------------|-----------|------------|
| <b>Energitalp</b>         | 10 104 kWh | 3 006 kWh | 15 835 kWh |
| <b>Sykluseffektivitet</b> | 90,58%     | 91,75%    | 90,95%     |

Levert og absorbert effekt av batteriene i løpet av simuleringsperioden blir illustrert i figur 4.8 (a), 4.8 (b) og 4.8 (c).



Figur 4.8: Varmekart av levert og absorbert effekt av (a) BAT-0, (b) BAT-1 og (c) BAT-2.

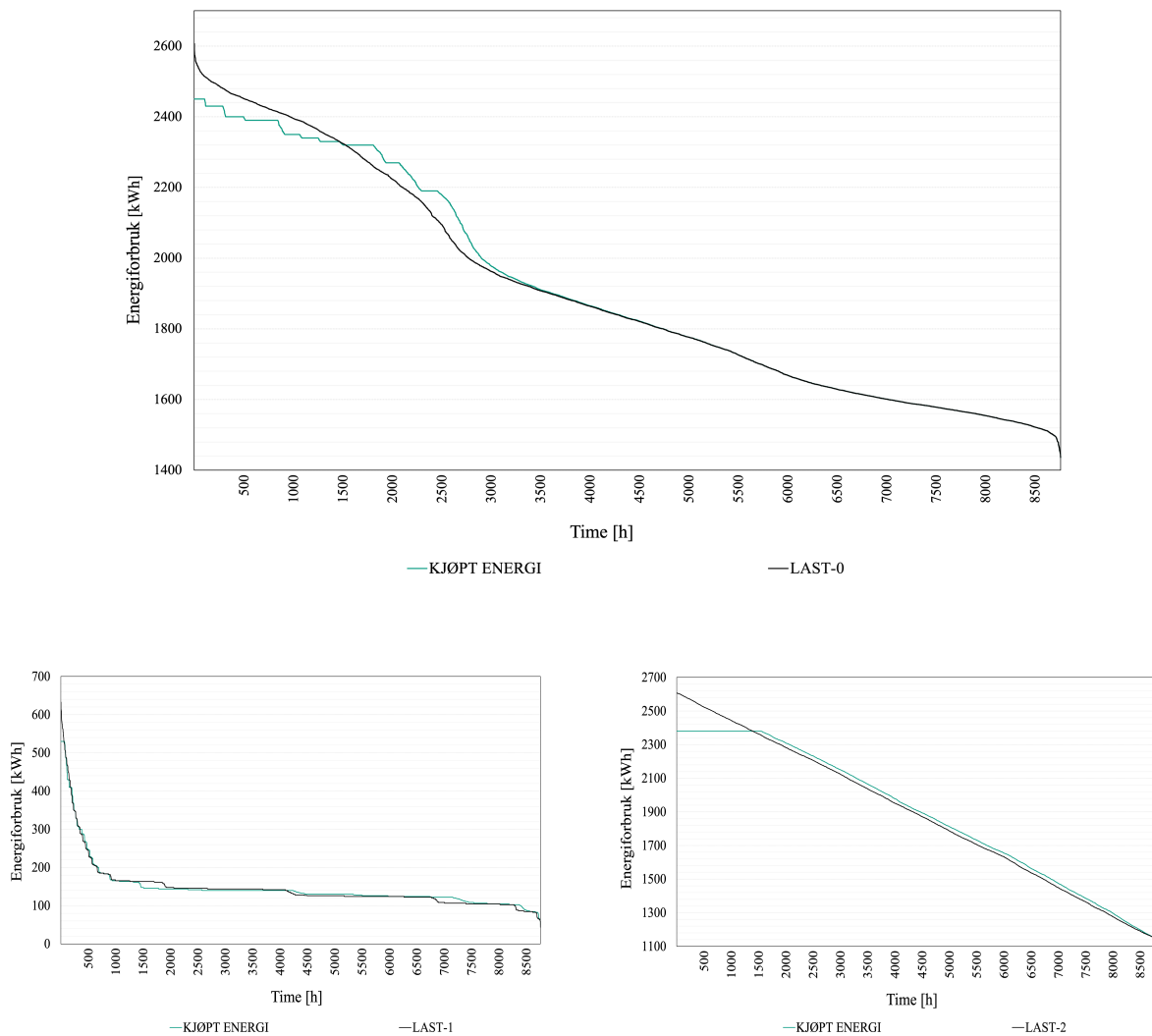
For hovedlasten, illustrert tidligere i figur 4.3, er det tydelig at topplasttimene forekommer i arbeidstiden. Batteriet utjevner topplasten, illustrert i figur 4.8, men toppene vedvarer gjennom fra ca 10:00-16:00, og batteriet leverer dermed mindre effekt slik at alle topplasttimene i løpet av dagen blir noe redusert. Deretter lades det opp, typisk mellom 16:00-20:00.

Lade- og utladningssyklusen endret seg nokså mye da BAT-1 ble simulert. Årsaken var at effektuttaket i topplasttimene sommerstid var stort, mens vinterstid var karakterisert av en nokså flat lastkurveskurve. I denne perioden er batteriet ofte aktiv, men leverer liten effekt. Sommerstid kompenserer batteriet for de største effekttoppene, men er ellers lite aktivt.

Det eksisterer ingen tydelig mønster for levert og absorbert effekt for BAT-2, annet enn at den leverer effekt i topplasttimene, og lades opp i perioden etter.

### 4.2.1 Påvirkning på varighetkurvene

For å vurdere påvirkningen på lastkurvene ble de tre forskjellige lastene og parameteren kjøpt energi etter simulering av BAT-0, BAT-1 og BAT-2 fremstilt i tre varighetskurver. Varighetskurvene er presentert i figurene 4.9 (a), 4.9 (b) og 4.9 (c).



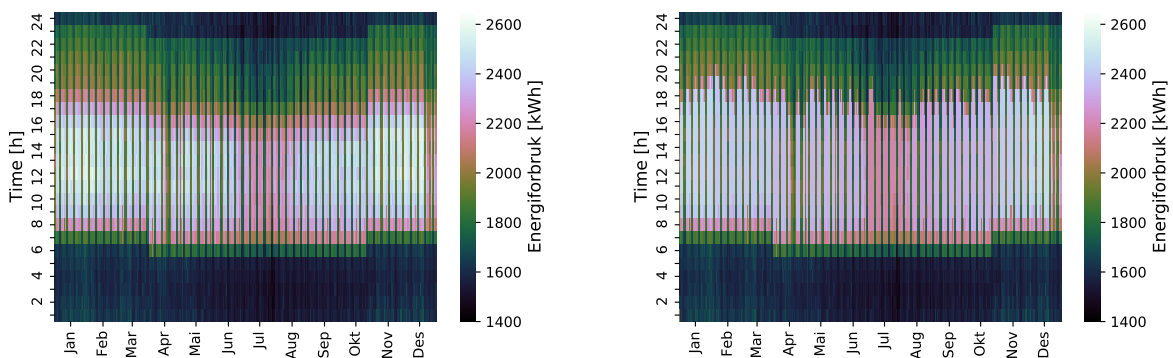
Figur 4.9: Varighetskurve for last-0 og kjøpt energi etter simulering av (a) BAT-0, (a) BAT-1 og (c) BAT-2.

Ut i fra figurene ovenfor ser man at effektuttaket i topplasttimene reduseres for alle scenarioene. Reduksjonen i topplast er illustrert i tabell 4.9.

Tabell 4.9: Topplast før og etter simulering av BAT-0, BAT-1 og BAT-2.

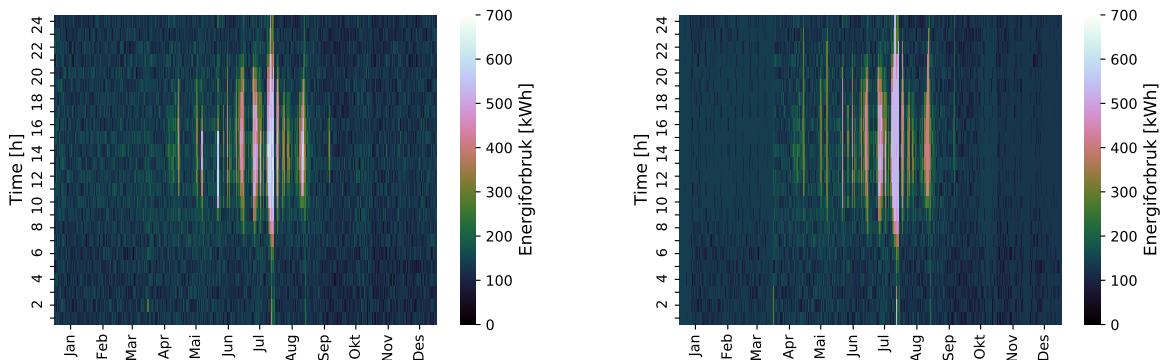
|               | Maksimalt effektuttak |              | Maksimalt Effektuttak |
|---------------|-----------------------|--------------|-----------------------|
| <b>Last-0</b> | 2 607 kWh/h           | <b>BAT-0</b> | 2 450 kWh/h           |
| <b>Last-1</b> | 632 kWh/h             | <b>BAT-1</b> | 530 kWh               |
| <b>Last-2</b> | 2 607 kWh/h           | <b>BAT-2</b> | 2 380 kWh/h           |

Ved fremstilling av forbruket i varmekart er det tydelig at batteriet utløser sluttbrukerfleksibilitet ved å levere effekt i toppplasttimene, og deretter lade opp i timene etter.



Figur 4.10: Varmekart av lastprofil før (a) og etter (b) simulering av BAT-0.

Batteriet utjevner topplasten, illustrert i figur 4.10 (b), men toppene vedvarer gjennom fra cirka 10:00-16:00, og batteriet leverer dermed mindre effekt slik at alle toppplasttimene i løpet av dagen blir noe redusert.



Figur 4.11: Varmekart av lastprofil før (a) og etter (b) simulering av BAT-1.

Ut i fra figur 4.11 (b) ser vi at batteriet er ofte aktivt i vinterperioden, men leverer lite effekt. Sommerstid kompenserer batteriet for de største effekttoppene, men er ellers lite aktivt.

Grunnet mengden varians i last-2 er det ikke innlysende å se en endring før og etter simulering av BAT-2. Utløsningen av sluttbrukerfleksibilitet er dermed bedre illustrert i figur 4.9, og varmekartene er illustrert i vedlegg. Se figur A.4.

#### 4.2.2 Økonomiske resultater

##### Avregning av nettleie

Nettleien ble beregnet ved bruk av likning 3.1, 3.2, 3.3 og 3.4 for alle BAT-scenarioer, og resultatene er presentert i tabell 4.10. Nettleien for lastene før simulering av PV og BAT ble presentert i tidligere i tabell 4.3. Som belyst i tabell 2.1 representerer modell A - *Nettleie basert på konsumert energi*, modell B - *Sikringsdifferensiert nettleie*, modell C - *Abonnert effekt* og modell D - *Målt effekt*.

Tabell 4.10: Nettleie for de ulike lastene per år etter simulering av batteri avregnet med de fire modellene utarbeidet av NVE RME.

|              | Nettleie modell A | Nettleie modell B | Nettleie modell C | Nettleie modell D |
|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <b>BAT-0</b> | 3 106 880,- kr    | 1 677 182,- kr    | 2 464 779,- kr    | 2 355 195,- kr    |
| <b>BAT-1</b> | 241 233,- kr      | 247 872,- kr      | 289 459,- kr      | 188 932,- kr      |
| <b>BAT-2</b> | 3 078 366,- kr    | 1 645 502,- kr    | 2 433 912,- kr    | 2 452 785,- kr    |

##### Avregning av netto nåverdi

Kontantstrømmen til alle BAT-scenarioer ble beregnet ved bruk av likning 3.5, og er illustrert i figur 4.11. Nettleiemodell D ga høyest gjennomsnittlig kontantstrøm med et gjennomsnitt på 59 538,- kr. For last-0 og last-1 er det modell B som gir størst besparelse, med en kontantstrøm på henholdsvis 53 405,- kr og 35 051,- kr. Dersom et batteri skulle blitt anvendt på last-2 hadde det vært fordelaktig dersom nettleien ble avregnet etter modell D, som ga høyest kontantstrøm sammenlignet med øvrige resultater (119 213,- kr). Se vedlegg A.5 for utdypende informasjon om hvor stor andel av kontantstrømmen som er knyttet til energiforbruk og effektuttak.

Tabell 4.11: Kontantstrøm for de batteriscenariene etter avregning av nettleie med de fire modellene utarbeidet av NVE RME.

|              | Kontantstrøm modell A | Kontantstrøm modell B | Kontantstrøm modell C | Kontantstrøm modell D |
|--------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>BAT-0</b> | -1 878,- kr           | 53 405,- kr           | 25 820,- kr           | 44 440,- kr           |
| <b>BAT-1</b> | -559,- kr             | 35 051,- kr           | 586,- kr              | 14 961,- kr           |
| <b>BAT-2</b> | -2 943,- kr           | 77 070,- kr           | 115 596,- kr          | 119 213,- kr          |

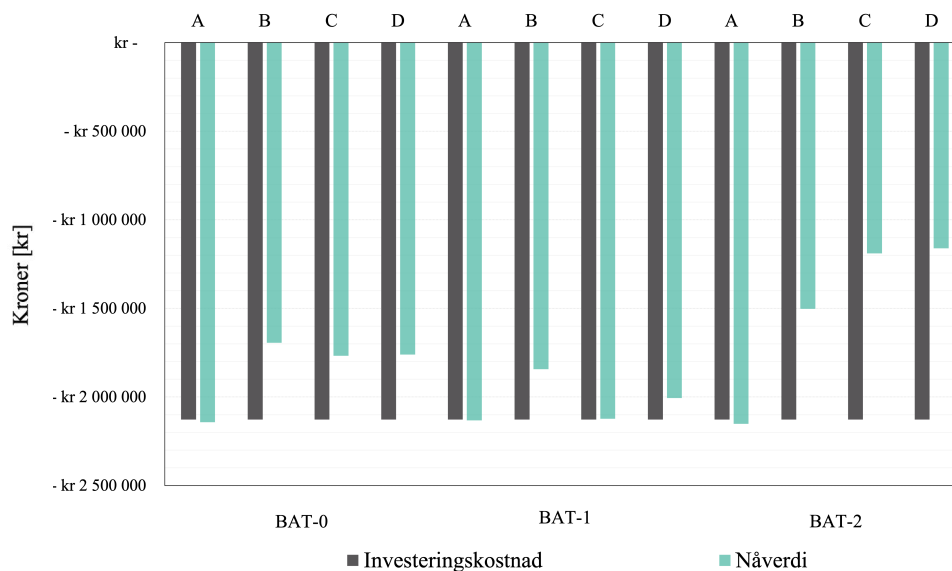


Siden batteriet var dimensjonert likt for alle scenarioer, var også investeringskostnaden lik. Investeringskostnaden ble beregnet ved bruk av likning 3.6, og er illustrert i tabell 4.12.

Tabell 4.12: Investeringskostnad for BAT-0, BAT-1 og BAT-2.

|              | Investeringskostnad |
|--------------|---------------------|
| <b>BAT-0</b> | 2 127 400,- kr      |
| <b>BAT-1</b> | 2 127 400,- kr      |
| <b>BAT-2</b> | 2 127 400,- kr      |

Investeringskostnaden og nåverdien for alle BAT-scenarioer er illustrert i figur 4.12. I figuren ser man at BAT-2, altså batteri simulert på den syntetiske genererte lasten, gir best økonomisk resultat. Årsaken er at kostnaden knyttet til effektuttaket, sett relativt til investeringskostnaden, reduseres mest dersom batteriet anvendes på denne lasten samtidig som effektuttak prises.



Figur 4.12: Histogram av investeringskostnaden sammenlignet med nåverdien for alle BAT-scenarioer.

Nåverdien avregnet etter modell A gir et tap større enn investeringskostnaden, noe som skyldes en negativ kontantstrøm. I praksis er ikke denne aktuell å vurdere, da styringen av batteriet ikke er optimert etter energipris-arbitrasje, som er eneste mulige styringsstrategi for kostnadsbesparelse ved bruk av batteri og modell A.

Avkastning per investerte krone ble beregnet ved bruk av likning 3.7, og er illustrert i tabell 4.13.

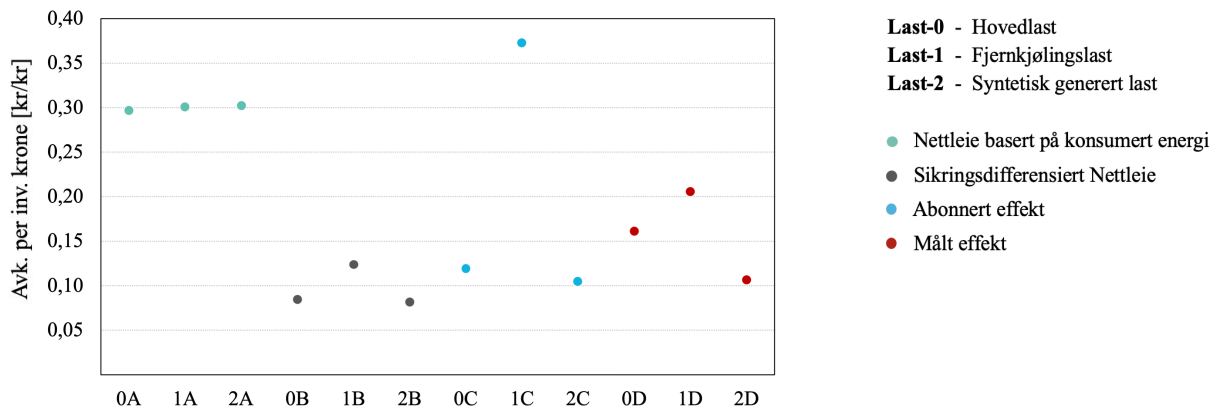
Tabell 4.13: Avkastning per investerte krone for alle batteri-scenarier.

|               | Avkastning per inv. kr. |               | Avkastning per inv. kr. |               | Avkastning per inv. kr. |
|---------------|-------------------------|---------------|-------------------------|---------------|-------------------------|
| <b>BAT-0A</b> | - 0,01,- kr/kr          | <b>BAT-1A</b> | 0,00,- kr/kr            | <b>BAT-2A</b> | - 0,01,- kr/kr          |
| <b>BAT-0B</b> | 0,20,- kr/kr            | <b>BAT-1B</b> | 0,13,- kr/kr            | <b>BAT-2B</b> | 0,29,- kr/kr            |
| <b>BAT-0C</b> | 0,10,- kr/kr            | <b>BAT-1C</b> | 0,01,- kr/kr            | <b>BAT-2C</b> | 0,26,- kr/kr            |
| <b>BAT-0D</b> | 0,17,- kr/kr            | <b>BAT-1D</b> | 0,06,- kr/kr            | <b>BAT-2D</b> | 0,45,- kr/kr            |

Ut ifra tabellen ovenfor gir batteri til bruk på last-2 i gjennomsnitt høyest avkastning per investerte krone (0,33,- kr/kr) dersom nettleien baseres på effektuttak. Avkastningen per investerte krone er i gjennomsnitt lavest dersom batteriet anvendes på last-1 ( 0,05 kr/kr inkludert modell A, 0,07 kr/kr ekskludert modell A) sammenlignet med øvrige laster.

