



Noregs miljø- og
biovitenskaplege
universitet

Masteroppgåve 2020 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Endra nettleigestructur som insentiv for sluttbrukar til å jamne ut straumforbruk med batteri

The end user's incentives to reduce peak power demand from power tariffs using a battery energy storage system

Svein Gjerdåker
Miljøfysikk og fornybar energi

Føreord

Med denne oppgåva avsluttar eg studietida mi ved NMBU, og ein mastergrad innan Miljøfysikk og fornybar energi. Eg ser tilbake på tida mi i Ås med mange gode minner, og ser fram til å nytte den tillærte verktøykassa mi til å løyse nye utfordringar.

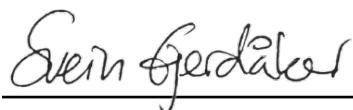
Eg vil takke rettleiaren min Heidi Samuelsen Nygård. Du lot meg fordjupe meg i det eg var interessert i, og kom med gode tilbakemeldingar når eg trong det. Ved å ta deg tid til å lytte og å oppmuntre i stunder med tvil, gav du ei kjensle av å bli tatt på alvor.

Kjære Ester Alida, du er der alltid for meg. For alt tolmod og all støtte, takk! Til familien min, og især foreldra mine: Takk for at de har vekt interesser hjå meg og gitt meg alle moglegheiter for å lukkast med desse. Takk òg for korrekturlesing og gode innspel til denne oppgåva. Til gjengen på mastersalen, og alle eg vart kjend med i løpet av studietida: Me skulle vel alle ynskje at tida i lag varte litt lenger.

Eg vil òg takke alle som bidrog med datagrunnlaget til denne oppgåva; utan dykk hadde det vorte ei kjedeleg oppgåve. Takk for lånet av OSS-brikka, og god hjelp, Julia og OSS Norge. Takk til Lars og Gry for ypparleg masterplass.

*Det verda vår treng er ei dugnadsøkt.
Høvet må nyttast med klokskap og kløkt!
Eit skifte som monnar, der kvar gjer sin del.
Kva utfallet vert, er det me som vel.*

Voss, 22. Mai 2020



Svein Gjerdåker

Samandrag

Overgangen frå fossil til fornybar energi set nye krav til morgondagens kraftnett. Storskala elektrifisering inneber nye måtar å produsere, distribuere og forbruke elektrisitet. Nye løysingar trengst for at det grøne skiftet skal gå knirkefritt. For å sikre samfunnsnyttig bruk av kraftnettet, og å hindre lokale flaskehalsar, trengs fleksibilitet frå fleire partar. Kraftnettet må vere robust nok til å takle morgondagens energibruk, og sluttbrukarar må insentiverast til å løyse ut fleksibilitet for effektiv utnytting av kraftnettet. Eit forslag frå Reguleringsmyndigheita for energi (RME) om endring i nettleigestruktur på høyring våren 2020, skal gi sluttbrukarar insentiv til å jamne ut straumforbruket sitt.

Endra nettleigestruktur vil påvirke alle sluttbrukarar av elektrisitet i Noreg. Ei grundig kartlegging av konsekvensar av denne endringa er nødvendig. Denne oppgåva tar for seg endra nettleigestruktur som insentiv for sluttbrukar til å jamne ut straumforbruket sitt med batteri. Elleve enkeltsluttbrukarar, derav seks hushald og fem gardsbruk, vart nytta som case-studie. Fem av hushalda er einebustader. Tre av dei fem gardsbruka er mjølkebruk, derav eitt med mjølkerobot. Dei to resterande gardsbruka er eit sauefjøs og eit grise fjøs.

Nettleiga før og etter endringa er estimert med grunnlag i nettleigemodellane, og -prisane, frå RME sitt høyringsdokument: Abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige. I dei fleste tilfella vart nettleiga endra med mindre enn 10 %. Gardsbruka med kraftige effekttoppar, slik som dei tradisjonelle mjølkebruka, kjem dårleg ut av endringa med opp mot 30 % høgare nettleige etter omlegginga.

For å estimere insentivet til å jamne ut straumforbruket med batteri, vart ulike reelle batterisystem simulert. Tre batterisystem med batterikapasitet på 5 kWh, 13,5 kWh og 65 kWh, og ein omformareffekt på høvesvis 2,5 kW, 5 kW og 30 kW, vart nytta. Ein enkel strategi for kutting av effekttoppar vart implementert i Python. Insentivet til å jamne ut straumforbruket vart berekna som spart nettleige inkl. mva. På bakgrunn av dei estimerte prisane i RME sitt høyringsdokument vart maksimalt spart nettleige estimert for kvar batteristorleik. Modellane abonnert effekt og målt effekt gir størst potensial for å spare nettleigekostnader.

Ved innføring av effekttariffar sparar det minste, mellomste og største batteriet hushalda i snitt for høvesvis 11,0 %, 16,5 % og 19,5 % av den originale energibaserte nettleiga. Dei to tradisjonelle mjølkebruka har størst insentiv til å kutte effekttoppar ved innføring av effekttariffar. Desse to gardsbruka kunne spare opp mot 40 % av den originale energibaserte nettleiga med det største batteriet.

Sparingspotensialet vert overestimert ved batterisimulering på grunnlag av dataseriar med timesoppløysing. Timesoppløyst data gjer det òg vanskeleg å berekne nødvendig sikringsstorleik til modellen sikringsdifferensiert nettleige. Eit høyringssvar til forslaget om endra nettleigestruktur, som poengterer mellom anna dette, vart utarbeidd.

Abstract

The transition from fossil-based to renewable energy sources sets new requirements to the power grid. Electrification on a large scale entails new ways of producing, distributing and consuming electric power. New solutions are needed for the transition to go smoothly. Flexibility is needed from several parties to ensure maximum utilization of the power grid capacity and to prevent local bottlenecks. The Norwegian Energy Regulatory Authority (RME) has a document out for public consultation on possible changes to the regulation for setting grid rental tariffs in the electricity distribution system. This is suggested to give the end users an incentive to reduce their peak power demand.

A change in the grid rental tariffs will affect all end users of electricity in Norway. It will be necessary to closely examine the consequences of this change of regulation. This thesis looks closer at the end user's incentives to reduce peak power demand from power tariffs using a battery energy storage system. The case study consists of six households and five farms. Five households are houses, and one is an apartment. Three of the farms are dairy farms, one of which has an automated milking system. The two remaining farms are a sheep farm and a piggery.

The grid rent before and after the change in grid rental structure is estimated on the basis of the models and tariffs from RME's public consultation document. The three models are: Subscribed power, measured power and fuse differentiated grid rent. In most cases, the grid rent would change by less than 10 %. Farms with great power peaks, such as the traditional dairy farms, will have an up to 30 % higher grid rental cost after the change.

To estimate the incentive to smoothen power consumption, various real battery systems were simulated. Three battery systems with a battery capacity of 5 kWh, 13.5 kWh and 65 kWh, and an maximum inverter power of 2.5 kW, 5 kW and 30 kW, respectively, were simulated. A simple strategy for peak shaving was implemented in Python. The incentive was calculated as the savings on the grid rental cost, including VAT. The maximum incentive was calculated for each battery size on the basis of the estimated grid rental tariffs from RME's public consultation document. The models subscribed power and measured power offer the greatest potential for saving grid rental costs.