### 4.3 Felles fremstilling av økonomiske resultater

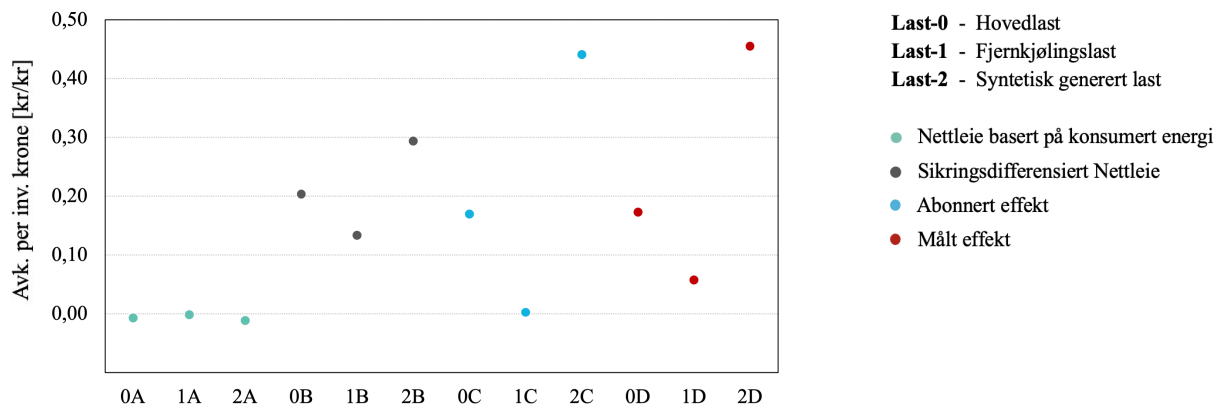
For å kunne sammenligne de økonomiske resultatene blir avkastning per investerte krone fremvist i punkt-diagram for både PV-scenariene og BAT-scenariene. Avkastningen per investerte krone er illustrert i figur 4.13 for PV-scenariene og 4.14 for BAT-scenariene.



Figur 4.13: Spredningsplot av avkastning per investerte krone for PV-scenarier.

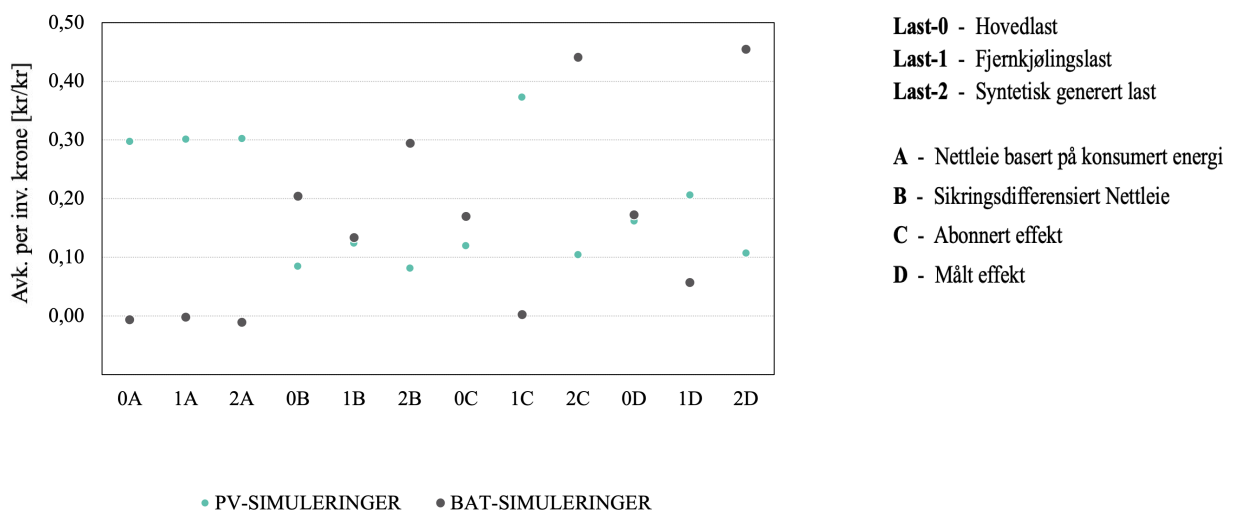
Ut ifra figuren ovenfor er det nokså tydelig at modell A gir størst samlet økonomisk incentiv for PV-systemer. Dette er naturlig, da denne modellen avregner nettleie etter mengden kjøpt energi, en parameter som reduseres ved lokal produksjon. For øvrige modeller er avkastningen noe lavere med unntak av PV-1C, og det er relativt stor spredning innad mellom de ulike lastene. For modeller som priser effektbruk får PV-systemet til anvendelse på last-1 størst incentiv. Av disse modellene vil

modell C gi størst samlet insentiv for PV-systemer etter beregning av gjennomsnittlig avkastning per investerte krone for alle laster (0, 2,- kr/kr).



Figur 4.14: Spredningsplott av avkastning per investerte krone for BAT-scenarier.

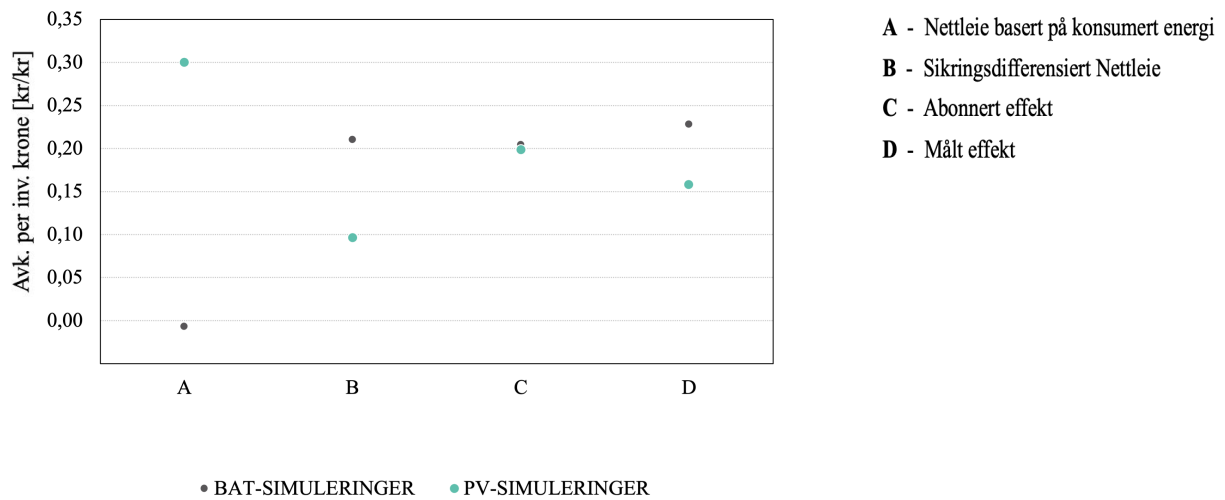
I 4.14 kommer det frem at Modell A gir lavest avkastning for batterisystemer. Etter avregning med øvrige modeller er det stor spredning. For last-0 gir modell B størst insentiv til investering og for last-1 og last-2 gir modell D størst insentiv. I gjennomsnitt er det modell D som gir størst økonomisk insentiv for batterisystemer (0, 23, – kr/kr). Et spredningsplot av avkastningen per investerte kroner for både PV- og BAT-scenarier er illustrert i figur 4.15.



Figur 4.15: Spredningsplott av avkastning per investerte krone for alle scenarier.

Ved avregning av nettleie etter modell A blir investeringer i PV mest insentivert. For øvrige modeller er resultatene noe sprikende, og varierer etter lastkarakteristikk.

Gjennomsnittlig avkastning per investerte krone for alle laster og sortert ut i fra teknologi og modell er belyst i figur 4.16.



Figur 4.16: Spredningsplot av gjennomsnittlig avkastning per investerte krone for begge teknologier sortert etter modell.

Figuren ovenfor viser at insentivet til investeringer er i gjennomsnitt høyest for PV-systemer ved bruk av modell A, og avtar noe for modell B, C og D. For Batterisystemer er insentivet i gjennomsnitt lavest ved bruk av modell A, og størst ved bruk av modell D. For modell B, C og D er avkastningen i gjennomsnitt noe høyere for batterisystemer enn for PV-systemer, men differansen er marginal for modell C. Differansen mellom det gjennomsnittlige insentivet i PV-systemer og BAT-systemer er henholdsvis 0,31,- kr/kr dersom nettleien avregnes etter modell A, 0,11,- kr/kr dersom nettleien avregnes etter modell B, 0,01,- kr/kr dersom nettleien avregnes etter modell C og 0,07,- kr/kr dersom nettleien avregnes etter modell D.

## 5 DISKUSJON

### 5.1 Resultatenes gyldighet

Oppgaven er strukturert som en studie av en eventuell investering i det nye sykehuset i Innlandet, noe som medfører at utvalgsstørrelsen er noe redusert. Dette påvirker gyldigheten til resultatene. For å kunne trekke betydelige konklusjoner om hvordan de ulike nettleiemodellene insentiverer til investering måtte størrelsen på utvalget i laster vært større, og det burde også vært større variasjon i anvendelsesområde. Med det menes at det burde blitt gjort flere simuleringer av scenarioer, med flere laster og laster med mer divergerende lastprofil. I tillegg burde ulike systemstørrelser blitt simulert. På denne måten ville man i større grad kunne gjort rede for stor-skalaeffekter av anvendt teknologi og hvilken teknologi som er mest egnet ut ifra en gitt nettleiemodell og en gitt lastprofil. I denne studien er det kun simulert ett PV-system og ett batterisystem for hver last, noe som er en svakhet i evalueringen.

#### Valg av data

I simuleringen som ble gjort eksisterer det et avvik knyttet til valg av data. Data som representerer energiforbruket ble hentet for år 2019, mens værfilen ble innhentet basert på et normalår estimert ut ifra i data fra 2007-2016. Dette gir et avvik i resultatene for alle PV-1 scenarier siden forbruket er noe avhengig av utetemperatur, som belyst i figur A.5. Som en ser i figuren er lasten særlig avhengig av temperatur i timene med høyest effektuttak, og gir en skjevhet i resultatene.

Både PV-produksjonen og utetemperaturen er avhengig av irradiansen. Dersom irradiansen øker, kan potensielt både produksjonen fra PV-systemet og utetemperaturen øke. Siden energiforbruket og værfilen ikke er hentet inn basert på samme år, gjør det at en samtidighet mellom økt last og økt produksjon ikke blir tatt hensyn til da lasten er noe avhengig av utetemperaturen. Dette resulterer potensielt i lavere beregnet insentiv for PV-1 scenario. Valg av metrologisk data er likevel mer representativ for forventet PV-produksjon dersom normal innstrålings-data utnyttes, grunnet at været varierer fra år til år. Resultatene er dermed mer representative enn om data fra et enkeltår, eksempelvis 2019, hadde blitt brukt.

I datasettet som representerte energiforbruket til last-0 og last-1 eksisterte et skifte mellom sommerstid og vinterstid. Dette skiftet ble ikke justert for, og dermed er forbruket hele sommerhalvåret skiftet en time frem i tid sammenlignet med værfilen. Værdataene ble beregnet i timesoppløsning, hvor den globale innstrålingen ble estimert ut ifra gjennomsnittlig innstråling for en gitt time i løpet av perioden 2007-2016, uten et skifte fra sommerstid til vinterstid og motsatt. Siden dette skiftet ikke ble justert for før simulering eksisterer det en forskyvning imellom de to datasettene, som kan ha påvirket resultatet. Hvor stor konsekvens feilen har er vanskelig å kvantifisere.

### Simulering av PV-systemene

De metrologiske dataene er basert på satellittdata og ikke virkelige verdier. Dataene er tilsynelatende representative ut ifra norske forhold, men inneholdt ikke data om snødybde eller albedo for valgt lokasjon. Dermed ble albedoen satt lik 0,2, og var statisk gjennom hele året. I virkeligheten varierer denne verdien igjennom året, og er spesielt høy når det ligger snø på bakken [52]. Som et resultat blir den simulerte produksjonen underestimert om vinteren.

Som nevnt ovenfor så inneholdt datasettet ikke noe data knyttet til snødybde, og det ble dermed lagt inn et statisk snø og tildekningstap på 5%. Energitalp knyttet til tildekte paneler vil ville vært meget lavt sommerstid, og gjør at produksjonen i så måte blir underestimert for denne årstiden.

Simuleringene av PV-systemene ga et reelt utbytteforhold på 0,81. Verdien er nokså høy sett i globalt perspektiv, og skyldes gode driftsforhold med lav omgivelsestemperatur. Sammenlignet med en studie gjort i 2010 [53] av 100 tyske solkraftanlegg ser det ut til at det simulerte reelle utbytteforholdet er representativt. Studien er riktignok noe eldre, og utbytteforholdet burde burde muligens vært høyere enn medianen presentert i studien på 84% med kaldere klima tatt i betraktning. Systemet som ble simulert anses likevel som representativt.

### Simulering av Batterisystemene

I alle batterisimuleringene ble månedlige effektmål anvendt som styringsalgoritme. I realiteten er nettleiemodellene så ulike at en skulle anvendt forskjellige styringsalgoritmer. Algoritmen er ikke ideell for noen av scenariene, men gir resultater som en kan bruke for å forstå hvordan de ulike modellene insentiverer til investeringer, og hvilken styringsalgoritme som hadde gitt optimal konstantstrøm.

Når nettleien avregnes etter modell B ville ideell batteristyring vært å kun redusere effektuttaket i toppplasttimene i løpet av året, for så å ikke være i bruk. Øvrig bruk av batteriet gir økt energiforbruk, noe som øker nettleien. En styringsstrategi basert på månedlig effektmål reduserer dermed toppplasttimene per år nokså effektivt, men gir en uønsket ekstra kostnad da energiforbruket øker.

Når nettleien avregnes etter modell C er det ikke nødvendigvis å redusere effektuttaket i topplasttimene som er ideelt, men å styre batteriet slik at en reduserer effekteffektuttaket over og rett under abonnementsstørrelsen. Når batteriet styres ut ifra månedlige effektmål vil en redusere effektuttaket i topplasttimene per måned, og deretter lades opp når effektuttaket er under effektmålet. Dersom effektmålet for den representative måneden er større enn abonnementsstørrelsen, vil en ikke forflytte lasten nok til at gir et positivt utslag, tvert imot vil det øke effektuttaket i topplasttimene noe, da batteriet bidrar til økt forbruk. En ideell styringsalgoritme hadde dermed ladet opp i timene hvor effekttrekket er lavt og kompensert for effektuttaket i timene over og eventuelt rett under den opprinnelige abonnementsstørrelsen.

I modell D er det det maksimale effektuttaket per døgn som legges til grunn for den største andelen av nettleien. Når algoritmen styres ut ifra månedlige effektmål er det dermed ikke nødvendigvis slik at den reduserer det maksimale effektuttaket per døgn dersom maksimalt effektuttak per døgn for den representative dagen er lavere enn effektmålet som har blitt satt. Månedlige effektmål fungerte dermed godt som styringsalgoritme for last-2, hvor det maksimale effektuttaket (2607 kWh/h) forekom jevnlig. En ideell styringsalgoritme vil dermed identifisert et døgnmønster, for deretter å redusere det maksimale effektuttaket ut i fra prognosen.

Algoritmen som ble brukt fungerte dermed ikke ideelt for noen av scenariene, og det er vanskelig å kvantifisere hvor stor påvirkning dette har på resultatene. Med de estimerte prisene belyst i tabell 2.1 som grunnlag er det likevel tenkelig at styring av batteriet etter effektmål egner seg best for modell B, da energi prises lavt. Videre er det tenkelig at styringsalgoritmen også fungerer godt for BAT-2D, da maksimalt effektuttak forekom jevnlig.

Siden effektmål per måned ble lagt til grunn for styring av batterisystemet går batteriene gjennom ulikt antall sykluser i løpet av simuleringsperioden, illustrert i vedlegg A.28. I praksis betyr dette at batteriet som anvendes på last-2 vil ha et behov for utskiftning før de andre, noe som påvirker den reelle avkastingen per investerte krone. Dette har ikke blitt tatt med i beregningen, og ville gitt redusert avkastning per investerte krone for alle scenariene. trolig er dermed insentivet til alle BAT-2 scenario noe overestimert sammenlignet med øvrige scenario.

### Beregning ved bruk av historiske data

I denne studien har en hatt tilgang på historiske data og vurdert størrelsen på effektmålet slik at batteriet skulle utnyttes på best mulig måte. I virkeligheten vil et batteri måtte styres basert på prognoser om fremtidig effektuttak. Prognoser innebærer en grad av usikkerhet, og er en tolkning av hvordan fremtiden vil bli ut ifra bestemte indikatorer, enten i sann tid eller basert på historikk. I enkelte tilfeller vil da det faktiske effektuttaket avvike fra prognosene som styringsalgoritmen har utarbeidet. Dermed er insentivet til investering beregnet i denne oppgaven noe idealisert, da en har tilgang på tidligere data og kan styre batteriet vel vitende om hvordan effektuttaket ser ut.

### Valg av økonomiske parametere

I de økonomiske beregningene har det blitt lagt til grunn en rente på 4%, som symboliserer alternativkostnaden til investering. Dette betyr at det er antatt at investor vil ha en fortjeneste på 4% ved en alternativ investering. Det ble heller ikke lagt til grunn noen endring i nettleie i løpet av levetiden til de ulike teknologiene, noe som samstemmer med [54].

Kostnadsindeksene som ble brukt var kun estimater, og det faktiske kostnaden vil variere ut ifra hvor stort og hvor komplekst system som blir konstruert. Trolig er dermed avkastningen per investerte krone for alle PV-1 scenario dermed overestimert. Grunnlaget for å bruke samme indeks var at det forenklet sammenligningsgrunnlaget mellom de ulike anvendelsesområdene.

I beregningen av nettleie ble ikke merverdiavgiften inkludert. Årsaken til det er at merverdiavgift formelt sett ikke er en del av nettleien, men betales som en prosentandel av nettleien. Dersom merverdiavgiften ble inkludert ville det gitt større forskjeller mellom de ulike scenariene. Vedlikeholdskostnader ble heller ikke tatt med i beregningen, da hverken PV-panelene eller batterisystemet som ble simulert krever stor grad av vedlikehold. I denne konteksten ble det dermed ansett som neglisjerbart, men i alle scenarioer vil dette gi redusert avkastning.

Degradering av systemene over tid har ikke blitt tatt med i beregningen. Årsaken var at det ikke eksisterer en klar sammenheng mellom det økonomiske resultatet og installert kapasitet/effekt, og det var dermed ikke hensiktsmessig å inkludere degradering av teknologiene i de økonomiske beregningene. Eksempelvis vil ikke en degradering på 0,5% av PV-panelene nødvendigvis gi 0,5% reduksjon i kontantstrøm da de måttet bli justert ut ifra prisene satt av NVE RME, og ville variert fra scenario til scenario. Dermed måtte denne begrensingen gjøres for å redusere omfanget på oppgaven.



## 5.2 Analyse av PV-resultater

### Insentivet reduseres når nettleien beregnes ut ifra effektuttak

I figur 4.13 er det tydelig at for alle modeller som priser effektuttak reduseres insentivet for PV-anlegget sammenlignet med nettleie avregnet etter konsumert energi, med unntak av scenarie PV-1C. Når nettleien avregnes etter modell A er avkastningen per investerte krone i gjennomsnitt 0,3 kr, illustrert i 4.16. Til sammenligning er avkastningen per investerte krone i gjennomsnitt 0,09 kr, 0,19 kr og 0,16 for henholdsvis modell B, C og D. Reduksjonen i insentiv skyldes at solkraft er uregulerbar, og en kan dermed ikke kontrollere når de produserer. Siden produksjonen ikke kan kontrolleres, kan en heller ikke styre produksjonen slik at en reduserer effektuttaket i toppplasttimene per døgn eller per år. I modell A har ikke dette en innvirkning, da det er antall kWh levert som utgjør kontantstrømmen, uten at det er betinget til et tidspunkt. Dermed har det ikke noe å si at en ikke kan kontrollere produksjonen.