The smallest, medium-sized and largest battery save households in the case study on average 11.0 %, 16.5 % and 19.5 % of the original grid rental cost respectively, with the suggested power tariffs. The two traditional dairy farms have the greatest incentive for peak shaving after the change in grid rental structure. These two farms could save up to 40 % of the original grid rental cost with the largest battery system.

The incentive for peak shaving is overestimated when analyzing data series with a temporal resolution of one hour. Higher temporal resolution is also needed for good estimates of the required fuse size. A response to the public consultation, pointing this out, has been written.

Innhald

1 Innleiing	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Motivasjon	3
1.3 Problemstilling	3
2 Teori	5
2.1 Elektriske kraftsystem	5
2.1.1 Nettstruktur i Noreg	5
2.1.2 Utfordringar i framtidens kraftsystem	6
2.1.3 Total straumkostnad	7
2.1.4 Forslag til endra nettleigestruktur	8
2.1.5 Avanserte Måle- og Styringssystem	12
2.1.6 Elhub	13
2.2 Energilagringssystem	14
2.2.1 Batterisystem	15
2.2.2 Energilagingsstrategiar	15
3 Metode	19
3.1 Val av case-studiar	19
3.2 Datainnhenting	20
3.3 Databehandling	21
3.4 Simulering av batterisystem	21
3.4.1 Døme på batterisimulering	22
3.4.2 Batterisystem nytta i simulering	24
3.5 Nettleigestimering	24
3.5.1 Maksimal sparing	25

4	Resultat og diskusjon	27
4.1	Case-studier	27
4.1.1	Diskusjon	32
4.2	Konsekvens av endra nettleigestructur	33
4.2.1	Diskusjon	33
4.3	Insentiv til effektutjamning	34
4.3.1	Maksimal spart nettleige med batteri	34
4.3.2	Batterisimulering	34
4.3.3	Beste effekttak	37
4.3.4	Estimere spart nettleige	41
4.3.5	Diskusjon	43
4.4	Konsekvensar av ulik tidsoppløysing	45
4.4.1	Diskusjon av tidsoppløysing	49
4.5	Generell diskusjon	50
5	Konklusjon og vidare arbeid	53
5.1	Konklusjon	53
5.2	Vidare arbeid	54
	Litteratur	55
	A Flytskjema for underalgoritmar i batterisimulering	60
	B Svar til høyring om endring i nettleigestructur	63
	C Alle resultat	71
C.1	Resultat frå batterisimulering	71
C.2	Beste effekttak	83

Figurar

2.1	Forenkla framstilling av den tradisjonelle nettstrukturen i Noreg, og morgondagens kraftsystem.	6
2.2	Gjennomsnittleg total straumpris for hushald i 2018 fordelt på kraftpris, nettleige og avgifter som prosentandel av totalpris.	7
2.3	Visualisering av avrekningsgrunnlaget for nettleigemodellen abonnert effekt.	8
2.4	Visualisering av avrekningsgrunnlaget for nettleigemodellen målt effekt.	9
2.5	Visualisering av avrekningsgrunnlaget for nettleigemodellen sikringsdifferensiert nettleige.	10
2.6	Døme på AMS-målar av merket Kaifa frå det koreanske selskapet NURI Telecom. Gjenbrukt med tillatelse frå SINTEF [25]	12
2.7	Oss-brikka nytta til å loggføre data frå HAN-porten.	12
2.8	Visualisering av Elhub som bindeledd mellom nettselskap og kraftleverandør.	13
2.9	Typisk tidskonstant for ulike energilagringssystem og tenester knytt til energilagring.	14
2.10	Dei viktigaste komponentane i eit energilagringssystem med batteri (BESS).	15
2.11	Energilagringstrategi med føremål å kutte effekttoppar.	16
2.12	Energilagringstrategi med føremål å auke sjølvforbruket av solstraum.	17
2.13	Energilagringstrategi for energi-arbitrasje.	18
3.1	Flytskjema for metoden nytta i denne oppgåva	19
3.2	Oppsett nytta til å logge forbruksdata frå HAN-port på AMS-målar.	20
3.3	Flytskjema for simulering av batteri med effekttoppkutting som strategi	21
3.4	Døme på batterisimulering med fullstendig effekttoppkutting.	22
3.5	Døme på batterisimulering.	23
3.6	Varigheitskurve for originalt elforbruk og resulterande elforbruk etter batterisimulering.	23
4.1	Varigheitskurver for straumforbruket til hushalda.	28
4.2	Forbruksmønster for kvart hushald visualisert som varmekart.	29
4.3	Forbruksmønster for kvart gardsbruk visualisert som varmekart.	31

4.4	Varigheitskurver for straumforbruket til gardsbruka.	32
4.5	Original og resulterande lastkurver plotta i lag for gardsbruk nr. 3.	35
4.6	Original og resulterande lastkurver plotta i lag for gardsbruk nr. 3.	36
4.7	Original og resulterande lastkurver plotta i lag for gardsbruk nr. 3.	36
4.8	Estimert nettleige for ulike abonnement- og batteristorleikar for gardsbruk nr. 3.	38
4.9	Estimert nettleige for den beste abonnementstorleiken for originalforbruket og dei resulterande forbruka med ulik batteristorleik for gardsbruk nr. 3.	38
4.10	Estimert nettleige for originalforbruket ved gardsbruk nr. 3 og resulterande forbruk med ulike effekttak og batteristorleik for modellen målt effekt.	39
4.11	Estimert nettleige for originalforbruket og resulterande forbruk med beste effekttak for gardsbruk nr. 3 og modellen målt effekt.	39
4.12	Estimert nettleige for originalforbruket ved gardsbruk nr. 3 og resulterande forbruk med ulike effekttak og batteristorleik for modellen sikringsdifferensiert nettleige.	40
4.13	Estimert nettleige for originalforbruket og resulterande forbruk med beste effekttak for gardsbruk nr. 3 og modellen sikringsdifferensiert nettleige.	40
4.14	Forbrukskurver henta frå Elhub og loggført av RPi for ein tilfeldig dag ved hushald nr. 1.	45
4.15	Original forbrukskurve frå Elhub og estimert forbruk etter batterisimulering for hushald nr. 1.	46
4.16	Original forbrukskurve frå HAN-porten og estimert forbruk etter batterisimulering.	47
4.17	Original forbrukskurve frå HAN-porten og estimert forbruk etter batterisimulering aggregert til gjennomsnittsverdien kvar time.	48
4.18	Original forbrukskurve frå HAN-porten og resulterande forbruk for RPi-data og Elhub-data	48
4.19	Original forbrukskurve frå HAN-porten og resulterande forbruk for OSS-data og Elhub-data	49
A.1	Flytskjema for ladestrategi.	61
A.2	Flytskjema for strategi for effekttoppkutting.	62
C.1	Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 1 framstilt som varigheitskurve.	72
C.2	Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 2 framstilt som varigheitskurve.	73
C.3	Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 3 framstilt som varigheitskurve.	74
C.4	Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 4 framstilt som varigheitskurve.	75
C.5	Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 5 framstilt som varigheitskurve.	76
C.6	Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 6 framstilt som varigheitskurve.	77

C.7	Resultat frå batterisimulering for gardsbruk nr. 1 framstilt som varigheitskurve.	78
C.8	Resultat frå batterisimulering for gardsbruk nr. 2 framstilt som varigheitskurve.	79
C.9	Resultat frå batterisimulering for gardsbruk nr. 3 framstilt som varigheitskurve.	80
C.10	Resultat frå batterisimulering for gardsbruk nr. 4 framstilt som varigheitskurve.	81
C.11	Resultat frå batterisimulering for gardsbruk nr. 5 framstilt som varigheitskurve.	82
C.12	Resultat frå nettleigeestimering for hushald nr. 1	83
C.13	Resultat frå nettleigeestimering for hushald nr. 2	84
C.14	Resultat frå nettleigeestimering for hushald nr. 3	84
C.15	Resultat frå nettleigeestimering for hushald nr. 4	85
C.16	Resultat frå nettleigeestimering for hushald nr. 5	85
C.17	Resultat frå nettleigeestimering for hushald nr. 6	86
C.18	Resultat frå nettleigeestimering for gardsbruk nr. 1	86
C.19	Resultat frå nettleigeestimering for gardsbruk nr. 2	87
C.20	Resultat frå nettleigeestimering for gardsbruk nr. 3	87
C.21	Resultat frå nettleigeestimering for gardsbruk nr. 4	88
C.22	Resultat frå nettleigeestimering for gardsbruk nr. 5	88

Tabellar

2.1	Estimerte nettleigeprisar for dei ulike nettleigealternativa henta frå RME sitt høyringsdokument Nr. 1/2020 [8].	11
2.2	Døme på energilagringsteknologiar sortert etter energilagingsform.	14
3.1	Batteri- og omformarstorleikar, samt systemeffektivitet nytta i simuleringar.	24
4.1	Oversikt over hushald nytta som case-studiar.	27
4.2	Oversikt over gardsbruk nytta som case-studiar.	30
4.3	Endring i nettleige frå energitariff til effekttariff, om ingenting anna vert endra.	33
4.4	Maksimal spart nettleige for dei ulike modellane og batteristorleikane. Spart nettleige er rekna som differansen med og utan batteri for eit hypotetisk forbruksmønster med størst mogleg sparingspotensial. Sparinga er oppgitt inkl. 25 % mva.	34
4.5	Årleg nettleige og maksimal sparing for eksempelhushalda med ulike batteri for modellane abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige. .	42
4.6	Årleg nettleige og maksimal sparing for dei fem gardsbruka med ulike batteri for modellane abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige. .	43

Forkortingar

NVE	Noregs vassdrags- og energidirektorat
RME	Reguleringsmyndigheita for energi
TSO	Transmission System Operator - Nettoperatør for transmisjonsnettet
DSO	Distribution System Operator - Nettoperatør for distribusjonsnettet
ESS	Energy Storage System - Energilagringssystem
BESS	Battery Energy Storage System - Elektrokjemisk energilagringssystem
BMS	Battery Management System - Batteristyringssystem
SoC	State of Charge - Ladetilstanden til eit batteri relativt til batterikapasiteten
ASoC	Absolute SoC - Ladetilstanden til eit batteri i kilowattimar
AMS	Avanserte Måle- og Styringssystem - Smart straummålar
HAN	Home Area Network - Fysisk utgang på AMS-målar
M-Bus	Meter-Bus - Europeisk standard for dataoverføring frå ulike målarar
RPi	Raspberry Pi - Eittkortsdatamaskin
OBIS	Object Identification System
AC	Alternating Current - Vekselstraum
DC	Direct Current - Likestraum
kWh	Kilowattime
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
mva.	Meirverdiavgift

Notasjon

Δt	Tidssteg nytta i simulering	h
I_n	Intervall mellom tidssteg n og $n + 1$, $I_n = [n \cdot \Delta t, (n + 1) \cdot \Delta t)$	
$P_{for,n}$	Gjennomsnittleg effektforbruk i intervallet I_n	kW
P_{tak}	Effekttak, effekten forbrukar vil halde forbruket innanfor	kW
ΔP_n	Differanse mellom forbruk og effekttak i intervallet I_n	kW
$ASoC_n$	Ladetilstand ved tidspunkt $n \cdot \Delta t$	kWh
$ASoC_{maks}$	Maksimal ladetilstand for batteriet	kWh
$ASoC_{min}$	Minimal ladetilstand for batteriet	kWh
$P_{omf,n}$	Effekt gjennom omformaren i intervallet I_n	kW
P_{maks}	Maksimal omformareffekt	kW
$P_{res,n}$	Resultierende effektforbruk i intervallet I_n	kW
η_{opp}	Oppladingseffektiviteten til batterisystemet	
η_{ut}	Utladingseffektiviteten til batterisystemet	

Kapittel 1

Innleiing

Dette innleiande kapittelet dannar bakteppet for masteroppgåva. Fyrst vert bakgrunnen for oppgåva presentert, og oppgåva vert sett i perspektiv. Deretter vert motivasjonen for å ta fatt på arbeidet skildra. Til sist vert eit hovudmål, med tre undermål formulert.

1.1 Bakgrunn

Verda vert stadig meir avhengig av sikker og påliteleg straumforsyning. Me nyttar elektrisitet som energiberar fleire gonger om dagen. Når me skrur på lyset, lagar middag eller set elbilen på lading, kjøper me straum. Dette gjer oss til straumforbrukarar, og kvar gong me forbrukar straum må ein straumprodusent produsere straum. Denne balansen mellom straumforbruk og -produksjon må til ei kvar tid vere til stades; elektrisk straum er ferskvare. Samstundes som me lager middag på induksjonstoppen vår, må straumen frakast frå straumprodusenten til kjøkenet vårt. Straumen vert frakta via transformatorstasjonar og straumledningar ved ulike spenningsnivå. For at me som sluttbrukarar¹ av straum skal vere nøgde, må straumnett til ei kvar tid ha kapasitet til å frakte straumen me vil bruke, når me vil bruke den. Denne forsyningssikkerheita er viktig for alle samfunnsfunksjonar. For å oppnå forsyningssikkerheit, må eit kraftsystem ha energisikkerheit og effektsikkerheit. Energisikkerheita er evna til å dekke energibehovet til sluttbrukarane. Vel så viktig er effektsikkerheita, kapasiteteten til å dekke momentanbehovet for straum. Sidan 1990 har maksimalt timesforbruk auka med 33 % i Noreg [1]. Denne veksten, som er større enn auken i totalt straumforbruk, peiker på ei framtid med store variasjonar i forbruksmønsteret vårt. Straumnett må altså vere robust nok til å takle både lågt og høgt straumforbruk.