### Sikringsdifferensiert nettleie gir i gjennomsnitt lavest insentiv

Som illustrert i figur 4.16 er det modell B, sikringsdifferensiert nettleie, som gir samlet sett lavest insentiv til investering i PV-systemer med en gjennomsnittlig avkastning per investerte krone på 0,09 kr. Årsaken er at effektuttaket i toppplasttiden reduseres lite i alle simuleringene.

I tabell 4.2 ser man at effektuttaket i toppplasttiden reduseres for last-0 og last-1. Årsaken til dette er at toppplasttiden forekommer på dagen, samtidig som PV-panelene leverer effekt. PV-systemet klarer riktignok ikke målrettet å redusere effektuttaket i alle toppplasttimene, og dermed blir reduksjonen minimal. Dette er fordi det ikke er én toppplasttime som er mye større enn de andre, men flere toppplasttimer hvor effektuttaket må kompenseres for. Siden effektuttaket i toppplasttiden til alle scenarioer reduseres lite, blir dermed også reduksjonen i nettleie begrenset, da den største andelen av kostnaden er knyttet til effektuttaket. Besparelsen kommer dermed i stor grad fra besparelse på energiledd. I realiteten ville man ikke kunne stole på at en hadde produksjon i toppplasttime(n)e, og dermed ville den virkelige kontantstrømmen vært 0,05 kr per kWh levert energi for alle scenarioer avregnet ut ifra denne modellen da en ikke kan redusere sikringsstørrelsen.

**Av modellene som priser effektuttak gir modell C høyest gjennomsnittlig avkastning**

Det er modell C, Abonnert effekt, som gjennomsnittlig gir høyest insentiv til investering når en priser effektuttak, med en gjennomsnittlig avkastning per investerte krone på 0,20 kr. Dette er illustrert i figur 4.15.

Når nettleien avregnes etter modell C eksisterer to muligheter til opphav til en vesentlig kontantstrøm, nemlig reduksjon i lasttimer over abonnementstørrelsen, eller reduksjon i abonnement. Algoritmen identifiserer terskelen der kostnaden for å øke abonnementstørrelsen er lik marginalkostnaden til abonnementstørrelsen, altså 675,- kr. Siden effektuttaket over terskelen prises til 1,- kr/kwh/h betyr det at enhver kwh/h redusert forbruk over abonnementstørrelsen vil gi en besparelse på 1,- kr dersom terskelen holdes konstant. En reduksjon i effektforbruk over abonnementstørrelsen kan riktignok medføre en endring i abonnementstørrelse, noe som gjør besparelsen større enn 1,- kr/kWh/h. En reduksjon i abonnementstørrelse kan også forekomme ved en reduksjon av lasttimer i underkant av abonnementet, dersom besparelsen av å redusere abonnementstørrelsen er større enn kostnaden av flere lasttimer over abonnementstørrelsen. Sistnevnte påstand er betinget en reduksjon i effektuttak over abonnementstørrelsen.

I modell C dannes den største kontantstrømmen ut ifra reduksjon i effektuttak over abonnementstørrelsen som prises høyt, og reduksjon i abonnementstørrelse. Som et resultat er gir dette et godt insentiv for last-1. Årsaken til det er at kostnaden av effektuttaket over abonnementstørrelsen er stor, samtidig som at PV-produksjonen er nokså god i timene med effektuttak over abonnementstørrelsen. Det kan riktignok diskuteres om insentivet samlet sett ville vært størst ved bruk av denne modellen dersom den ble iverksatt av et nettselskap i et nettområde, da PV-1C trekker gjennomsnittet opp og er vesentlig mye større enn PV-0C og PV-2C. Overnevnt argument er illustrert i figur 4.13, med en avkastning per investerte krone på 0,37 kr. Endringen i abonnementstørrelse før og etter simulering av PV-produksjonen er illustrert i figur A.14, A.15 og A.16 for henholdsvis last-0, last-1 og last-2.

**Modell D gir ikke veldig stor reduksjon i insentiv**

Modell D gir ikke en veldig stor reduksjon i avkastning per investert krone sammenlignet med modell A, illustrert i figur 4.13. Differansen er størst dersom PV systemet anvendes på last-2, hvor PV-produksjonens samtidighet med det maksimale effektuttaket per døgn er lavest.

Årsaken til at insentivet ikke reduseres i stor grad ved avregning med modell D sammenlignet med modell A er at oppløsningen på avregningen er vennligere mot PV-produksjonen. Nettleien avregnes etter maksimalt effektuttak per døgn, noe som vil si at en har 365 muligheter til at det forekommer produksjon samtidig som topplastimen per døgn forekommer. Siden solkraft er uregulerbar er det

fordelaktig med flere muligheter til å redusere nettleien og gjør at nettleie avregnet etter målt effekt gir større sannsynlighet for å danne en kontantstrøm. Argumentet ovenfor krever en korrelasjon mellom det maksimale effektuttaket per døgn og PV-produksjon for å være gjeldende.

### **Insentivet til investering er størst for et PV-system som skal forsyne last-1**

Figur 4.13 illustrerer at PV-systemet som forsyner last-1 får størst insentiv når nettleien avregnes etter et effektuttak.

Når nettleien avregnes etter modell B gir PV-1 lavest kontantstrøm, illustrert i tabell 3.5. Samtidig er investeringskostnaden meget lav sammenlignet med PV-0 og PV-2, noe som gjør at den får høyest avkastning per investerte krone. For modell C gir PV-1 ikke en veldig stor reduksjon i abonnementsstørrelse. Årsaken til det forklares ved at varighetskurven er nokså bratt over abonnementsstørrelsen, og PV-systemet produserer ikke nok i de timene hvor effektuttaket er større enn abonnementet til at abonnementsstørrelsen kan reduseres mye. Dermed reduseres kun abonnementsstørrelsen med 7 kWh/h, og danner en kontantstrøm på 4725,- kr. kostnaden av effektforbruket over abonnementsstørrelsen reduseres med 10 446,- kr. Med en lav investeringskostnad tatt i betraktning, gir dette en større avkastning per investerte krone. Prosentandelen av effektuttaket dekket av PV-1 i sett i sammenheng med varighetskurven er illustrert i figur A.8.

Scenario PV-1D gir også god avkastning per investerte krone. Ved bruk av modell D dannes den største andelen av nettleien av det maksimale effektuttaket per døgn. Sammenlignet med nettleien uten PV, gir PV-1D en kontantstrøm ved å redusere maks effektuttak per døgn på 6 395,- kr. Summen er nokså liten, men må sees i kontekst av investeringskostnaden på 800 000,- kr.

### **Generelle betraktninger**

Siden PV-systemer leverer energi, gjør det at de danner en vesentlig kontantstrøm ved å redusere mengden kjøpt energi fra spotprismarkedet. Naturligvis vil dette bidra til økt lønnsomhet for PV-systemer, og de vil dermed også ha behov for et mindre insentiv. Det er endringen i insentiv når ulike modeller benyttes som er av interesse i denne studien, og dermed har ikke dette blitt tatt med i beregningen direkte. Det er riktignok viktig å ha med i tankene når man vurderer hvordan de ulike nettleiemodellene ville kunne insentivert til en investering i et lokalt solcelleanlegg. PV-systemer ventet å bli enda billigere i fremtiden, og prognosene tilsier en noe økt kraftpris i årene som kommer [55]. Som en konsekvens, vil det gi bedre forutsetninger for solkraft i Norge.

### 5.3 Analyse av BAT-resultater

#### **Insentivet til investering øker når effektuttak prises**

Som forventet så øker avkastningen per investerte krone for batterier når en priser effektuttak, som illustrert i figur 4.14. Årsaken er at batterier øker mengden konsumert energi, men reduserer effektuttaket i topplasttimene per døgn, per måned eller per år målrettet basert på valgt styringstrategi.

#### **Modell B, C og D gir relativt likt insentiv til investering**

Alle modellene som priser effektbruk gir i gjennomsnitt nokså likt insentiv til investering i batterisystemer etter denne beregningen, illustrert i figur 4.16. Modell D gir størst gjennomsnittlig insentiv, men forskjellen er liten mellom scenarioer avregnet med modell D og øvrige scenarioer. Som illustrert i figur 4.14, varierer insentivet relativt mye ut i fra lastprofil.

#### **Insentivet til investering er størst for et batterisystem som skal forsyne last-2**

Når nettleien avregnes etter modell C og modell D er insentivet til investering vesentlig mye bedre dersom teknologien utnyttes på last-2. Årsaken til det er at denne lasten varierer mye fra time til time, og batteriet kan dermed lades opp i timene med lavere effektforbruk for så danne en kontantstrøm ved å redusere maksimalt effektuttak hvert døgn eller per år. Resultatene må riktignok sees i sammenheng med at styringsalgoritmen som ble anvendt trolig fungerte best når batteriet ble simulert på last-2. I praksis gjør det at batteriet utnyttes mer, og går igjennom flere sykluser enn for de to andre lastene. Se figur A.28. For forbedret sammenligningsgrunnlag mellom BAT-0, BAT-1 og BAT-2 se figur A.25, A.26 og A.27.

#### **Insentivet til å anvende et batterisystem er lavest dersom det skal utnyttes på last-1**

Figur 4.14 indikerer at insentivet til investering er lavest dersom en utnytter batterier på last-1. Årsaken til dette er trolig valgt styringsalgoritme for batteriet. Lastkurven er nokså flat store deler av året, med relativt få men store effekttopper. Effekttoppene varer riktignok over store deler av dagen, og batteriet klarer dermed ikke å redusere topplasten med mer enn 12 kWh/h grunnet kapasitetsbegrensninger. Resten av året er lasten flat, og dermed er spillerommet lite for batteriet, da batteriet styres ut ifra effektmålet. Batteriet lades kun opp dersom lasten i den enkelte timen er lavere enn effektmålet for den representative måneden, og med en flat lastkurve er forskjellen liten mellom faktisk effekt og effektmål store deler av tiden. Dette gjør at batteriet utnyttes mindre, som illustrert i vedlegg A.28.

Avkastningen per investerte krone var spesielt lav for BAT-1C. Årsaken var at styringsalgoritmen bidro til økt effektuttak i lasttimene med et effektuttak over abonnementsstørrelsen, illustrert i vedlegg A.17 og figur 4.9 (b). Grunnet virkemåten til styringsalgoritmen ble batteriet ladet opp

i enkelte av lasttimene over abonnementsstørrelsen, noe som ikke var ønskelig. Som et resultat ga dette lav avkastning per investerte krone.

### Generelle betraktninger ‘

I motsetning til PV-systemer kan batterier kun skape en kontantstrøm ut ifra besparelse på et domene av gangen. Årsaken er at dersom batteriene skulle blitt styrt ut i fra spotpris-arbitrasje, ville dette potensielt redusere besparelsen på nettleie da en utnytter kapasiteten til batteriet, som kunne blitt brukt til å redusere nettleien. Dermed må inntjeneningen komme enten fra besparelsen på nettleien, eller fra spotpris-arbitrasje. Batterier har historisk sett begrenset mulighet til å danne en kontantstrøm ut ifra prisarbitrasje [56] i Norge, og det er dermed fordelaktig at en legger til rette for at batterier kan gi besparelser på nettleien og som bidrar til å møte et samfunnsbehov om flatere belastning på nettet.

Resultatene fra denne studien illustrerer at nettleiemodellene utarbeidet av NVE RME ikke insentiverer nok til at en investering skal være lønnsomt alene. For at nettleien skulle kunne insentivere nok alene til det alene måtte avkastningen per investerte krone vært større enn 1,- kr. Som illustrert i figur 4.14 så er ikke dette tilfelle for noen av scenariene. Den høyeste avkastningen per investerte krone ble observert for scenario BAT-2D på 0,45 kr/kr. Ut ifra disse resultatene er ville nettleiemodellene utarbeidet av NVE RME gitt et svakt insentiv til investeringer i batterisystemer, dersom de skulle blitt utnyttet, men kan være en driver for at batteriprisene reduseres på lengere sikt. Resultatene må også sees i kontekst av at valgt styringsalgoritme ikke er godt egnet for alle scenarioene.

Ved å gjøre en sensitivitetsanalyse på kostnadsindeksen til batterisystemet vil avkastningen per investerte krone være lik 1,- kr for BAT-2D dersom indeksen reduseres til 999,9 kr/kwh. Dersom den gjennomsnittlige avkastningen per investerte krone skulle være 1,- kr og nettleien avregnes etter modell B, modellen som ga lavest gjennomsnittlig avkastning per investerte krone, må indeksen settes lik 271,2 kr/kWh. Nettleiemodellene gir dermed trolig størst effekt på sluttbrukerfleksibilitet i form av bevisst bruk av energi fremfor investeringer i batterier dersom de skulle blitt utnyttet.

Det er mulig å tenke seg at enkelte av nettleiemodellene vil kunne gi et større insentiv til et kombinert system med både PV og batteri. I et PV-system har en ikke mulighet til å styre produksjonstidspunkt, mens batteriet er begrenset av lagringskapasiteten. Dersom de to teknologiene anvendes i samme system vil dermed PV-modulene kunne lade opp batteriet, og batteriene vil kunne styre tidspunkt for levert effekt. På denne måten kan en tenke seg at avkastningen per investerte krone i enkelte anvendelsesområder vil kunne være bedre samlet sett en dersom de de ble anvendt individuelt.

Det var batteriet som ble anvendt på last-1 som ble minst utnyttet. I store deler av året var lastkurven flat, og potensialet for effektutjevning fra batteriet var dermed lite. Om sommeren var det høyeste effektuttaket per måned stort og langvarig sammenlignet med øvrige effektuttak i samme måned. Topplastimene sommerstid forekom på dagtid, hvor sannsynligheten for produksjon fra PV er større. Produksjonen fra PV er riktignok uregulerbar, og i enkelte topplasttimer leverte PV-systemet mindre effekt. Om vinteren var produksjonen fra PV-systemet mindre, men leverte likevel noe effekt. Dersom teknologiene ble anvendt i ett system er det mulig at produksjonen fra et PV-system om vinteren vil kunne lade opp batteriet og forsyne lasten på dagtid, hvor så batteriet vil kunne jevne ut effektuttaket kveldstid og om natten. På sommeren vil batteriet kunne kompensere for effektuttaket topplastimene i perioder hvor PV-systemet ikke leverer effekt. Det eksisterer dermed et potensial for en synergieffekt mellom de to teknologiene. Trolig er potensialet størst dersom modell D utnyttes.

#### 5.4 Sammenligning med tidligere forskning

Våren 2021 ble det skrevet masteroppgave om hvordan nettleiestruktur kan brukes som insentiv for sluttbruker til å jevne ut strømforbruk med batteri [13], hvor de samme modellene ble brukt. I overnevnte studie ble tre ulike batteristørrelser simulert på 10 ulike laster, hvor av fem representerte gårdsbruk og fem representerte husholdninger. Størrelsene på batterikapasitet var henholdsvis 5 kWh, 13,5 kWh og 65 kWh. Batteriene ble simulert med en statisk sykluseffektivitet på 88%, 90% og 88% for henholdsvis det minste, mellomste og største batteriet.

Det årlige energiforbruket til lastene som ble brukt i den tidligere masteroppgaven lå innefor intervallet 8 MWh - 114MWh. Til sammenligning har lastene som ble brukt i denne studien et årlig energiforbruk på 16,7 GWh, 1,2 GWh og 16,5 GWh for henholdsvis last-0, last-1 og last-2. Batterikapasiteten som ble simulert i denne studien var 967 kWh.

Grunnet metodiske forskjeller er det ikke mulig å sammenligne resultatene direkte. En kan likevel gi et anslag på hvor godt resultatene samsvarer ved å beregne kontantstrømmen som ble dannet per kWh installert batterikapasitet ut ifra resultatene fra den tidligere masteroppgaven, og resultatene fra denne simuleringen. En sammenligning er presentert i tabell 5.1.

Tabell 5.1: Sammenligning mellom resultatene i denne oppgaven og tidligere forskning. Resultatene fra denne studien er presentert først.

|                 | Maksimal kontantstrøm | Innstallert kapasitet | Maksimal kontantstrøm per kWh |
|-----------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------------|
| <b>Modell B</b> | 77 069,- kr           | 967 kWh               | 80,- kr/kWh                   |
| <b>Modell C</b> | 115 596,- kr          | 967 kWh               | 120,- kr/kWh                  |
| <b>Modell D</b> | 119 213,- kr          | 967 kWh               | 123,- kr/kWh                  |

|                 | Maksimal kontantstrøm               | Innstallert kapasitet     | Maksimal kontantstrøm per kWh   |
|-----------------|-------------------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| <b>Modell B</b> | 1286,- kr / 2144,- kr / 12 863,- kr | 5 kWh / 13,5 kWh / 65 kWh | 257,- kr / 429,- kr / 2573,- kr |
| <b>Modell C</b> | 2531,- kr / 4219,- kr / 25 312,- kr | 5 kWh / 13,5 kWh / 65 kWh | 187,- kr / 313,- kr / 1875,- kr |
| <b>Modell D</b> | 2058,- kr / 4116,- kr / 24 698,- kr | 5 kWh / 13,5 kWh / 65 kWh | 32,- kr / 63,- kr / 380,- kr    |

Som illustrert i tabellen ovenfor avviker den maksimale kontantstrømmen per kWh installert batterikapasitet nokså mye, og trolig har størrelsesforhold mellom installert kapasitet, variasjon i lastkurve og størrelse på effektuttak en påvirkning. Den tidligere studien beregnet også nettleien inkl. mva, noe denne studien ikke gjør. Resultatene i denne oppgaven samsvarer dermed best med den resultatene fra simuleringen av det minste batteriet med installert kapasitet på 5 kWh.

NVE RME kartla konsekvensene av endret nettleiestruktur for egenprodusert strøm for sluttbrukere. Besparelsen på nettleien for husholdningskunder vil reduseres dersom nettselskap velger å anvende noen av NVE RME sine modeller med 0,8% - 2,9% avhengig av boligens alder, størrelse på solkraftanlegget og hvilken modell som blir anvendt. Endringen i besparelse sammenlignet med modell A (nettleie basert på konsumert energi) basert på resultatene fra denne studien blir presentert nedenfor.

Tabell 5.2: Tabell over prosentvis endring i nettleie relativt til modell A, nettleie basert på konsumert energi, dersom alternative nettleiemodeller skulle blitt anvendt.

|             | Nettleie Modell A (kr) | Nettleie modell B (%) | Nettleie modell C (%) | Nettleie modell D (%) |
|-------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>PV-0</b> | 2 764 130,- kr         | 41 %                  | 14 %                  | 20 %                  |
| <b>PV-1</b> | 225 268,- kr           | -23 %                 | -20 %                 | 14 %                  |
| <b>PV-2</b> | 2850748,- kr           | 42 %                  | 13 %                  | 13 %                  |

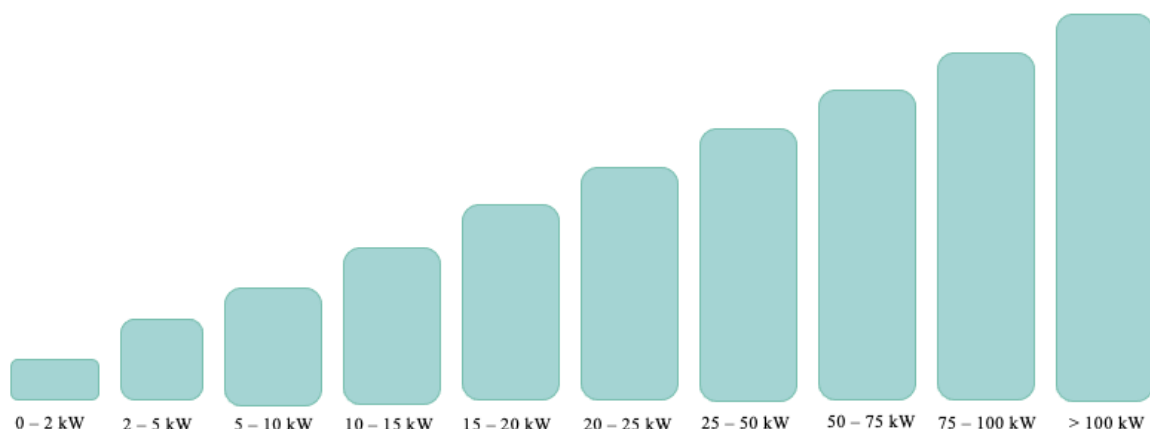
Som belyst i tabellen ovenfor avviker resultatene nokså mye fra beregningene utarbeidet av NVE RME. Årsaken er sannsynligvis knyttet til ulik lastkarakteristikk, da forbruksmønsteret til en vanlig husholdning er nokså ulik de simulerte lastene. Avviket kan også skyldes metodiske forskjeller knyttet til størrelse på anlegg som ble simulert relativt til last.

## 5.5 Kunnskapsoverføring, varslede nettleiestrukturer og forutsigbarhet

Modellene som har blitt anvendt i denne oppgaven ble utarbeidet av NVE RME som en del av forskriftsendringen av *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier* [9]. For å sette kontekst til oppgaven blir de mest utbredte og gjennomgående endringene i nettleiestruktur presentert nedenfor, da det er interessant å vurdere hvor mye de nye modellene avviker fra modellene som har blitt anvendt i oppgaven.

Flere nettselskap har nå varslet om ny nettleie som iverksettes 1. Januar 2022. For mindre sluttbrukere har nettselskap varslet om større endringer i nettleiestrukturen, mens for større sluttbrukere er endringene mindre.

Per dags dato ser det ut til at nettleien for de aller fleste kunder som har et forbruk under 100 000 kWh i året vil bli avregnet etter både effektuttak per måned og mengden energi som blir brukt. Tidligere var nettleien for mindre kunder avregnet etter mengde energi som ble utnyttet. *Agder Energi Nett AS* [57], *ELVIA AS* [58], *LEDE AS* [59] og *Norgesnett AS* [60] har valgt å implementere en nettleiestruktur som inneholder et energiledd og et kapasitetsledd. Modellen er utarbeidet i samarbeid mellom selskapene. Energileddet blir avregnet etter mengden energi som blir brukt, og energien prises noe høyere sammenlignet med modellene som har blitt brukt i denne oppgaven. Kapasitetsleddet representerer kostnaden av effektbelastningen på nettet, hvor prisen knyttet til effektuttak er oppdelt i prisintervaller. Prisene og størrelsene på intervallene som er satt varierer fra nettselskap til nettselskap, men som et eksempel presenteres *Norgesnett AS* sin nettleiemodell for mindre sluttbrukere. Se figur 5.1. Prisene blir illustrert i tabell 5.3 og 5.4.



Figur 5.1: Kapasitetsledd-intervaller for mindre sluttbrukere i nettområde driftet av Norgesnett AS. Figuren er laget med informasjon fra [60]



Tabell 5.3: Kapasitetsleddpriser, kroner per kW, eks. mva.

|                         |                   |                   |                   |                    |                   |
|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| <b>Kapasitetstrinn</b>  | <b>0 - 2 kW</b>   | <b>2 - 5 kW</b>   | <b>5 - 10 kW</b>  | <b>10 - 15 kW</b>  | <b>15 - 20 kW</b> |
| <b>Kostnad eks. mva</b> | 116,- kr          | 144,- kr          | 244,- kr          | 392,- kr           | 536,- kr          |
| <b>Kapasitetstrinn</b>  | <b>20 - 25 kW</b> | <b>25 - 50 kW</b> | <b>50 - 75 kW</b> | <b>75 - 100 kW</b> | <b>100 kW</b>     |
| <b>Kostnad eks. mva</b> | 808,- kr          | 1260,- kr         | 1720,- kr         | 2200,- kr          | 3500,- kr         |

Tabell 5.4: Energipriser for privatkunder og næringskunder. Natt er definert som kl 22 - 06.

|                         |                                                |             |                                             |
|-------------------------|------------------------------------------------|-------------|---------------------------------------------|
|                         | <b>Energiledd privat (inkl. alle avgifter)</b> |             | <b>Energiledd næring eks. alle avgifter</b> |
| <b>Dag jan. - mar.</b>  | 0,3489 kr/kWh                                  | <b>Dag</b>  | 0,18 kr/kWh                                 |
| <b>Natt jan. - mar.</b> | 0,2364 kr/kWh                                  | <b>Natt</b> | 0,09 kr/kWh                                 |
| <b>Dag apr. - des.</b>  | 0,4301 kr/kWh                                  |             |                                             |
| <b>Natt apr. - des.</b> | 0,3176 kr/kWh                                  |             |                                             |

Som vi ser i tabell 5.4 blir energileddet differensiert mellom natt og dag, og sommer og vinter for private husholdninger. Mengden konsumert energi blir dermed multiplisert med gjeldende pris. Kapasitetsleddet avregnes basert på det høyeste effektuttaket (kWh/h) i løpet av måneden, hvor kostnaden sammenfaller med hvilket kapasitetsintervall effektuttaket sammenfaller med.

For kunder med et årlig forbruk over 100 000 kWh endres nettleien i mindre grad. Mange større kunder har som tidligere nevnt hatt en effektbasert nettleie, og endringerne som er varslet er i større grad knyttet til endringer i priser enn endret modell. Av større endringer går BKK nett AS vekk fra en nettleiemodell basert på sikringstørrelse [61], til at nettleien nå vil være dannet av et energiledd, effektledd og et fastledd, hvor effektleddet avregnes etter det maksimale effektuttaket i løpet av en måned. Agder Energi Nett AS implementerer samme modell [62], med noe ulike priser.

### Mulighetsrom for kompetanseoverføring?

Denne studien ble gjort for å undersøke hvilken innvirkning nettleiemodellene utarbeidet av NVE RME kunne hatt på incentivet til investering. Enkelte av modellene som ble brukt i denne oppgaven er effektbaserte, noe alle nettleiemodeller vil være fra og med 1. januar 2022. Det kan dermed vurderes hvilken grad av kompetanseoverføring en vil kunne oppnå ut i fra resultatene i denne oppgaven. Tendensen om at det vil oppstå et større incentiv til en investering i et batterisystem når nettleien blir effektbasert vil sannsynligvis være gjeldende for alle nettleiemodeller som priser effektuttak. Videre vil trolig økt avregningsfrekvens være fordelaktig både for investorer som ønsker å investere i PV-system eller et batterisystem. Kompetanseoverføring knyttet til detaljer i utforming av nettleiemodeller er ikke mulig å oppnå. Mindre forskjeller mellom nettleiemodeller, eksempelvis

forskjellen i insentiv ved avregning etter maksimalt effektuttak per døgn, måned og år betinget like priser og lik øvrig modellutforming, vil kunne gi større utslag. Videre, dersom en skulle utført denne studien med *Norgesnett AS* sin modell ville resultatene blitt annerledes. Kunnskap om detaljer i utforming av nettleien er dermed ikke mulig å oppnå. Denne studien vil likevel gi muligheter for nettselskap til å vurdere sine egne nettleiemodeller, med bedre beslutningsgrunnlag.

### **Endring i nettleie skaper usikkerhet for investor**

Formålet med forskriftsendringen var å insentivere sluttbruker til å redusere belastningen på nettet. Det er verdt å bemerke at enhver investor som vurderer å investere i et batteri ønsker forutsigbarhet. Batterier er ikke likvide midler, noe som også betyr at når du først har investert, så har du investert for en lengere tidshorisont, mest sannsynlig ut levetiden til valgt teknologi. En endring i valgt nettleiemodell vil gi endret kontantstrøm, noe som skaper usikkerhet hos investor, som igjen vil gjøre at investor vil ha behov for økt avkastning per investerte krone for å ha tilstrekkelig risikomargin. I praksis kan dermed en endring i nettleiemodell gi marginalt insentiv til investering, da avkastningskravet kan øke.

## 6 KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID

### 6.1 Konklusjon

Det overordnede målet med denne oppgaven var å undersøke hvordan nettleiemodellene utarbeidet av NVE RME insentiverte til investering i PV- og batterisystemer. Resultatene viser at alle modeller som priser effektuttak vil i gjennomsnitt gi redusert insentiv til investering i et PV-system sammenlignet med en nettleiemodell som baserer seg på konsumert energi. Av modellene som priser effektuttak gir Sikringsdifferensiert nettleie minst insentiv til investering, da en ikke er sikret produksjon fra PV-systemet i timene med høyest effektuttak i løpet av året. Dermed kan sikringstørrelsen heller ikke reduseres. Nettleiemodellen abonnert effekt gir samlet sett størst insentiv til investering i PV-systemer, og favoriserer systemer hvor PV-produksjonen sammeffaller best med effektuttak i topplasttimene. Modellen målt effekt favoriserte mindre, og men ga samlet sett en noe mindre insentiv til investeringer i PV-systemer sammelignet med modellen abonnert effekt.

I alle tilfeller var insentivet til investering lavest dersom et PV-system ble anvendt på den syntetiske genererte lasten. Årsaken var at PV-produksjonen sammenfalt minst effektuttak i topplasttimene. Resultatene må riktignok sees i sammenheng med at utvalgstørrelsen er lite, og basert på metrologisk data fra et normalår. Grunnet varierende værforhold i ulike årsintervall, er man dermed ikke garantert et tilsvarende insentiv som estimert i denne oppgaven.

For batterisystemer ga modellen målt effekt samlet sett størst insentiv til investering. Differansen i insentiv mellom modellene var riktignok liten dersom en vurderer det gjennomsnittlige insentivet, hvor den gjennomsnittlige avkastningen per investerte krone ble beregnet til 0,21,- kr, 0,20,- kr og 0,23,- kr for henholdsvis nettleiemodell sikringsdifferensiert nettleie, abonnert effekt og målt effekt. For alle modellene som priser effektuttak ble batteri til bruk på den syntetiske genererte lasten mest insentivert. Resultatene må likevel sees i sammenheng med valg av styringsalgoritme, som trolig fungerte best for den syntetiske genererte lasten.

Valg av styringsalgoritme for batteriet vil være kritisk dersom en ønsker å investere i et batteri for å redusere nettleien. Når nettleien avregnes etter sikringsdifferensiert nettleie ville ideell batteristyring vært å kun redusere topplasttimene i løpet av året, for så å ikke være i bruk. Når nettleien avregnes etter modellen abonnert effekt er det ikke nødvendigvis å redusere effektuttak i topplasttimene som er ideelt, men å styre batteriet slik at en reduserer effektuttaket over og eventuelt rett under abonnementstørrelsen. Dersom nettleien avregnes etter målt effekt, bør batteriet styres slik at det reduserer maksimalt effektuttak per døgn. I denne studien ble kun en styringsalgoritme anvendt, nemlig styring etter effektmål, og gir en skjevhet i resultatene.

I denne beregningen ga ingen av nettleiemodellene et stort nok insentiv til at investeringer i batterier vil være lønnsomt dersom kontantstrømmen skal dannes ut i fra en besparelse på nettleien. I det store bildet er tendensen at dersom nettleien defineres etter effektuttak vil batterier i gjennomsnitt få et større insentiv en PV-systemer. Hvilken teknologi som får størst insentiv varierer ut ifra kombinasjonen av anvendelsesområde og valgt nettleiemodell. Batterier er begrenset ut i fra kapasitet, og dermed vil et batteri være hensiktsmessig å anvende på laster med kortvarige effekttopper dersom nettleien avregnes etter effektuttak. Dersom solkraftproduksjonen sammenfaller med effektuttak i toppplasttimene, kan PV være hensiktsmessig å utnytte for å danne en besparelse på nettleien.

## 6.2 Videre arbeid

Omfanget av oppgaven er stort, og dermed er det flere aspekter av problemstillingen som kan utdypes mer detaljert. Det har ikke blitt gjort rede for om enkelte nettleiemodeller insentiverer til investeringer i større systemer eller mindre systemer. Med det menes hvordan størrelse på system vil påvirke besparelsen på nettleien. Videre har det ikke blitt undersøkt om en synergieffekt mellom batteri og solsystem ville gitt en bedre avkastning per investerte krone enn for systemene individuelt, og det har heller ikke blitt undersøkt hvordan et insentiv fra nettleien samspiller med andre insentiver. Det hadde også vært interessant å gjøre en kvantitativ sammenligning av insentivet som blir dannet fra disse modellene, og modellene som blir implementert fra 1. Januar 2022.

Metodisk kan videreutvikles. Metoden som ble anvendt er konkret og kvantitativ, men ser ikke på eksterne faktorer som også ville utgjort en forskjell. Det bør dermed undersøkes om et økonomisk insentiv fra besparelsen på nettleien faktisk er en motivasjonsfaktor for å gjøre nye investeringer. Videre hadde det vært et godt komplement å undersøke hvilken symbolsk effekt en endring i nettleie har, og gjøre studien på nytt, med et større og mer representativt utvalg for sluttbrukere i det norske kraftnettet.

Et annet aspekt som kunne vært av interesse å undersøke ytterligere er valg av styringstrategi for batterisystemene ved ulik nettleiestruktur. Nettleiestrukturen gjør at ulik styring ville vært fordelaktig, og å utvikle ideell styringsstrategi ut i fra nettleiemodell hadde vært hensiktsmessig for økt effektivitet. Avslutningsvis hadde det vært interessant å undersøke hvordan de nye modellene ville insentivert til en investering, sammenlignet med modellene som har blitt brukt i denne oppgaven.

## REFERANSER

- [1] I. E. Haukeli, A. Stavseng, J. Hole, E. Skaansar, C. H. Skotland et. al., “Elektrifiseringstiltak i Norge - hva er konsekvensene for kraftsystemet?.” Norges Vassdrags- og Energidirektorat, Oslo, Okt 2020. Tilgjengelig fra: [publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020\\_36.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_36.pdf).
- [2] Oslo Economics, “Kraftforbruk i et utslippsfritt Norge.” Oslo Economics, Oslo, jun 2020. Tilgjengelig fra: [publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020\\_36.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_36.pdf).
- [3] United Nations, “Paris agreement,” in *Report of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (21st Session, 2015: Paris)*, vol. 4, p. 2017, 2015.
- [4] Norges vassdrags- og Energidirektorat, “Solkraft.” NVE, okt 2021. Tilgjengelig på [www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/\(Sistlest29.08.2021\)](http://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/(Sistlest29.08.2021)).
- [5] International Renewable Energy Agency, “Solar energy.” irena.org. Tilgjengelig på <https://www.irena.org/solar> (Sist lest 05.11.2021).
- [6] Statkraft AS, “Statkrafts lavutslippsscenario 2020.” Statkraft AS, Oslo, 2020. Tilgjengelig fra: [www.statkraft.no/lavutslipp/](http://www.statkraft.no/lavutslipp/).
- [7] J. Hole, & H. Horne, “Batterier vil bli en del av kraftsystemet.” Norges Vassdrags- og Energidirektorat, Oslo, 2019. Tilgjengelig fra: [publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_14.pdf](https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf).
- [8] DNV GL, “Batterier i distribusjonsnett.” Norges Vassdrags- og Energidirektorat, Oslo, jun 2020. Tilgjengelig fra: <https://publikasjoner.nve.no/diverse/2020/batterier.i.distribusjonsnett.pdf>.
- [9] “Forskrift om endring av forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier.”, [internett], 2021. Tilgjengelig fra: [www.regjeringen.no/contentassets/39bf598aa3d649e18c49d1124db7d5c1/forskrift-om-okonomisk-og-teknisk-rapportering-endelig.pdf](http://www.regjeringen.no/contentassets/39bf598aa3d649e18c49d1124db7d5c1/forskrift-om-okonomisk-og-teknisk-rapportering-endelig.pdf).
- [10] Thema Consulting group, “Markedsrapport strøm.” NorgesEnergi AS, Kristiansand, 2021. Tilgjengelig fra: [norgesenergi.no/media/3116/markedsrapport-strom-host-2021-thema-itera.pdf](http://norgesenergi.no/media/3116/markedsrapport-strom-host-2021-thema-itera.pdf).
- [11] M. F. Børresen & D. Kessel, “Vedtok nytt hovedsykehus ved Mjøsbrua .” nrk.no. Tilgjengelig fra: [www.nrk.no/innlandet/vedtok-nytt-hovedsykehus-ved-mjosbrua-1.14408809](http://www.nrk.no/innlandet/vedtok-nytt-hovedsykehus-ved-mjosbrua-1.14408809) (Sist lest 03.09.2021).

- [12] Norges Vassdrags- og Energidirektorat, “Endringer i nettleiestrukturen.” Norges Vassdrag- og Energidirektorat, Oslo, feb 2020. Tilgjengelig fra: [https://publikasjoner.nve.no/rme\\_hoeringsdokument/2020/rme\\_hoeringsdokument2020\\_01.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rme_hoeringsdokument/2020/rme_hoeringsdokument2020_01.pdf).
- [13] S. Gjerdåker, “Endra nettleigestruktur som insentiv for sluttbrukar til å jamne ut straumforbruk med batteri,” Master’s thesis, Norges Miljø- og biovitenskapelige Universitet, 2020.
- [14] SINTEF, “Energibruk i næringsbygg.” SINTEF, Trondheim, 2012. Tilgjengelig fra: [https://www.sintef.no/globalassets/project/interact/glimt-1\\_-energibruk-i-naringsbygg.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/project/interact/glimt-1_-energibruk-i-naringsbygg.pdf).
- [15] Thema Consulting Group, COWI, Multiconsult & Entro, “Analyse av energibruk i yrkesbygg.” Norges Vassdrags- og Energidirektorat, Oslo, feb 2016. Tilgjengelig fra: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_24.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_24.pdf).
- [16] ENOVA, “Oslo storbylegevakt.” enova.no, publisert: 2019. Tilgjengelig fra: [www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/oslo-storbylegevakt/](http://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/oslo-storbylegevakt/) (Sist lest 02.11.2021).
- [17] Sykehusbygg, “Miljø.” Sykehusbygg.no, publisert: 2019. Tilgjengelig fra: <https://sykehusbygg.no/kunnskapsdeling/miljo> (Sist lest 02.11.2021).
- [18] T. Rohde, “Energieffektive måter å oppnå funksjonskrav for sykehus.” SINTEF, Trondheim, nov 2012. Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/publikasjoner/publikasjon/1103154/>.
- [19] Bergen SmartCity, “Energieffektivisering.” Bellona, Oslo, des 2013. Tilgjengelig fra: <https://bellona.no/publication/bergen-smartcity-energieffektivisering/attachment/bergen-smartcity-energieffektivisering>.
- [20] A.Rolstadås, “interessent - prosjekt.” snl.no, publisert: apr 2020. Tilgjengelig fra: [snl.no/interessent\\_-\\_prosjekt](http://snl.no/interessent_-_prosjekt) (Sist lest 09.12.2021).
- [21] Statnett SF, “Slik fungerer kraftsystemet.” statnett.no, publisert: okt 2019. Tilgjengelig fra: [www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/](http://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/) (Sist lest 29.10.2021).
- [22] Energifakta Norge, “Strømnettet.” energifaktanorge.no, publisert: apr 2019. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/> (Sist lest 29.10.2021).
- [23] K. B. V. Tveiten, “Solceller i lavspenningsnettet.” Norges Vassdrags- og energidirektorat, Oslo, aug 2019. Tilgjengelig fra: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/202005688/3173262>.