Ein av grunnane til den aukande viktigheita av eit robust straumnett er det grønne skiftet. Klimaet endrar seg som følgje av menneskeleg aktivitet, og konsekvensane er betydelege [2]. Land verda over er samde om at denne utviklinga må stogkast [3]. Verda må vekk frå fossilt karbon som energikjelde og over på fornybar energi. Uregulerbare fornybare energikjelder vil oppleve ein kraftig framvekst. Innan 2040 vil fornybar energi utgjere om lag 90 % av elektrisitetsproduksjonen i Europa i fylgje prognosar frå BloombergNEF [4]. Sol- og vindkraft er døme på uregulerbare fornybare energikjelder. Dei kan ikkje regulerast opp ved behov, og straumproduksjonen varierer med ytre faktorar som vær og vind. Sidan kraftbalansen alltid må oppretthaldast må overskytande produksjon anten lagrast eller begrensast.

¹Sluttbrukar: Kjøpar og forbrukar av elektrisk energi.

Overgangen frå fossil til fornybar energi krev òg ei storstilt elektrifisering av fleire sektorar som fører til forbruksauke av elektrisitet i Europa. Rolla til kraftsystemet vert då endå viktigare [5]. Elektrifisering av samfunnet, og ein større andel variabel fornybar energi, set krav til eit fleksibelt straumnett. Ved låg produksjon frå fornybare energikjelder må kraftsystemet dekke det resterande energibehovet med regulerbar eller lagra energi. Denne fleksibiliteten vert viktigare dess større andelen av variabel fornybar energi i energimiksen vert. Norske vasskraftmagasin spelar no, og i framtida, ei sentral rolle som fleksibelt energilagring på nasjonalt nivå. På lokalt nivå må fleksible løysingar nyttast for å unngå flaskehalsar i straumnettet. Ein måte å innføre fleksibilitet i nettet er ved å nytte lokal energilagring. Fram mot 2050 vil fleire sluttbrukarar investere i batterisystem i kombinasjon med solcelleanlegg, då tilbakebetalingstida på slike system er forventet å halverast innan dei neste tjue åra i fylgje BloombergNEF. BloombergNEF spår òg at fleksibiliteten til om lag tre fjerdedelar av investert batterikapasiteten bak målarar i 2030 vil bli nytta til å kutte effekttoppar [4]. Energisystemet er i utvikling.

Korleis me som samfunn løyser morgondagens kapasitetsutfordringar i straumnettet er med å avgjere kor godt me kjem ut av det grøne skiftet. Dagens måte å handtere flaskehalsar i distribusjonsnettet er i stor grad å investere i større nettkapasitet [6]. Om topplasttimen i året skal dimensjonere nettet, vil store delar av kapasiteten i nettet vere ubrukt store delar av året. Denne overdimensjoneringa må samfunnet koste gjennom høgare nettlege. Lokal energiproduksjon og brukarfleksibilitet gjennom laststyring og energilagring kan vere ein del av løysinga for å utsetje eller unngå nettinvesteringar [5]. Batteri kan nyttast som alternativ til å oppgradere nettet. Men kven skal ta rekninga for batteriet? På sikt bør ikkje batteri vere eigd av nettselskap. Eit nettselskap får ikkje nytta batterikapasiteten til det fulle utan å møte på problemstillingar knytt til energilova og skiljet mellom nettføremål og marknadsføremål [7]. Det er altså sluttbrukarar eller andre uavhengige aktørar som bør eige og drifte batterisystem tilkoppa nettet. I dag fins det ikkje gode nok insentiv til at dette løner seg for sluttbrukarar i Noreg.

I høyring om endring i utforming av nettleiga, foreslår Reguleringsmyndigheita for energi (RME) tre nettleigemodellar som skal føre til ei meir rettferdig fordeling av nettleige. Å endre nettleigestruktur til effektbaserte modellar skal òg insentivere sluttbrukarar til å jamne ut straumforbruket sitt. Nettleiga kan altså fungere som eit insentiv til å løyse ut sluttbrukarfleksibilitet. Sluttbrukarar sparar pengar på nettleiga ved å gjennomføre tiltak som avgrensar effekttoppar i forbruket, om ein prisar effektutaket i større grad enn totalt energiforbruk [8].

1.2 Motivasjon

Det overordna målet med endra nettleigestruktur er å skape insentiv som utløyser effektive energiltak og brukarflexibilitet på ein god måte. Brukarflexibilitet kan hjelpe til ved auka elektrifisering og innfasing av meir variabel fornybar energi i kraftnettet. Sluttbrukarar treng insentiv til å utløyse denne fleksibilitet på ein måte som aukar utnyttinga av straumnettet. Det vert nødvendig med økonomiske insentiv som tar omsyn til komande kapasitetsutfordringar.

Nettleiga kan utformast på ein måte som sikrar samfunnsnyttig bruk av straumnettet. Å investere i nettkapasitet for å handtere toppplasttimane i året, kan føre til underutnytting av nettet resten av året. Dette fører igjen til høgare nettleige for alle sluttbrukarar. Det er dessutan ynskjeleg å unngå unødvendige naturinngrep. Nettleiga må strukturerast på ein måte som ikkje påfører enkeltsluttbrukarar for store avgifter, men belønner sluttbrukarar som fører til betre utnytting av straumnettet. I RME sitt høyringsdokument om endring av nettleigestrukturen, er ikkje insentivet til å investere i batteri estimert. Ei slik endring i nettleiga må ta omsyn til situasjonen i kraftsystemet i eit langt perspektiv. Insentivet til å investere i batteri frå endra nettleigestruktur, vert difor estimert i denne oppgåva. For å vidareformidle funna i denne masteroppgåva, vert òg eit svar til RME si høyring om endra nettleigestruktur utarbeidd.

1.3 Problemstilling

Hovudmålet med denne oppgåva er å sjå på nettleigestruktur som insentiv til å kutte effekttoppar. Dette er gjort med utgangspunkt i den pågåande høyringa om endring i nettleigestrukturen. For å avgrense omfanget av oppgåva, vert det sett på sluttbrukarar der det var forventa potensial for effektutjamning. For å konkretisere hovudmålet, vart òg tre undermål formulert. Alle måla er presentert under.

Hovudmål:

- (H1) Kartlegge insentivet til effektutjamning med batteri for sluttbrukar ved endra nettleigestruktur.

Undermål:

- (U1) Simulere batterisystem med strategi for kutting av effekttoppar.
- (U2) Estimere nettleige for ulike eksempelsluttbrukarar på grunnlag av RME sine pris-estimat.
- (U3) Samanlikne insentivet til effektutjamning, i form av spart nettleige, for dei ulike nettleigemodellane.

Kapittel 2

Teori

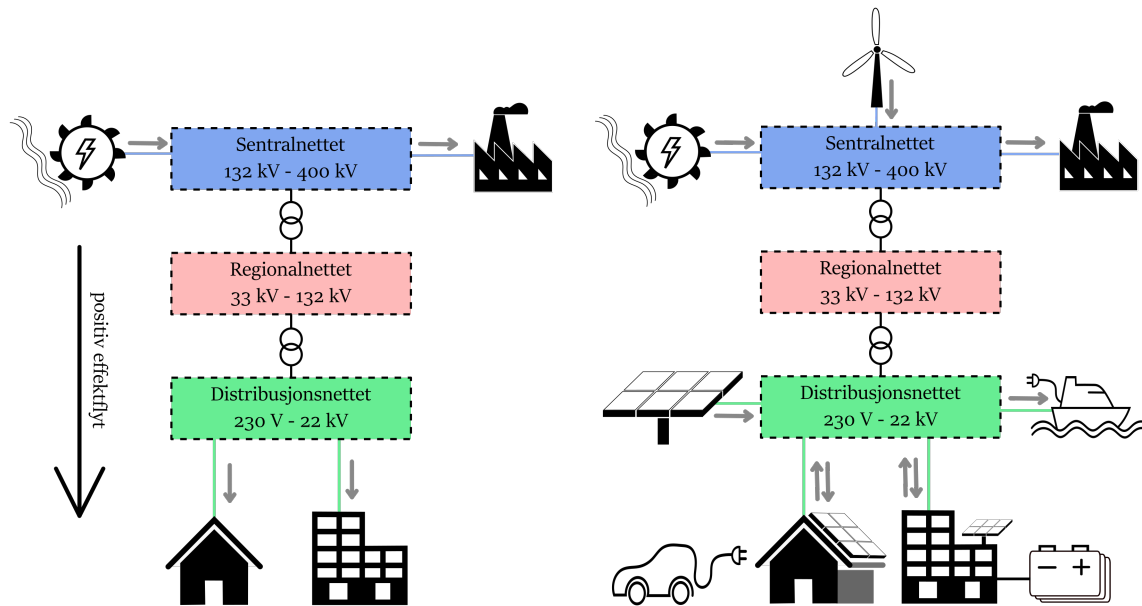
Teorikapittelet er delt opp i to delar. Den fyrste delen tar for seg det elektriske kraftsystemet med fokus på eigenskapar og utfordringar knytt til det norske kraftsystemet. Den andre delen tar for seg energilagringssystem, og rolla slike system har i kraftsystemet.

2.1 Elektriske kraftsystem

2.1.1 Nettstruktur i Noreg

Det norske straumnettet består av tre nettnivå, transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Transmisjonsnett, òg kalla sentralnett, har det høgaste spenningsnivået, frå 132 kV til 400 kV. Føremålet med det høge spenningsnivået er å minimere nettap i form av resistiv oppvarming ved overføring over lange avstandar. Transmisjonsnett bind saman produsentar og forbrukarar i eit landsdekkande system. Transmisjonsnett i kvart land vert drifta av landets TSO (Transmission System Operator). I Noreg opererer Statnett transmisjonsnett. Per 2018 har Statnett om lag 11 tusen kilometer kraftledningar i drift [9]. Regionalnett, på om lag 19 tusen km, er bindeleddet mellom transmisjonsnett og distribusjonsnett, og har eit spenningsnivå på 33 kV til 132 kV. Distribusjonsnett har spenning opp til 22 kV, og vert drifta av DSO (Distribution System Operator) i området. Ein skil mellom det høgspente distribusjonsnett med spenning over 1 kV, på om lag 100 tusen km, og det lågspente distribusjonsnett under 1 kV. Distribusjonsnett innefattar dei lokale straumnetta som distribuerer kraft til mindre sluttbrukarar. Til dømes får privathusholdningar oftast levert straum frå distribusjonsnett ved 230V [10]. Venstre halvdel av Figur 2.1 viser ein forenkla modell av den tradisjonelle nettstrukturen i Noreg. I figuren er kun vasskraft, kraftkrevjande industri, hushald og tenesteyting tatt med, då desse tradisjonelt sett har vore dei viktigaste komponentane i det norske kraftsystemet. I 2018 sto bergverksdrift og industri m.m., hushald (inkl. jordbruk) og tenesteyting m.m. for høvesvis 45 %, 34 % og 21 % av nettoforbruket av elektrisitet i Noreg. Vasskraft sto for 95 % av norsk elektrisitetsproduksjon same år [11].

Statnett, som TSO, og andre nettselskap, som DSO, har monopol på kraftnett i Noreg. Nettselskapa får inntekta si frå nettleige betalt av sluttbrukarane. For å sikre leveringspålitelegheit og ei samfunnsnyttig drift av kraftnett må nettselskapa bera delar av kostnaden ved avbrot på forsyninga. Dette sørgjer KILE-ordninga, Kvalitetsjusterte Inntektsrammer ved ikke-Levert Energi, for [12]. Denne ordninga justerer inntektsramma til nettselskapet på grunnlag av dei estimerte avbrotkostadane til sluttkundane tilknytt nettet [13]. Desse kostnadane gjev nettselskapa insentiv til å drifte nettet slik at avbrotstida vert minimert.



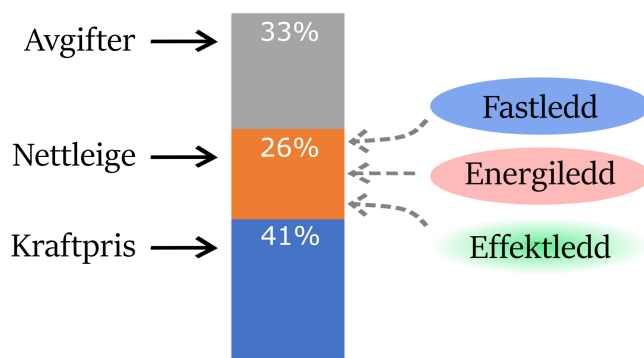
Figur 2.1: Forenkla framstilling av den tradisjonelle nettstrukturen i Noreg, til venstre, og morgondagens kraftsystem, til høgre. Positiv effektlyt er definert mot lågare spenningsnivå; Tradisjonelt sett vert elektrisitet generert ved høgt spenningsnivå og konsumert ved låg spenning. Symbola det tradisjonelle kraftsystemet representerer: øvst til venstre, vasskraft; øvst til høgre, kraftkrevjande industri; nedst til venstre, hushald; og nedst til høgre, tenesteyting. I det moderne kraftsystemet er ulike fornybare energikjelder, elektriske framkomstmiddel og lagringssystem kome til. Effektflyten fylgjer då ikkje nødvendigvis tradisjonell retning.

2.1.2 utfordringar i framtidens kraftsystem

Med elektrifisering av transportsektoren, og auka andel variabel fornybar energi i kraftsystemet kjem utfordringar knytt til stabilitet og kapasitet. Høgre side av Figur 2.1 illustrerer nokre trendar i utviklinga til det norske kraftsystemet. Auka vindkraftproduksjon kan føre til flaskehalsar i delar av sentralnettet [14]. Rimelegare batteriløysingar gir auka elektrifisering i transporten [5], men òg moglegheit for lokal lagring av energi [4]. Elektrifisering av transportsektoren kan føre til flaskehalsar i distribusjonsnettet. Eit døme på dette er hurtiglading av elektriske ferjer i svakt distribusjonsnett [15]. NVE, Noregs vassdrags- og energidirektorat, anslår at det norske transmisjonsnettet toler belastninga av 1,5 millionar elbilar i 2030, men at lokale flaskehalsar kan oppstå ved samtidig lading [16]. NVE viser òg til at auka produksjon av sol- og vindkraft føreset mykje ny fleksibilitet gjennom lagring og forbruk [5]. Auka lokal energiproduksjon fører og til at effektflyten, som tradisjonelt gjekk frå høgt spenningsnivå til lågt, kan verte meir komplisert. Effektflyten kan då gå begge vegar i fleire delar av nettet, illustrert med dei grå pilene i Figur 2.1. Dette kan skape utfordringar innad i dei tre nettnivåa, og i transformatorstasjonar i nivåskilja. Fleire av desse problemstillingane kan løysast, heilt eller delvis, av brukarflexibilitet og lokal energilagring [17, 15, 5, 16, 7, 4].