- [24] Norges Vassdrags- og Energidirektorat, “Om kraftsystemet og det norske kraftmarkedet.” NVE, publisert: jun 2021. Tilgjengelig fra: [www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet/](http://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet/) (Sist lest 21.09.2021).
- [25] *System Operation, Management, and New Technology*, ch. 9, pp. 259–297. John Wiley Sons, Ltd, 2006.
- [26] Norges Vassdrags- og Energidirektorat, “Nettleie.” nve.no, publisert: sept 2021. Tilgjengelig fra: [www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/nettleie/](http://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/nettleie/) (Sist lest 15.11.2021).
- [27] Norges Vassdrags- og Energidirektorat, “Nettleie for forbruk.” nve.no, publisert: feb 2019. Tilgjengelig fra: [www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/nettleie-for-forbruk/](http://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/nettleie-for-forbruk/) (Sist lest 15.11.2021).
- [28] Space Weather services, “The Solar constant.” sws.bom.gov.au. Tilgjengelig fra: [www.sws.bom.gov.au/Educational/2/1/12/](http://www.sws.bom.gov.au/Educational/2/1/12/) (Sist lest 30.08.2021).
- [29] C. Honsberg & S. Bowden, “Declination angle.” pveducation.org. Tilgjengelig fra: [www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/declination-angle](http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/declination-angle) (Sist lest 24.11.2021).
- [30] Office of Energy Efficiency & Renewable Technologies, “Solar radiation basics.” energy.gov. Tilgjengelig fra: [www.energy.gov/eere/solar/solar-radiation-basics/](http://www.energy.gov/eere/solar/solar-radiation-basics/) (Sist lest 30.08.2021).
- [31] Solenergiklyngen, “Bruk av Solenergi i Norge.” Norsk Solenergiforening, Oslo, 2015. Tilgjengelig fra: <https://www.solenergi.no/rapporter>.
- [32] M. Chowdhury, K. Rahman, C. Sajedur, N. T. Nuthammachot, T. Narissara, A. Kuaanan, T. Md, S Sieh Kiong & A. N. Kamaruzzaman, “An overview of solar photovoltaic panels’ end-of-life material recycling,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 27, jan 2020.
- [33] J. L. Gray, “Physics of a Solar Cell,” in *Handbook of Photovoltaic Science Engineering*, John Wiley Sons, apr 2003.
- [34] P. Gilman, A. Dobos, N. Diorio, J. Freeman, S. Janzou & N. Ryberg, “Sam photovoltaic model technical reference update,” *NREL: Golden, CO, USA*, 2018.
- [35] K. Mertens, *Photovoltaics: fundamentals, technology, and practice*. John Wiley & Sons, 2018.
- [36] K. Vidyanandan, “An overview of factors affecting the performance of solar pv systems,” *Energy Scan (A house journal of Corporate Planning, NTPC Ltd.)*, vol. 27, s. 2-8, Feb. 2017.

- [37] B. Marion, J. Adelstein, K. Boyle, H. Hayden, B. Hammond, T. Fletcher, et. al., “Performance parameters for grid-connected pv systems.” 2005. s 1601-1606 i Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference.
- [38] National Renewable Energy Laboratory, “Sam performance ratio calculation.” nrel.gov. Tilgjengelig fra: [sam.nrel.gov/forum/forum-general/984-sam-performance-ratio-calculation.html](https://sam.nrel.gov/forum/forum-general/984-sam-performance-ratio-calculation.html) (Sist lest 01.12.2021).
- [39] National Renewable Energy Laboratory, “Solar pv ac-dc translation.” NREL, Washington. Sist lest 23.11.2021 [internett]. Tilgjengelig fra: [atb.nrel.gov/electricity/2021/pv-ac-dc](https://atb.nrel.gov/electricity/2021/pv-ac-dc).
- [40] Electropedia, “Grid energy storage systems.” mpoweruk.com. Tilgjengelig fra: [www.mpoweruk.com/grid\\_storage.htm](https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm) (Sist lest 10.09.2021).
- [41] Electropedia, “Lead acid batteries.” mpoweruk.com. Tilgjengelig fra: [www.mpoweruk.com/leadacid.htm](https://www.mpoweruk.com/leadacid.htm) (Sist lest 10.09.2021).
- [42] L. Henden, T. Ericson, A. Fidje, J. E. Fonnelop, O. Isachsen, E. Skaansar, et. al, “Batterier i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet.” Norges Vassdrags- og Energidirektorat, Oslo, aug 2017. Tilgjengelig fra: [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_66.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_66.pdf).
- [43] PVSYST, “Battery efficiency.” pvsyst.com. Tilgjengelig fra: [https://www.pvsyst.com/help/battery\\_efficiency.htm](https://www.pvsyst.com/help/battery_efficiency.htm) (Sist lest 24.11.2021).
- [44] C. Honsberg & S. Bowden, “Battery charging and discharging parameters.” pveducation.org. Tilgjengelig fra: [www.pveducation.org/pvcdrom/battery-characteristics/battery-charging-and-discharging-parameters](https://www.pveducation.org/pvcdrom/battery-characteristics/battery-charging-and-discharging-parameters) (Sist lest 24.11.2021).
- [45] J. Fernando, “Net present value.” Investopedia, publisert: aug 2021. Tilgjengelig fra: [www.investopedia.com/terms/n/npv.asp](https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp) (Sist lest 17.10.2021).
- [46] B. W. Taylor, “Nonlinear programming solution techniques.” s. D-2 - D-7 i Introduction to management science 11 ed., Pearson Education Limited, Harlow, United Kingdom, 2019.
- [47] L. S. Lasdon, R. L. Fox & M. W. Ratner, “Nonlinear optimization using the generalized reduced gradient method,” *Revue française d’automatique, informatique, recherche opérationnelle. Recherche opérationnelle*, vol. 8, no. V3, s. 73-103, 1974.
- [48] J. Freeman, J. Whitmore, L. Kaffine, N. Blair, & A. P. Dobos, “System advisor model: Flat plate photovoltaic performance modeling validation report,” 2013.



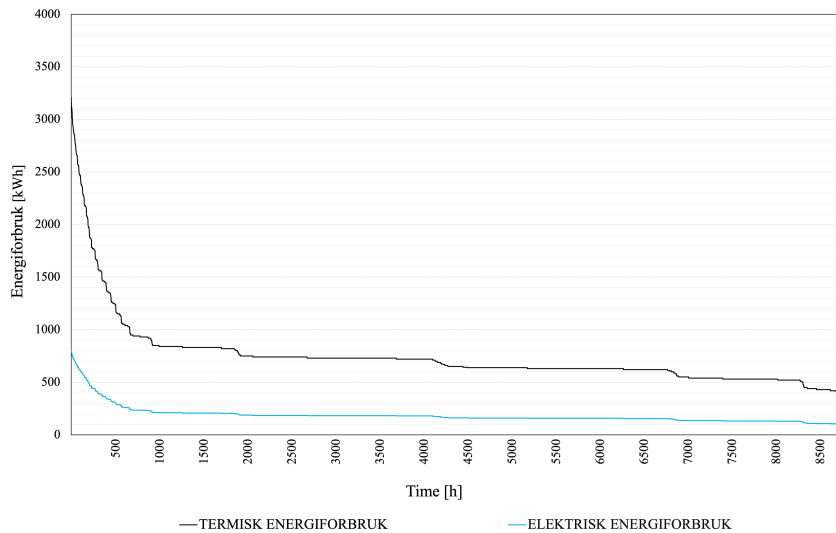
- [49] Silicon Solar, “What are standard test conditions (stc).” siliconsolar.com, publisert: apr 2020. Tilgjengelig fra: [www.siliconsolar.com/what-are-standard-test-conditions-stc/](http://www.siliconsolar.com/what-are-standard-test-conditions-stc/) (Sist lest 12.12.2021).
- [50] Thema consulting group, Multiconsult, “Verdiskaping og ringvirkninger av solkraftutbygging i norge mot 2040.” Solenergiklyngen, Oslo, 2021. Tilgjengelig fra: [www.solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2021/08/TE-21-07-Verdiskaping-og-ringvirkninger-av-solkraftutbygging-i-Norge-mot-2040.pdf](http://www.solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2021/08/TE-21-07-Verdiskaping-og-ringvirkninger-av-solkraftutbygging-i-Norge-mot-2040.pdf).
- [51] Pacific Northwest National Laboratory, “Energy storage technology and cost characterization report.” HydroWIREs, Washington, Sept 2019. Tilgjengelig på [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%20Report.pdf).
- [52] M.E. Hulley, “5 - the urban heat island effect: causes and potential solutions,” in *Metropolitan Sustainability* (F. Zeman, ed.), Woodhead Publishing Series in Energy, s. 79-98, Woodhead Publishing, 2012.
- [53] N. Reich, B. Müller, A. Armbruster, W. van Sark, K. Kiefer, & C. Reise, “Performance ratio revisited: is pr 90% realistic?,” *Progress in Photovoltaics Research and Applications*, vol. 20, sept 2012.
- [54] EnergiNorge, “Hva er egentlig nettleie og hva påvirker den?.” Energi Norge, Oslo, 2019. Tilgjengelig fra: [www.energinorge.no/contentassets/ecb78680d7484879b1385d1f61aa766f/hva-er-egentlig-nettleie-og-hva-pavirker-den.pdf](http://www.energinorge.no/contentassets/ecb78680d7484879b1385d1f61aa766f/hva-er-egentlig-nettleie-og-hva-pavirker-den.pdf).
- [55] Statnett, “Langsiktig markedsanalyse.” Statnett SF, Oslo, okt 2020. Tilgjengelig fra: [www.statnett.no/contentassets/723377473d80488a9c9abb4f5178c265/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50---final.pdf](http://www.statnett.no/contentassets/723377473d80488a9c9abb4f5178c265/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50---final.pdf).
- [56] F. Nunez, C. Fernando, & D. Arcos-Vargas, “An assessment of european electricity arbitrage using storage systems,” 2020.
- [57] Agder Energi Nett AS, “Nettleiepriser 2022 privatkunde.” aenett.no. Tilgjengelig fra: [/www.aenett.no/nettleie/nettleiepriser-2022-privatkunde/](http://www.aenett.no/nettleie/nettleiepriser-2022-privatkunde/) (Sist lest 11.12.2021).
- [58] Elvia AS, “Alt du må vite om ny nettleie for 2022.” elvia.no. Tilgjengelig fra: [www.elvia.no/nettleie/alt-du-ma-vite-om-ny-nettleie-for-2022/](http://www.elvia.no/nettleie/alt-du-ma-vite-om-ny-nettleie-for-2022/) (Sist lest 11.12.2021).
- [59] Lede AS, “Dette er den nye nettleien.” lede.no. Tilgjengelig fra: [lede.no/nettleie/](http://lede.no/nettleie/) (Sist lest 11.12.2021).

- [60] Norgesnett AS, “Ny nettleie fra 1. januar 2022.” norgesnett.no. Tilgjengelig fra: [norgesnett.no/ny-nettleie-2022/](https://norgesnett.no/ny-nettleie-2022/) (Sist lest 11.12.2021).
- [61] BKK Nett AS, “Forenkling for bedriftskundene.” nett.bkk.no. Tilgjengelig fra: [nett.bkk.no/artikkel/54650a66-c5fe-4d36-812e-d62303a9eb82/](https://nett.bkk.no/artikkel/54650a66-c5fe-4d36-812e-d62303a9eb82/) (Sist lest 11.12.2021).
- [62] Agder Energi Nett AS, "Effektmåling" aenett.no. Tilgjengelig fra: [nett.bkk.no/artikkel/54650a66-c5fe-4d36-812e-d62303a9eb82/](https://nett.bkk.no/artikkel/54650a66-c5fe-4d36-812e-d62303a9eb82/) (Sist lest 11.12.2021).
- [63] Helse Sør Øst, “Konkretisering av bygg, lokalisering og bærekraft ved Sykehuset Innlandet HF.” Helse Sør Øst, Hamar, 2020. Tilgjengelig fra: [www.helse-sorost.no/Documents/Store%20utviklingsprosjekter/Sykehuset%20Innlandet/Prosjektrapport%20-%20konkretisering%20av%20bygg,%20lokalisering%20og%20b%20T1%20aerekraft%20ved%20Sykehuset%20Innlandet%20HF.pdf](https://www.helse-sorost.no/Documents/Store%20utviklingsprosjekter/Sykehuset%20Innlandet/Prosjektrapport%20-%20konkretisering%20av%20bygg,%20lokalisering%20og%20b%20T1%20aerekraft%20ved%20Sykehuset%20Innlandet%20HF.pdf).
- [64] CF Møller Architects, “Akershus universitetssykehus (nye ahus).” cfmoller.com. Tilgjengelig fra: <https://www.cfmoller.com/p/-no/Akershus-Universitetssykehus-Nye-Ahus-i269.html> (Sist lest 14.09.2021).

## A VEDLEGG

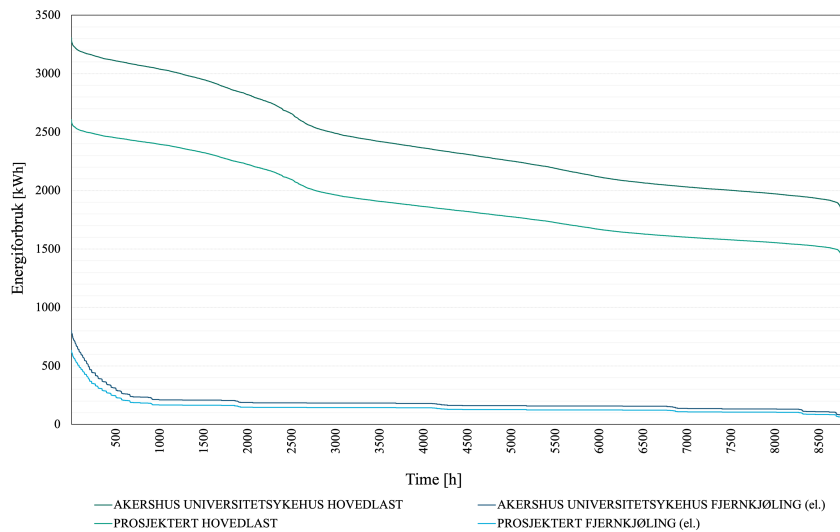
### A.1 Estimering av laster

Fjernkjølingsbehovet til Akershus Universitetsykehus var oppgitt i termisk energi, og måtte gjøres om til elektrisk energi. Dette ble gjort ved bruk av en COP lik 4. Resultatet er belyst i A.1.



Figur A.1: Illustrasjon av termisk energiforbruk og elektrisk energiforbruk for fjernkjølingslasten til Akershus Universitetsykehus HF i en varighetskurve.

Siden Energiforbruket er avhengig av størrelse på sykehus måtte dataene skaleres, da det nye sykehuset vil etter dagens planer være mindre enn Akershus Universitetsykehus HF. I en rapport skrevet av Helse Sør øst om *Konkretisering av bygg, lokalisering og bærekraft ved Sykehuset Innlandet HF* blir det estimert et bruttofunksjonsareal på 108 000 kvm [63]. Arealet på Akershus Universitetsykehus er angitt til å være 137 000 kvm [64]. Skaleringen ble gjort ut ifra forholdet mellom bruttofunksjonsarealet til nye sykehuset i Innlandet og Akershus Universitetsykehus, hvor alle timesverdier av elektrisk energiforbruk ble multiplisert med en skaleringsfaktor på 0,79. Resultatene er presentert i figur A.2.

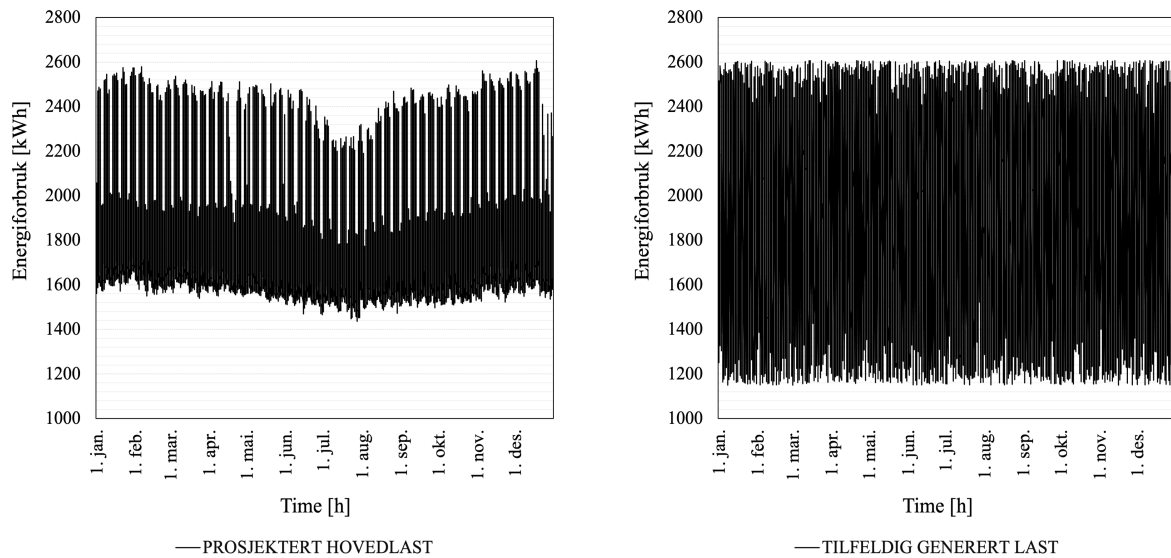


Figur A.2: Illustrasjon av varighetskurve før og etter skalering for hovedlast og fjernkjølingslast.

### A.1.1 Generering av syntetisk last

I tillegg til de to prosjekterte lastene basert på timesverdiene fra Akershus Universitetssykehus HF ble det generert en syntetisk last. Årsaken til dette var for å undersøke om karakteristikken til lastkurven hadde en påvirkning på hvor lønsomt det ville være å implementere sol eller batterisystemer til formål om lokalt forbruk.

Lasten ble generert ved bruk av funksjonen `TILFELDIGMELLOM()` i Excel. Denne funksjonen tillater at man spesifiserer et intervall for generering av tilfeldig variable. Intervallet ble satt med et minimum 20% lavere enn for prosjektert hovedlast, og et maksimum lik toppunktet til prosjektert hovedlast. Dette ble gjort for at det totale energiforbruket i løpet av et år skulle samsvare med energiforbruket til den prosjekterte hovedlasten  $\pm 1\%$ . En sammeligning mellom de to lastene blir illustrert i tabell A.1, og lastene illustrert i figur A.3.