2.1.3 Total straumkostnad

For forbrukarar av elektrisitet i Noreg består den totale straumrekninga av straumkostnaden, nettleige og avgifter [18] som vist i Figur 2.2. Forbrukarar står fritt til å velje kraftleverandør, òg kalla straumleverandør. Straumkostnaden avheng av avtalen forbrukar har med kraftleverandør, straumprisen, og det totale forbruket til forbrukar. Nettleiga vert bestemt av Nettselskap innan rammer sette av Reguleringsmyndigheita for energi, heretter RME. Dei ulike nettselskapa har monopol på nettverksemd innan sitt geografiske område [19]. Nettleiga kan bestå av tre ledd: energileddet, fastleddet og i nokre tilfeller effektleddet. Avgifter vert fakturert i lag med nettleiga, men er ikkje ein del av nettleiga. Dei fleste hushaldskundar betaler energiledd og fastledd. Effektleddet vert i dag i hovudsak nytta for bedriftskundar. Dei ulike nettleigeledda skal reflektere dei ulike kostnadane knytt til drift av straumnett. Energileddet skal dekke kostnader ved overføring av straumen brukt av kunden. Fastleddet og effektleddet skal dekke dei faste kostnadane ved drift og vedlikehald av straumnett. Fastleddet spesielt skal dekke nettselskapet sine kundespesifikke kostnadar. I dei tilfella kunden vert effektavrekna betaler kunden eit effektledd basert på effektforbruket [20].



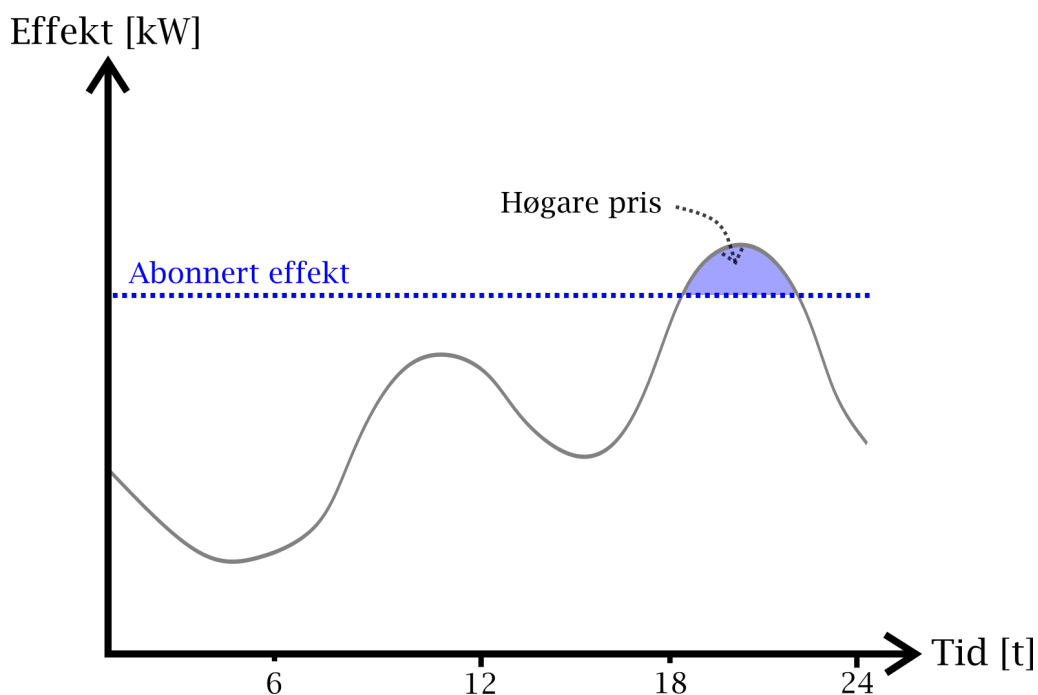
Figur 2.2: Gjennomsnittleg total straumpris for hushald i 2018 fordelt på kraftpris, nettleige og avgifter som prosentandel av totalpris. Total pris for kraft nettleige og avgifter i 2018 var i snitt 116,7 øre per kilowattime for hushald. Tal henta frå Statistisk sentralbyrå sin statistikkbank [21]. Nettleiga er igjen delt opp i eit fastledd, eit energiledd og, i nokre tilfeller, eit effektledd.

2.1.4 Forslag til endra nettleigestruktur

Februar 2020 la RME ut eit forslag til endringar i utforminga av nettleiga på høyring. Bakgrunnen for denne foreslåtte endringa er å fordele kostnaden ved drift av kraftnettet på ein meir rettferdig måte; forbrukarar som aukar kostnadane ved nettdrift i stor grad skal betale meir enn dei som aukar kostnaden i mindre grad. Endringa skal samstundes gi forbrukarar insentiv til å jamne ut forbruket sitt. På denne måten kan nettinvesteringar utsetjast og den totale kostnaden for samfunnet gå ned. I høyringsdokumentet vert tre modellar for utrekning av nettleige presentert: abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige [8]. Figur 2.3, 2.4 og 2.5 illustrerer utrekningsgrunnlaget for nettleiga for dei tre modellane.

Abonnert effekt

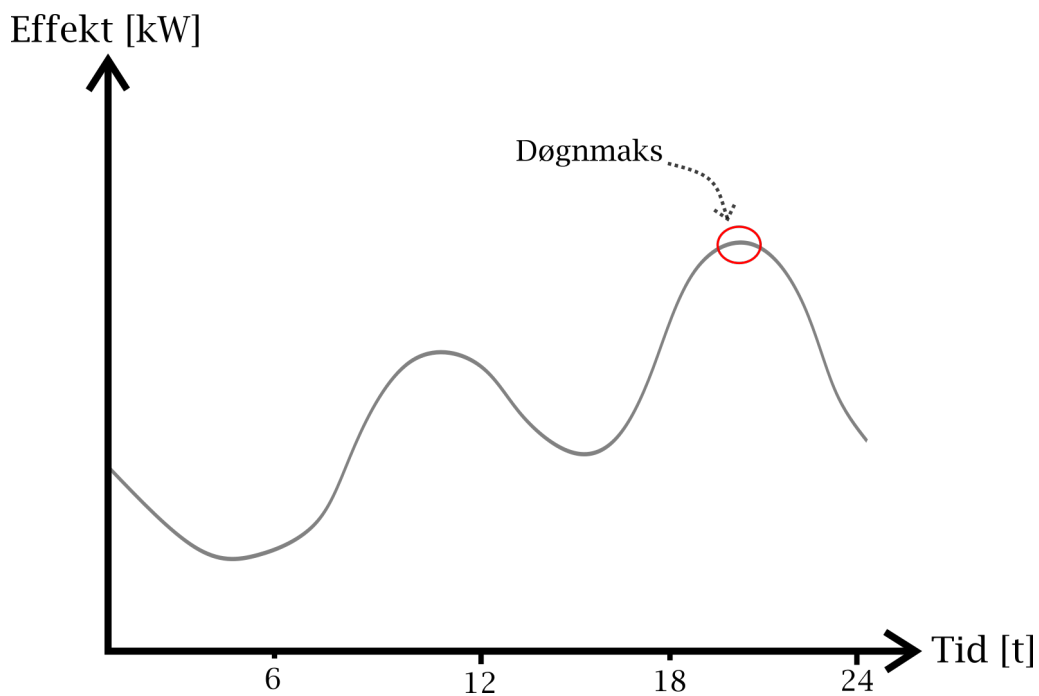
Ved utrekning av nettleige med grunnlag i abonnert effekt består nettleiga av eit fastledd, eit energiledd og eit effektledd. Fastleddet vert bestemt av abonnementsstørrelsen, som vist i Figur 2.3 med ei stipla blå line. Energileddet vert bestemt av det totale energiforbruket, og reflekterer marginaltaptet i nettet på grunn av forbruket til sluttbrukar. Effektleddet er i praksis eit påslag på energileddet. Dette vert rekna ut på grunnlag av forbruket over abonnert effekt, illustrert med det farga området i Figur 2.3. Dette påslaget kan tidsdifferensierast.



Figur 2.3: Visualisering av avrekningsgrunnlaget for nettleigemodellen abonnert effekt. Grå kurve er ei typisk forbrukskurve gjennom eit døgn. Forbruket over abonnert effekt, blått areal, vil ha høgare pris enn forbruk innanfor abonnementet.

Målt effekt

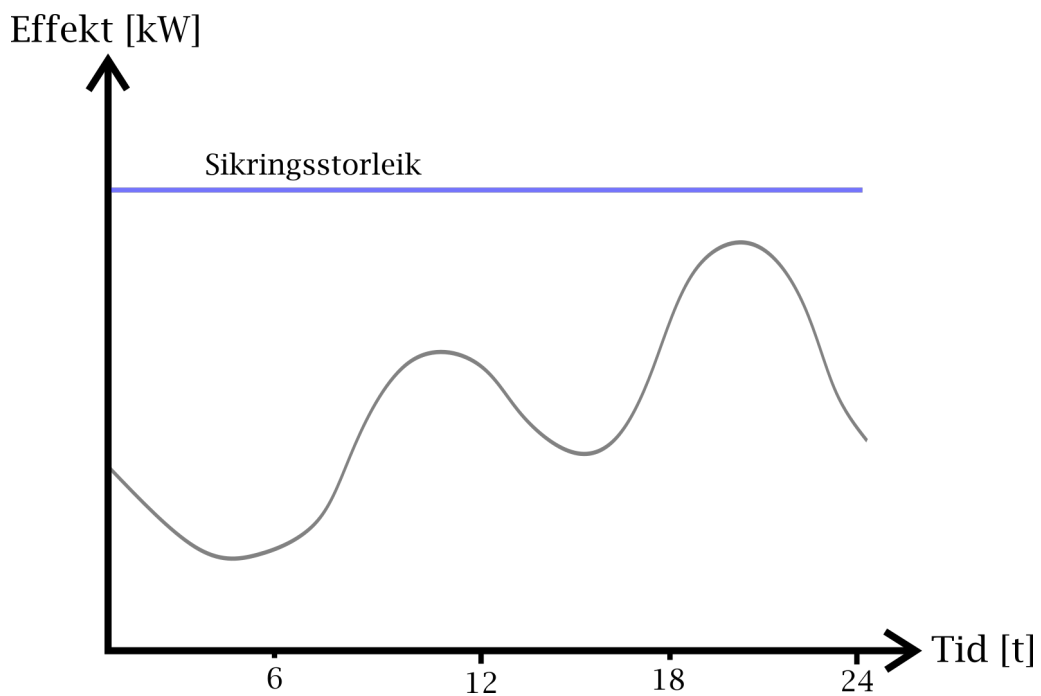
Om modellen målt effekt vert innført vil forbrukarar betale eit fastledd, eit energiledd og eit effektledd basert på maksimalforbruket gjennom døgnet, òg kalla døgnmaks. I Figur 2.4 er døgnmaks avmerka på ei typisk lastkurve for eitt døgn. Som eit minimum skal effektleddet tidsdifferensierast mellom sumar og vinter. Dette for å reflektere den faktiske belastningen av nettet. Større bedriftskundar betaler i dag nettleige etter denne modellen, men med månadmaks som grunnlag for effektleddet.



Figur 2.4: Visualisering av avrekningsgrunnlaget for nettleigemodellen målt effekt. Grå kurve er ei typisk forbrukskurve gjennom eit døgn. Sluttbrukar vert fakturert for det maksimale forbruket for kvart døgn.

Sikringsdifferensiert nettleige

I modellen sikringsdifferensiert nettleige betaler forbrukar kun eit energiledd og eit fastledd. Energileddet er lågt, og skal reflektere marginaltapet i nettet på grunn av forbruket til sluttbrukar. Fastleddet er her differensiert etter storleiken til hovudsikringa til sluttbrukar, illustrert i Figur 2.5; Kunden betaler for det maksimale effektuttaket kunden kan ha. Sikringsdifferensiert nettleige kan kombinerast med målt effekt. Med ein slik kombinasjon vil forbrukar betale for største moglege forbruk, og det faktiske maksimalforbruket.



Figur 2.5: Visualisering av avrekningsgrunnlaget for nettleigemodellen sikringsdifferensiert nettleige. Grå kurve er ei typisk forbrukskurve gjennom eit døgn. Sikringsstorleiken til sluttbrukar bestemmer effektleddet.