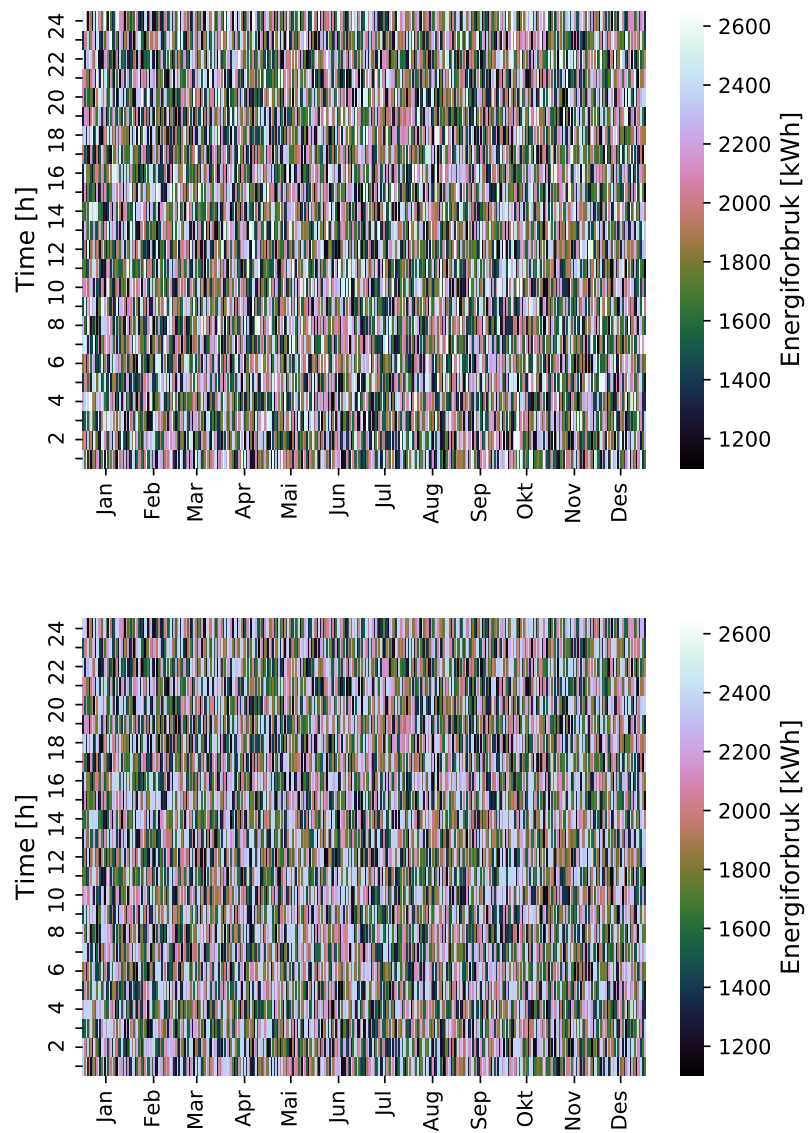


Figur A.3: (a) Prosjekttert hovedlast. (b) Syntetisk generert last.

Tabell A.1: Sammenligning av hovedlast og syntetisk generert last.

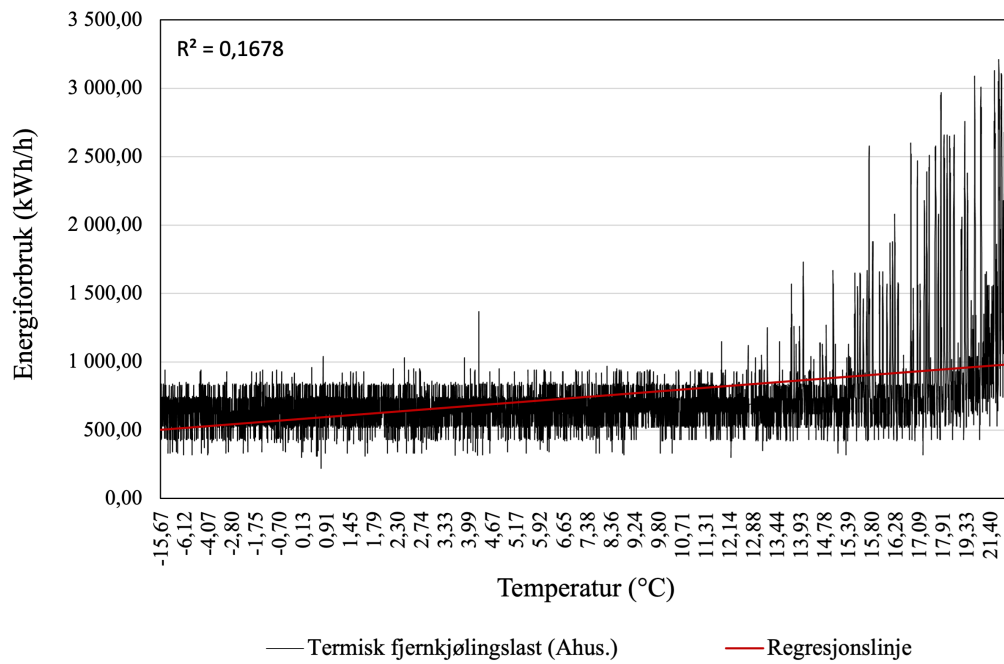
|                                | Bunnpunkt     | Toppunkt   | Standardavvik | Totalt energiforbruk | Differanse i % |
|--------------------------------|---------------|------------|---------------|----------------------|----------------|
| <b>Prosjekttert hovedlast</b>  | 1435,93 kWh/h | 2607 kWh/h | 312,56 kWh/h  | 16691533 kWh         | X              |
| <b>Tilfeldig generert last</b> | 1149 kWh/h    | 2607 kWh/h | 421,06 kWh/h  | 16534987 kWh         | 0,94 %         |

## A.1.2 Varmekart av LAST-2 og BAT-2

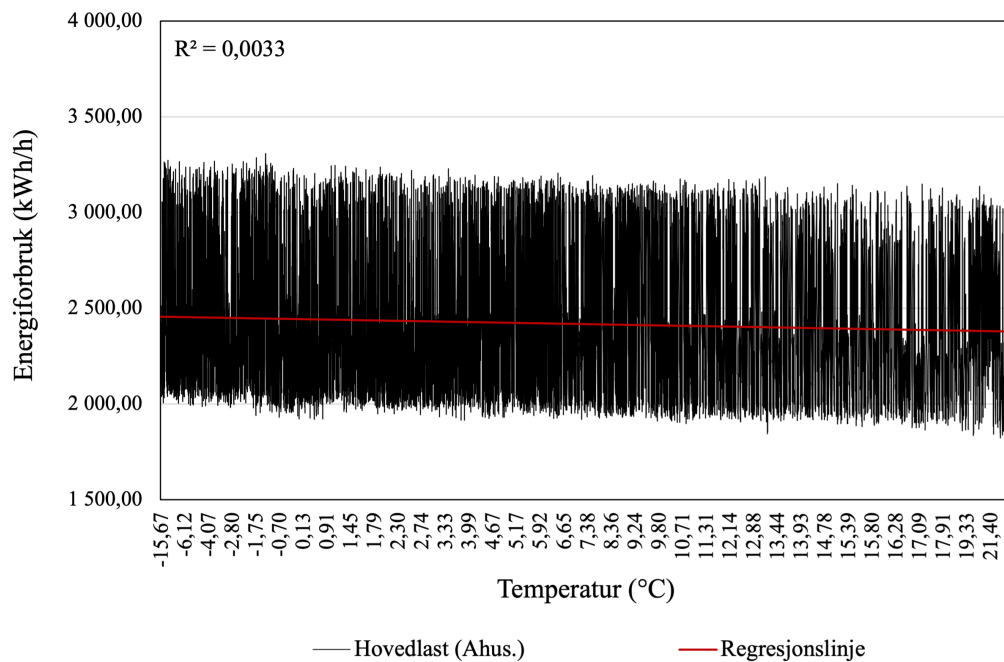


Figur A.4: Varmekart av last-2 før (a) og etter (b) simulering.

## A.1.3 Illustrasjon av temperaturavhengighet for last-0 og last-1

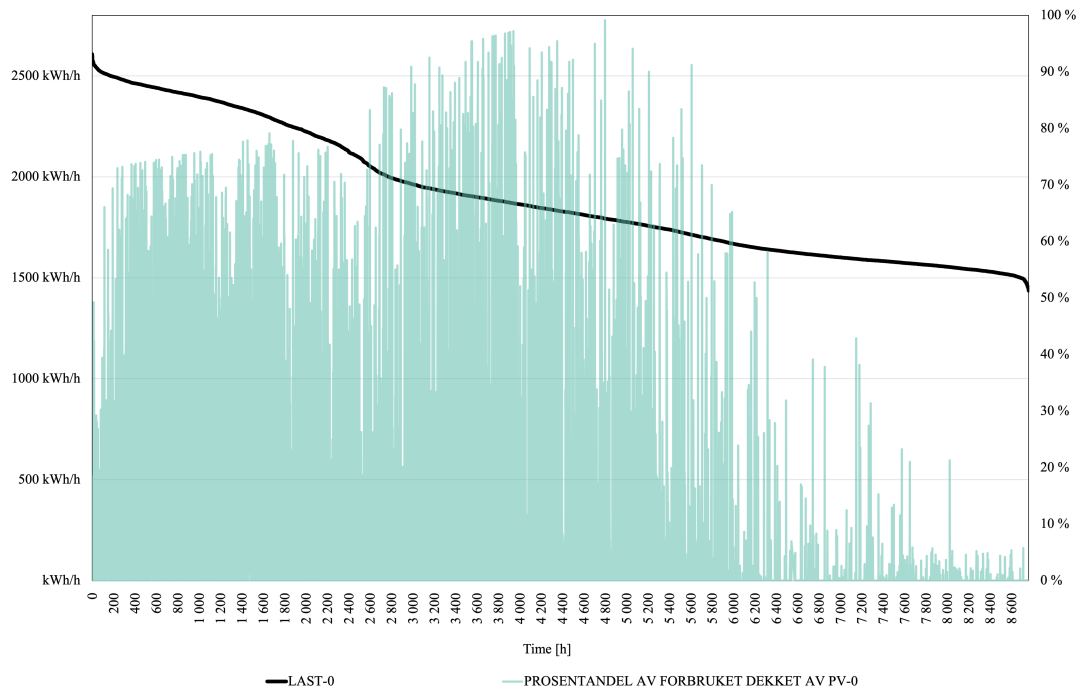


Figur A.5: Illustrasjon av temperaturavhengighet for fjernkjølingslast.

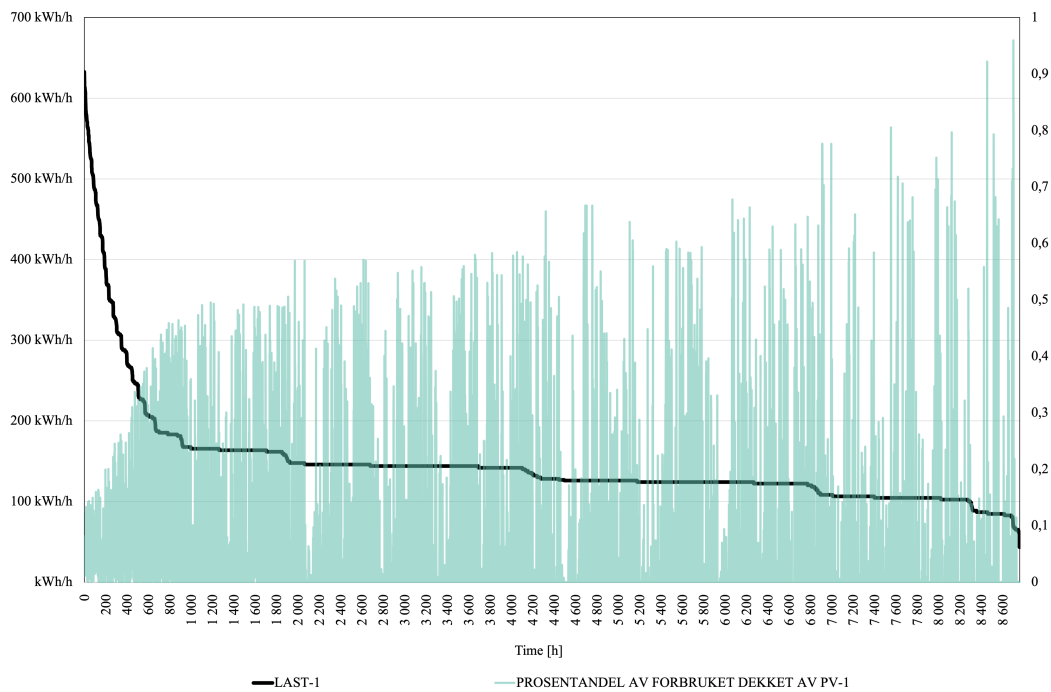


Figur A.6: Illustrasjon av temperaturavhengighet for hovedlast.

A.1.4 Illustrasjoner av andel av forbruket dekket av PV

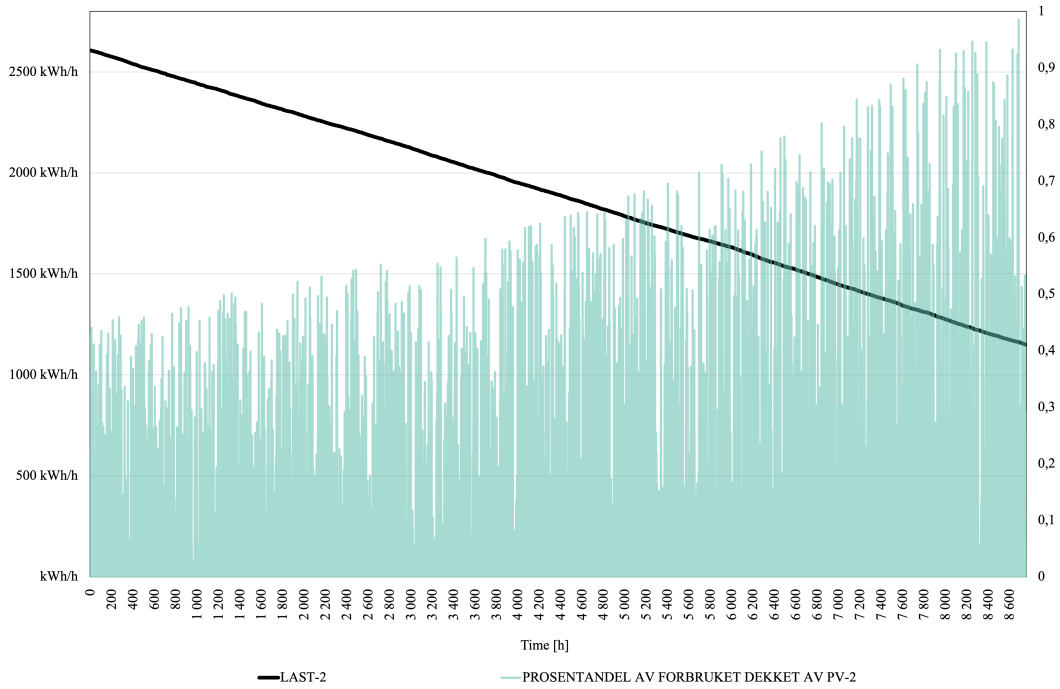


Figur A.7: Illustrasjon av prosentandel av forbruket dekket av PV-0 sammen med varighetskurve.



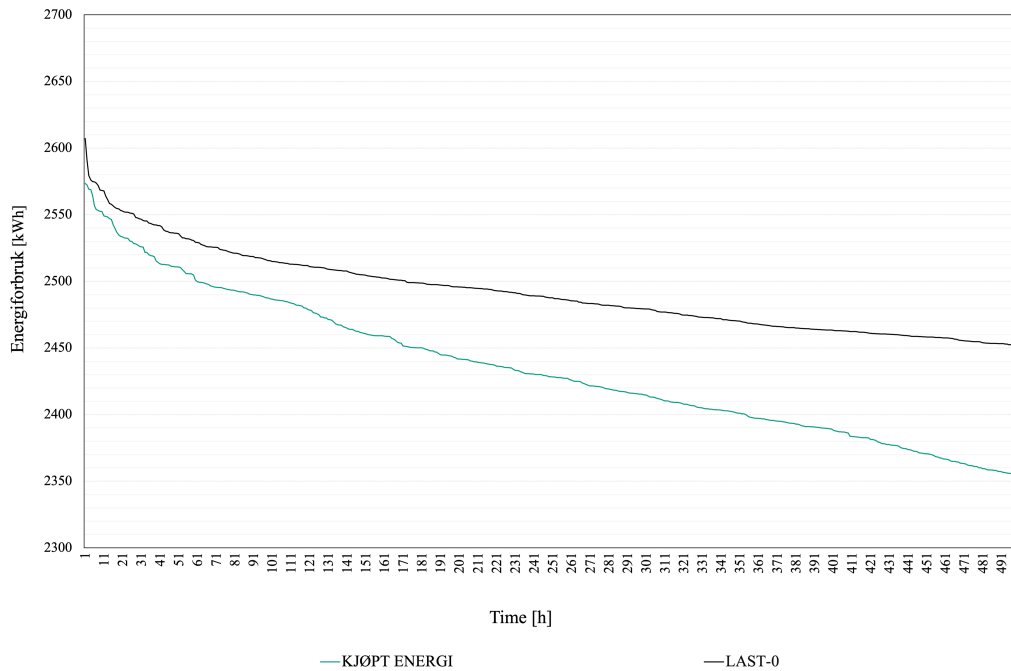
Figur A.8: Illustrasjon av prosentandel av forbruket dekket av PV-1 sammen med varighetskurve.



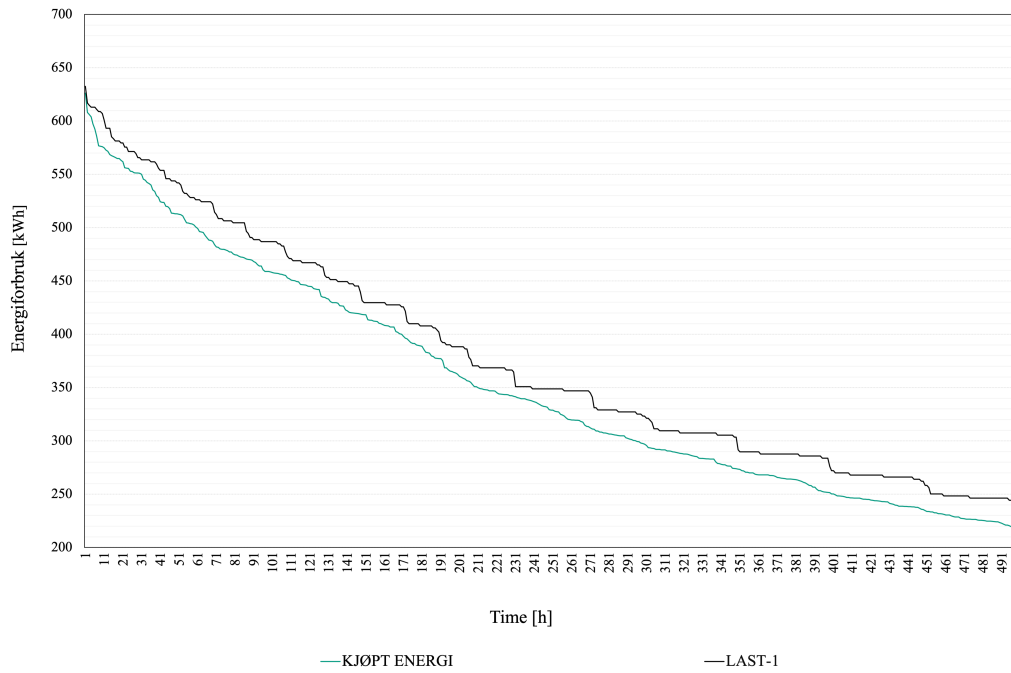


Figur A.9: Illustrasjon av prosentandel av forbruket dekket av PV-2 sammen med varighetskurve.

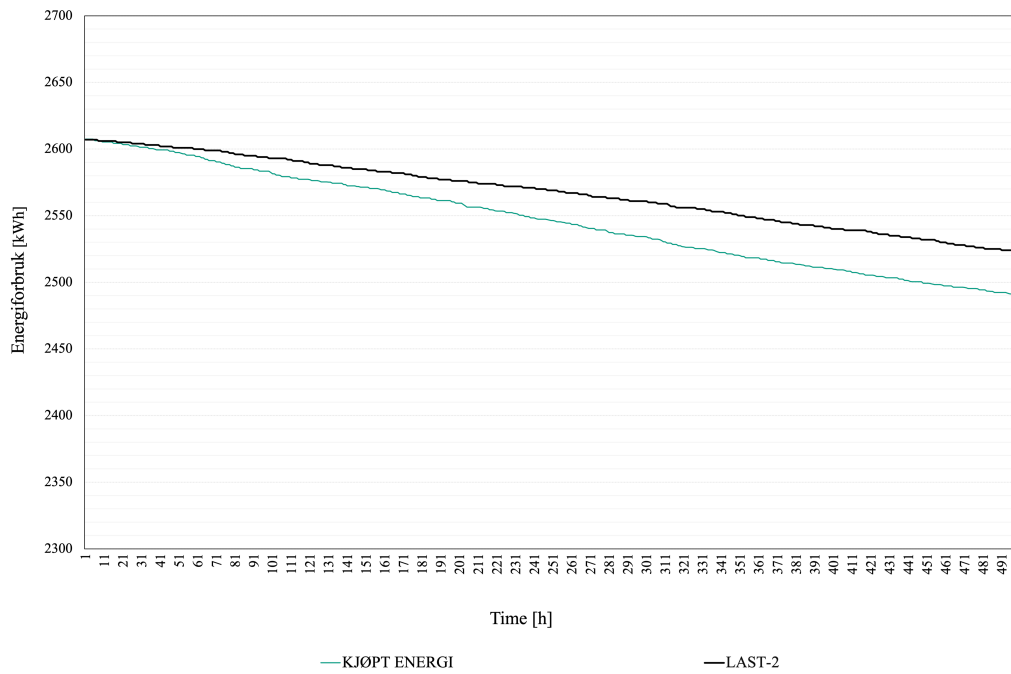
### A.2 Illustrasjoner av effektuttak i topplasttimer



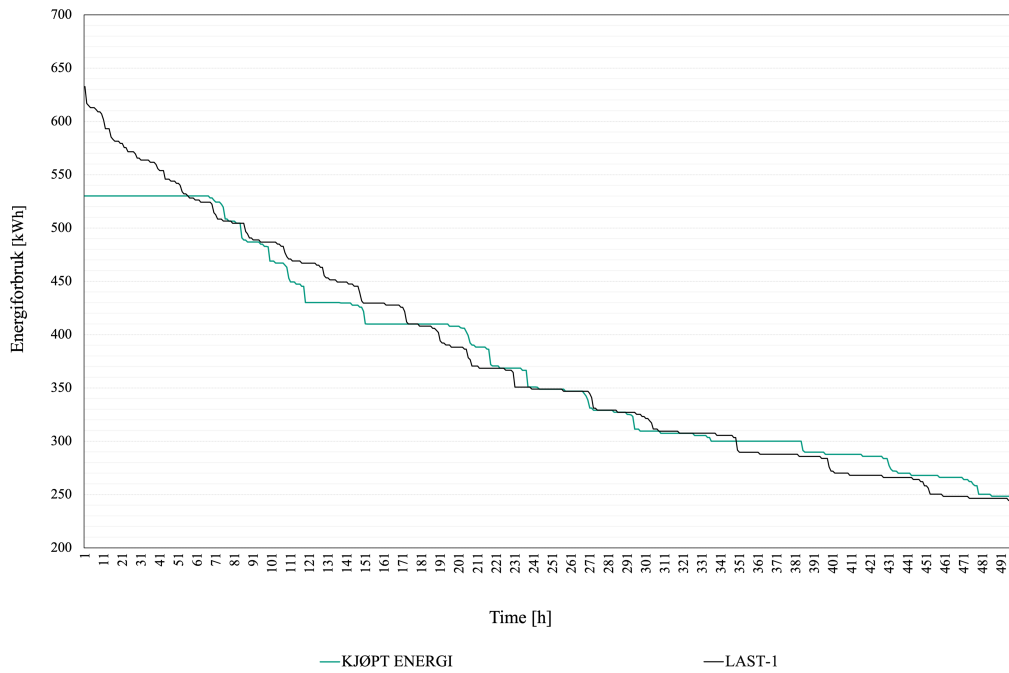
Figur A.10: Påvirkning på varighetskurve i topplasttimene etter simulering av PV-0.



Figur A.11: Påvirkning på varighetskurve i topplasttimene etter simulering av PV-1.

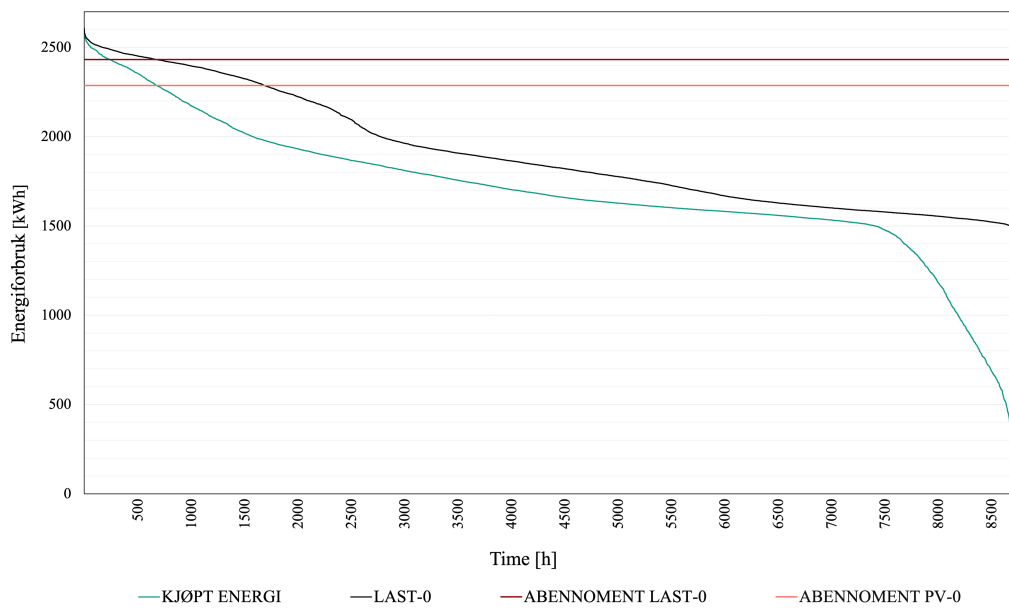


Figur A.12: Påvirkning på varighetskurve i topplasttimene etter simulering av PV-2.

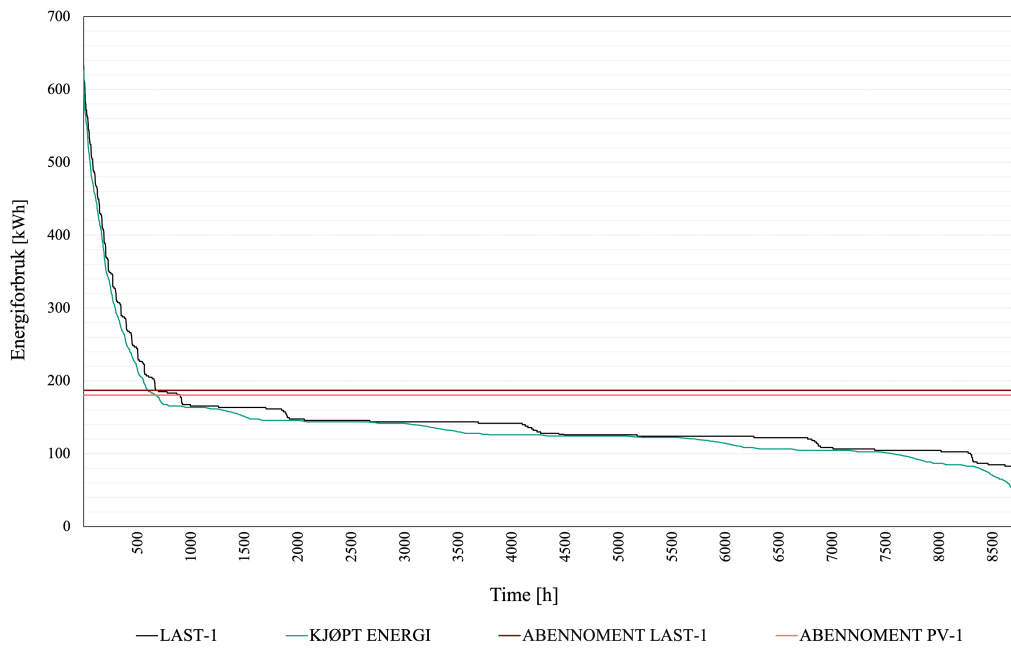


Figur A.13: Påvirkning på varighetskurve i topplasttimene etter simulering av BAT-0.

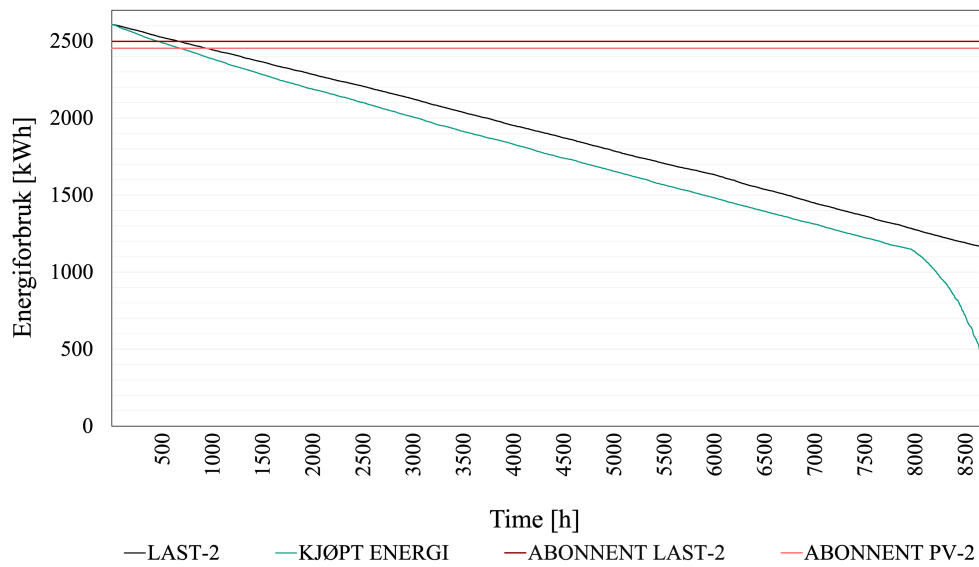
### A.3 Abonnementstørrelser illustrert i varighetskurver.



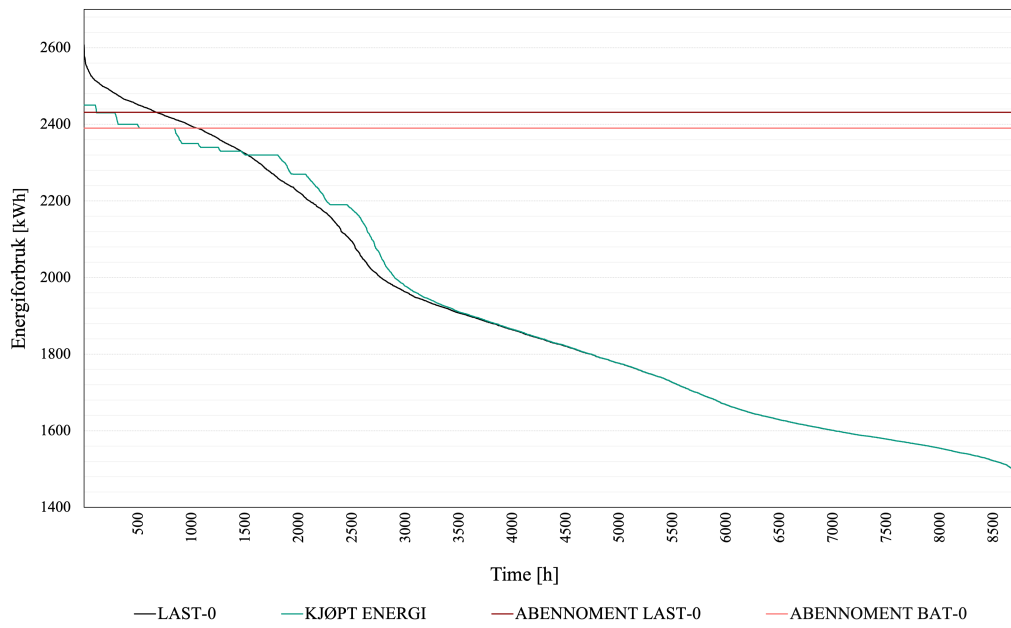
Figur A.14: Abonnementstørrelse før og etter simulering av PV-0.



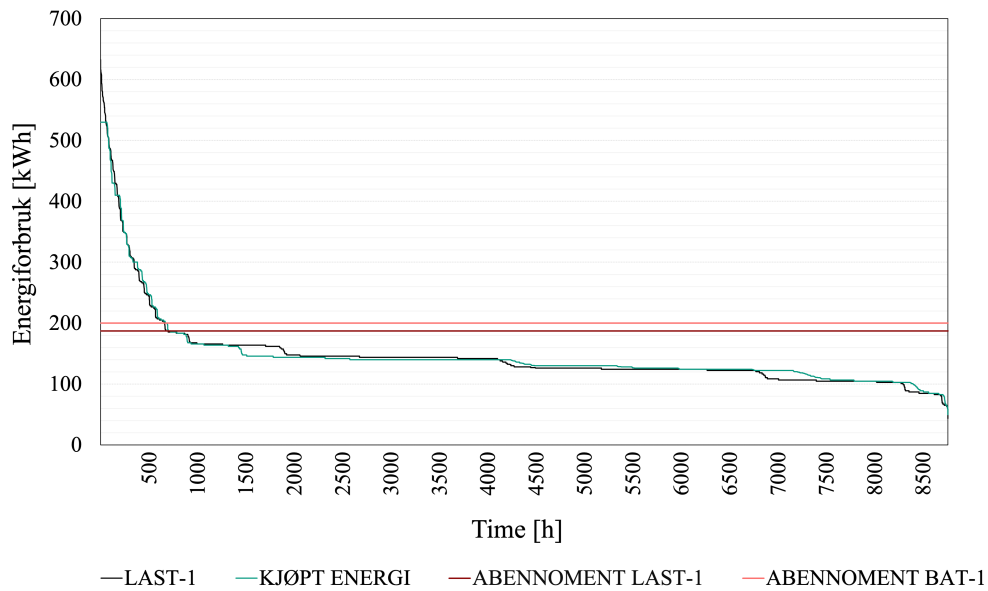
Figur A.15: Abonnementsstørrelse før og etter simulering av PV-1.



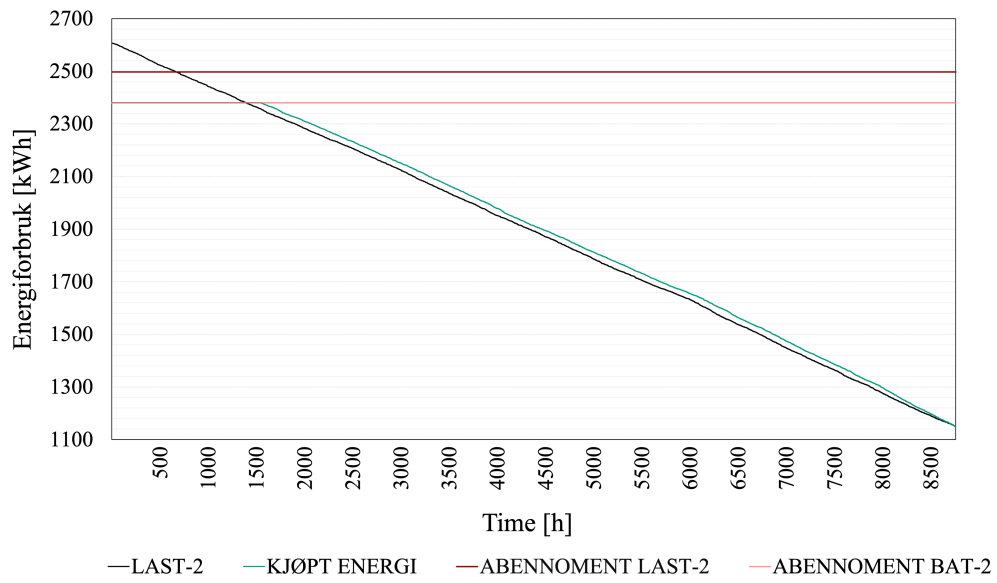
Figur A.16: Abonnementsstørrelse før og etter simulering av PV-2.



Figur A.17: Abonnementstørrelse før og etter simulering av BAT-0.

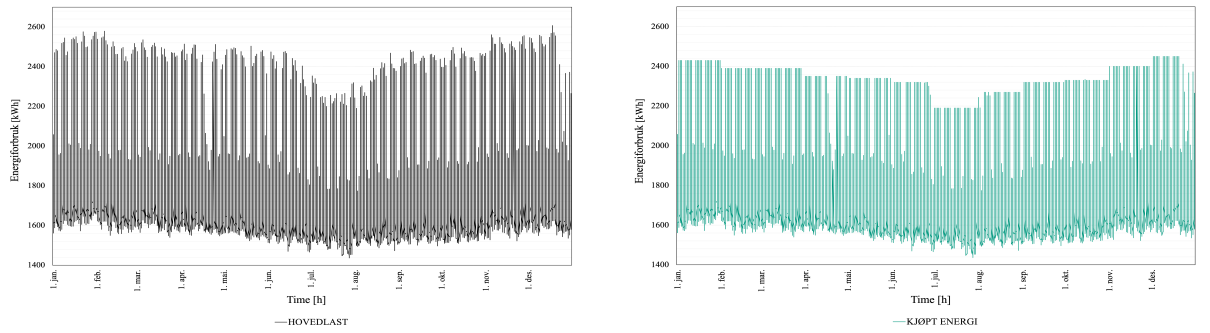


Figur A.18: Abonnementstørrelse før og etter simulering av BAT-1.

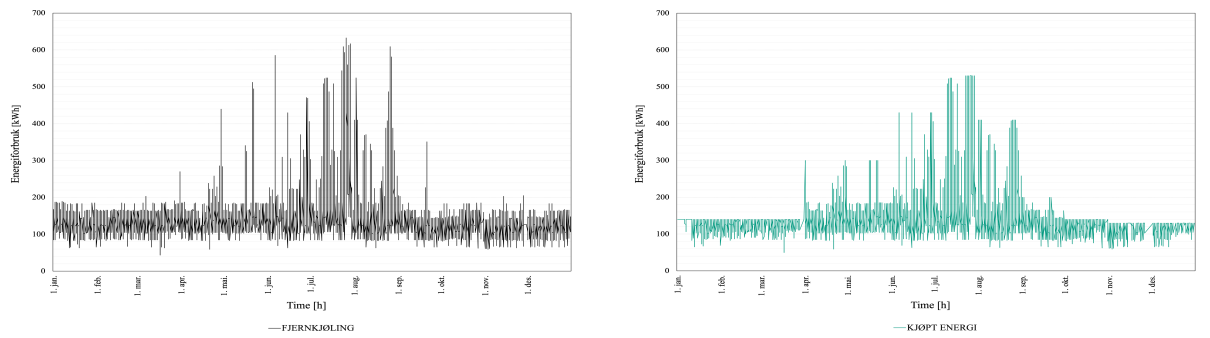


Figur A.19: Abonnementstørrelse før og etter simulering av BAT-2.

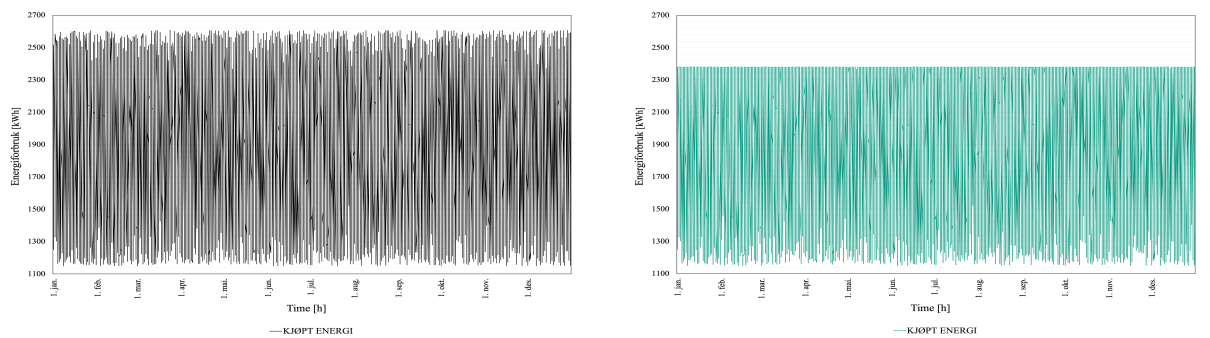
### A.4 Illustrasjoner av kjøpt energi før og etter BAT-simulering



Figur A.20: Illustrasjon av last-0 og BAT-0.