Virkningar av endra nettleigestruktur

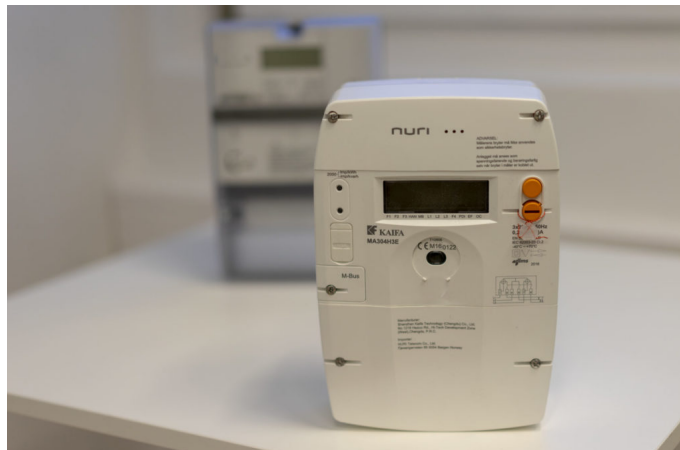
I høyringsforslaget til endring i nettleigestruktur estimerte RME korleis insentiv til ulike energisparings- og -effektiviseringstiltak endra seg som fylgje av omlegging til dei ovanfornemnde nettleigemodellane. For å estimere dette vart det rekna ut eksempelprisar for dei tre modellande slik at den samla nettleiga betalt av alle kundar vert like stor som før endringa [8]. Desse prisane er presentert i Tabell 2.1. Med desse prisane som grunnlag kunne RME vise at lønsemda av ulike energieffektiviseringstiltak, som etterisolering og installering av varmpumpe, ikkje endra seg mykje ved endring av nettleigestrukturen. Ein del av insentivet til eigenproduksjon av solstraum er i dag redusert nettleige. Då solcelleanlegg oftast produserer straum når forbruket er minst, om sumaren, vil ikkje denne straumproduksjonen føre til særleg lågare nettkostnad. Dette vert reflektert i dei tre føreslåtte modellane, og RME estimerer at insentivet til eigenproduksjon av solstraum vert noko mindre ved omstrukturering av nettleiga. RME estimerer òg at omstrukturering av nettleiga vil gi kundar med elbil insentiv til å lade elbilen når forbruket elles er lågt. Ei oversikt over økonomiske virkningar for ulike energitiltak fins på nettsidene til RME [22]. Insentivet til å nytte batteri for å kutte forbrukstoppar vert ikkje presentert i høyringsdokumentet til RME.

Tabell 2.1: Estimerte nettleigeprisar for dei ulike nettleigealternativa henta frå RME sitt høyringsdokument Nr. 1/2020 [8]. Dei ulike ledda er estimert slik at totalsummen av nettleiger vert den same som med dagens nettleigestruktur. Vinter er her definert som månadane november til og med mars. Resten av året har sumarpris.

	Energipris [kr/kWh]	Effektpris [kr/kWh/h]	Fastledd [kr/år]
Energi (dagens nettleige)	0,1859		2046
Abonnert effekt	0,05	1,00	1350 + 675 per kWh/h
Målt effekt	0,05	1,49 kWh/h (sumar) 2,25 kWh/h (vinter)	1850
Sikring	0,05		1750 + 343 per kWh/h

2.1.5 Avanserte Måle- og Styringsystem

Ein føresetnad for å kunne avrekne nettleige basert på abonnert eller målt effekt er at forbruket vert loggført minst på timesbasis. Innan 1. januar 2019 skal alle norske hushald ha fått AMS-målar installert i fylgje forskrift om kraftomsetning og nettjenester § 4-5 [23]. I Figur 2.6 er ein AMS-målar frå NURI avbilda. AMS, avanserte måle- og styringssystem, registrerer effektforbruket minst kvart tiande sekund [24]. På bakgrunn av dette vert tidesgjennomsnitt for uttak og innmating i kilowattimar for kvar time i døgnet utrekna og sendt trådløst til Elhub innan kl 07:00 påfølgjande dag [23].



Figur 2.6: Døme på AMS-målar av merket Kaifa frå det koreanske selskapet NURI Telecom. Gjenbrukt med tillatelse frå SINTEF [25]

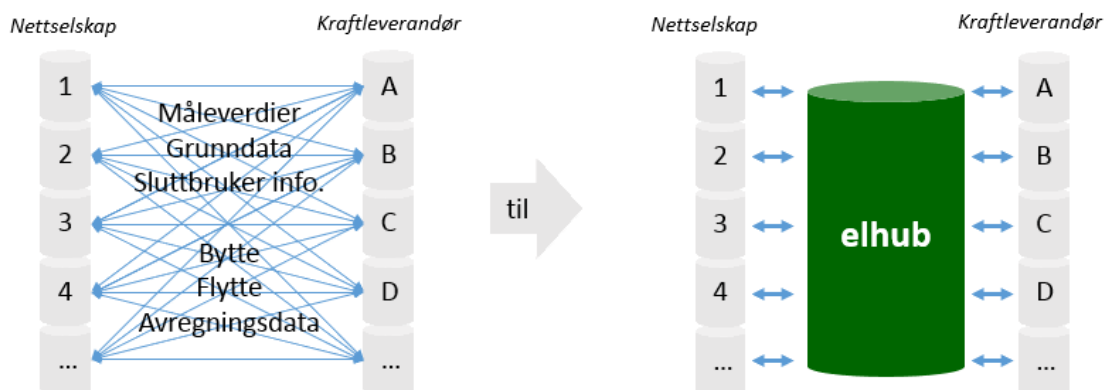
I tillegg til aktiv effekt produsert og konsumert, vert straum og spenning i ulike fasar, og reaktiv effekt registrert. Denne informasjonen er tilgjengeleg for sluttbrukar gjennom HAN-porten, der HAN står for Home Area Network. HAN-porten er ein fysisk RJ-45-utgang på AMS-målaren med M-Bus som kommunikasjonsprotokoll. Datapunktene vert sendt frå HAN-porten som OBIS-kodar, etter europeisk standard for straummålingsdata [26]. Ulike løysingar for å tolke og loggføre datastraumen frå HAN-porten i sanntid finst. Eit døme på dette er Oss-brikka levert av Oss Norge AS, som vist i Figur 2.7. Tilgang til forbruksdata i sanntid gjer det mogleg å detaljstyre straumforbruket i mykje større grad enn tidlegare ved hjelp av smarthusløyisingar.



Figur 2.7: Oss-brikka nytta til å loggføre data frå HAN-porten. Brikka vert kopla direkte i HAN-port på AMS-målar, og sender forbruksdata trådløst til ein internettserver [27].

2.1.6 Elhub

Å handsame og dra nytte av forbruksdata frå AMS-målarar på ein god måte krev ein felles effektiv kommunikasjonsplattform. Som ein nøytral datahub for det norske elektriske kraftsystemet er dette oppgåva til Elhub. Elhub sørger for effektiv distribuering av måleverdiane frå AMS og fungerer som eit bindeledd mellom nettselskap og kraftleverandørar [28], slik som illustrert i Figur 2.8. For sluttbrukarar er det måleverdiane loggført i Elhub som danner grunnlaget for utrekning av straumrekninga. I praksis betyr AMS og Elhub meir nøyaktig avrekning og ein oversiktleg tilgang på forbruksdata for relevante aktørar [29]. Sluttbrukarar kan få tilgang til eigne forbruksdata med timesoppløysing i Elhub Web Plugin [30], eller med høgare tidsoppløysing frå HAN-porten, som nemnt i forrige avsnitt. Elhub legg til rette for modernisering og innovasjon i kraftbransjen [31]. Sidan opplysningar om straumforbruk er å ansjå som personopplysningar, når dei er knytta til ein person [32], vert all persondata kryptert av Elhub ved overføring, og opplysningar vert berre delt med aktørar med lovleg adgang [33]. HAN-porten på AMS-målar er i utgangspunktet stengt, og opnast av nettselskap når sluttbrukar ber om dette.



Figur 2.8: Visualisering av Elhub som bindeledd mellom nettselskap og kraftleverandør. Gjenbrukt med tillatelse frå Elhub AS [28]