Figur A.21: Illustrasjon av last-1 og BAT-1.



Figur A.22: Illustrasjon av last-2 og BAT-2.

## A.5 Besparelse knyttet til effektuttak og energiforbruk

Tabell A.2: Besparelse på nettleien i kroner og prosent for modell B, sikringsdifferensiert nettleie. Besparelsen for det maksimale effektuttaket per år er representert av fastleddet.

|                   | <b>PV-0 (kr/%)</b>   | <b>PV-1 (kr/%)</b> | <b>PV-2 (kr/%)</b>  |
|-------------------|----------------------|--------------------|---------------------|
| <b>Fastledd</b>   | 11 564,- kr / 1,3 %  | 2 191,- kr / 1,0 % | -127,- kr / -0,0 %  |
| <b>Energiledd</b> | 91 682,- kr / 11,0 % | 4 143,- kr / 6,5 % | 60 375,- kr / 7,3 % |

|                   | <b>BAT-0 (kr/%)</b> | <b>BAT-1 (kr/%)</b>  | <b>BAT-2 (kr/%)</b> |
|-------------------|---------------------|----------------------|---------------------|
| <b>Fastledd</b>   | 53 911,- kr / 6,0 % | 35 201,- kr / 16,2 % | 77 861,- kr / 8,7 % |
| <b>Energiledd</b> | - 505,- kr / -0,1%  | - 150,- kr / -0,2%   | - 791,- kr / -0,1%  |

Tabell A.3: Besparelse på nettleien i kroner og prosent for modell C, abonnert effekt. Besparelsen knyttet til abonnementstørrelsen inkluderes i fastleddet, mens besparelsen for effektuttak over abonnementstørrelsen er representert ved effektleddet.

|                             | <b>PV-0 (kr / %)</b>   | <b>PV-1 (kr / %)</b> | <b>PV-2 (kr / %)</b>   |
|-----------------------------|------------------------|----------------------|------------------------|
| <b>Fastledd</b>             | 97 617,- kr / 5,9%     | 4 496,- kr / 3,5%    | 29 449,- kr / 1,7%     |
| <b>Energiledd</b>           | 91 681,- kr / 11,0%    | 4 143,- / 6,5%       | 60 375,- kr / 7,3%     |
| <b>Påslag på energiledd</b> | -48 256,- kr / -150,3% | 10 445,- kr / 10,5%  | - 12 345,- kr / -33,0% |

|                             | <b>BAT-0 (kr / %)</b> | <b>BAT-1 (kr / %)</b> | <b>BAT-2 (kr / %)</b> |
|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Fastledd</b>             | 27 940,- kr / 1,7%    | - 8 605,- kr / - 6,7% | 78 974,- kr / 4,7%    |
| <b>Energiledd</b>           | -505,- kr / -0,1%     | -150,- kr / -0,2%     | -792,- kr / - 0,1%    |
| <b>Påslag på energiledd</b> | 15 654,- kr / 48,7%   | 9 341,- kr / 9,4%     | 37 414,- kr / 100,0%  |

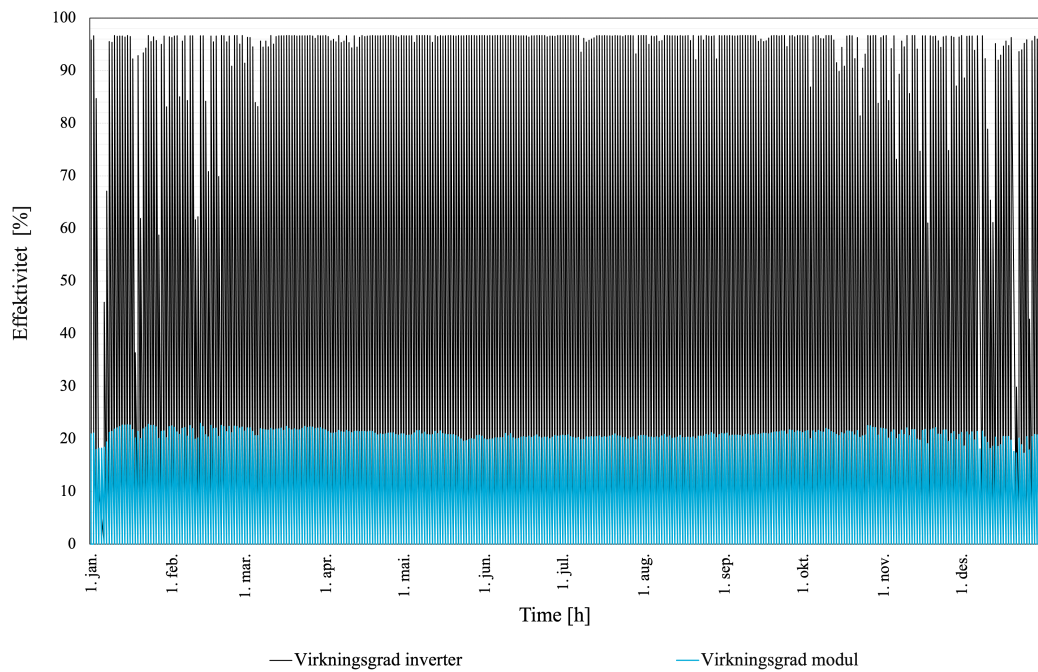


Tabell A.4: Besparelse på nettleien i kroner og prosent for modell D, målt effekt. Besparelsen for det maksimale effektuttaket per døgn er representert av effektleddet.

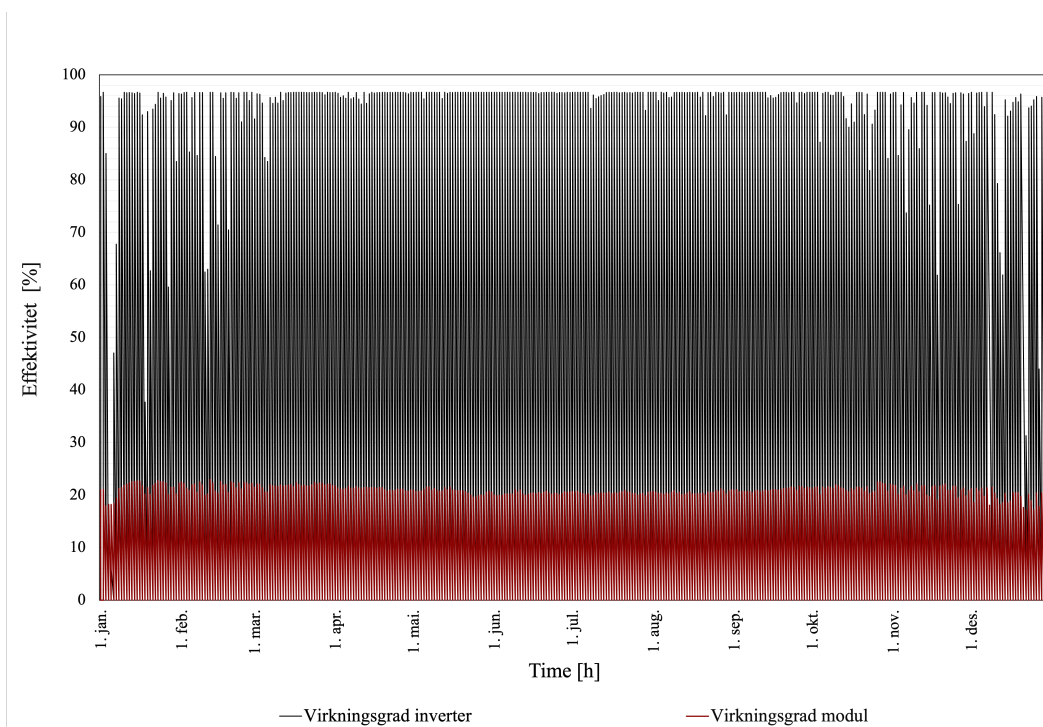
|                   | <b>PV-0 (kr/%)</b>   | <b>PV-1 (kr/%)</b> | <b>PV-2 (kr/%)</b>  |
|-------------------|----------------------|--------------------|---------------------|
| <b>Fastledd</b>   | 0,- kr / 0 %         | 0,- kr / 0 %       | 0,- kr / 0 %        |
| <b>Energiledd</b> | 91 682,- kr / 11,0 % | 4 143,- kr / 6,5 % | 60 375,- kr / 7,3 % |
| <b>Effektledd</b> | 97 685,- kr / 6,2 %  | 6 394,- kr / 4,6 % | 18 870,- kr / 1,1 % |

|                   | <b>BAT-0 (kr/%)</b> | <b>BAT-1 (kr/%)</b> | <b>BAT-2 (kr/%)</b> |
|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| <b>Fastledd</b>   | 0,- kr / 0 %        | 0,- kr / 0 %        | 0,- kr / 0 %        |
| <b>Energiledd</b> | - 505,- kr / -0,1%  | - 150,- kr / -0,2%  | - 791,- kr / -0,1%  |
| <b>Effektledd</b> | 45 722,- kr / 2,9 % | 15 111,- kr / 11,0% | 120 004,- kr / 6,9% |

## A.5.1 Verifisering av systemytelse

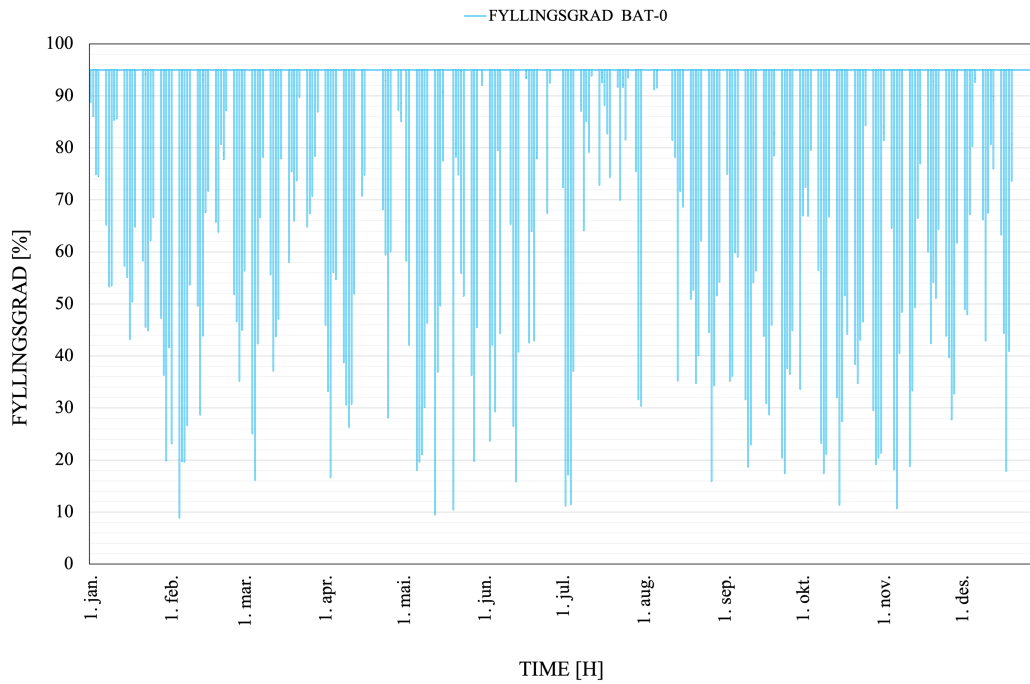


Figur A.23: Illustrasjon av virkningsgrad til omformer og modul for PV-0.

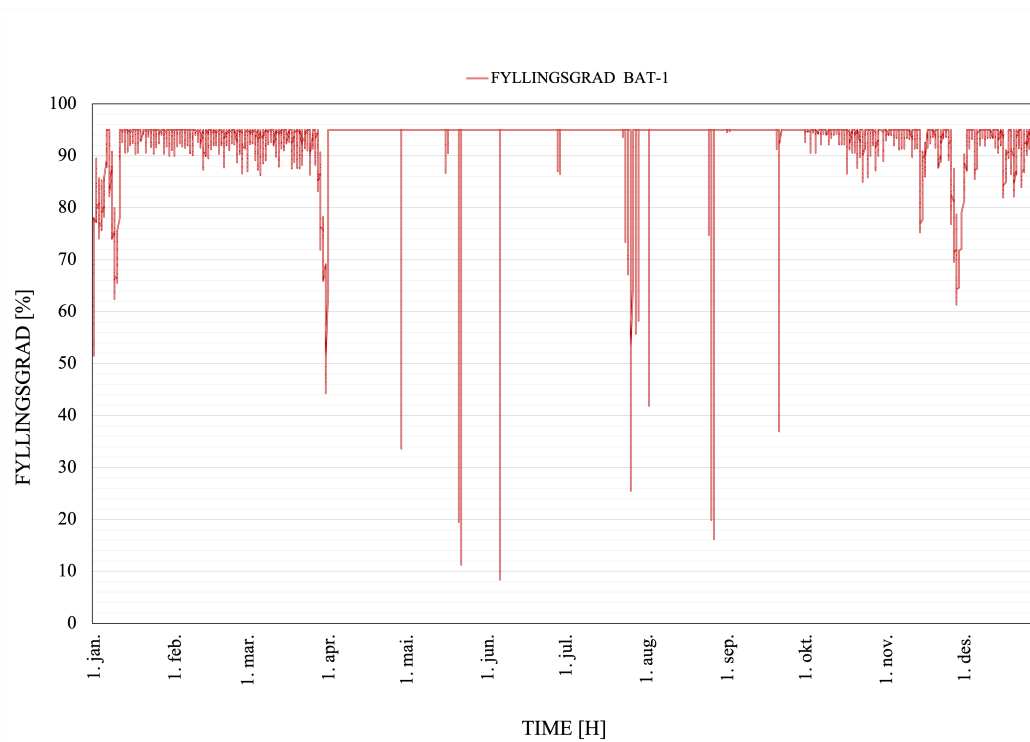


Figur A.24: Illustrasjon av virkningsgrad til omformer og modul for PV-1.

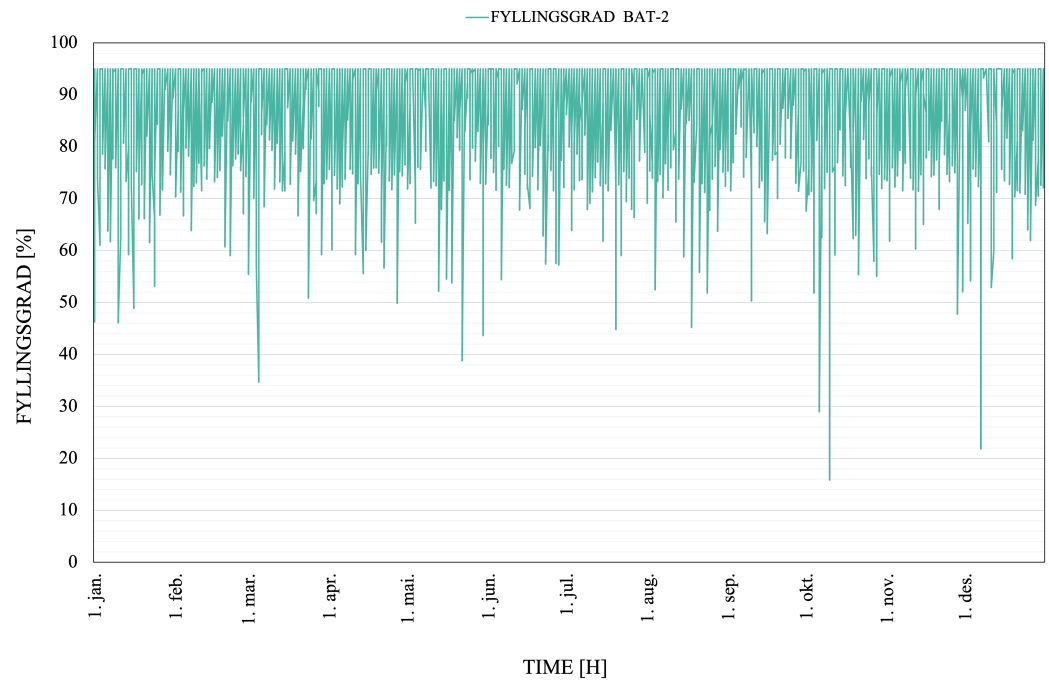
## A.6 Illustrasjoner av batterienes fyllingsgrad



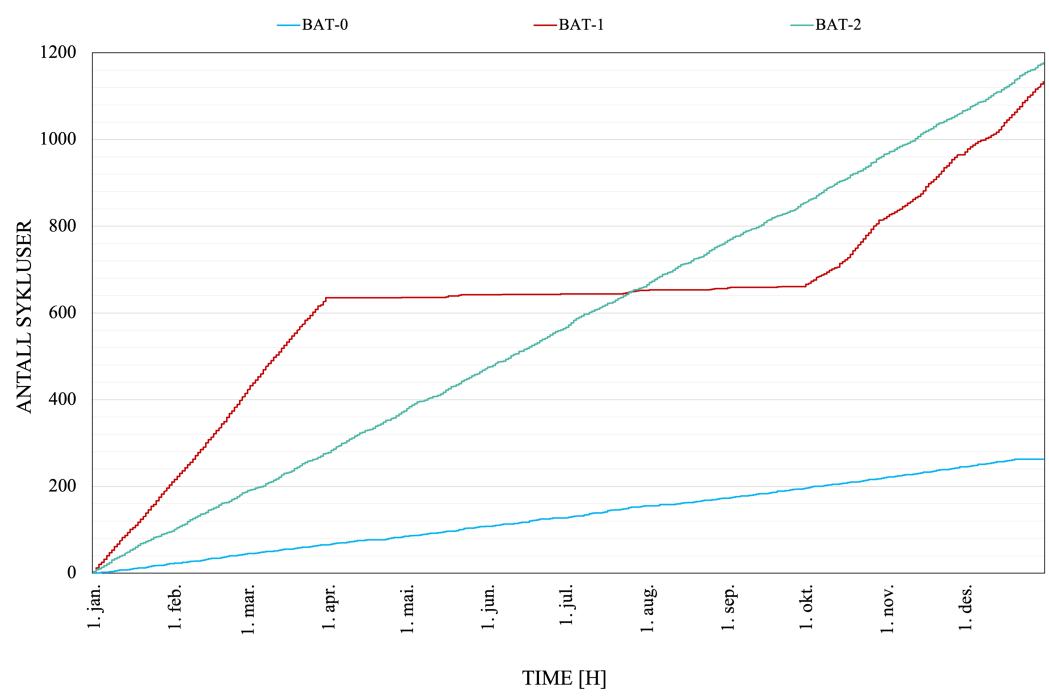
Figur A.25: Illustrasjon av fyllingsgrad i løpet av simuleringsperioden for BAT-0.



Figur A.26: Illustrasjon av fyllingsgrad i løpet av simuleringsperioden for BAT-1.



Figur A.27: Illustrasjon av fyllingsgrad i løpet av simuleringsperioden for BAT-2.



Figur A.28: Sammenligning av antall sykluser for BAT-0, BAT-1 og BAT-2.



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

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway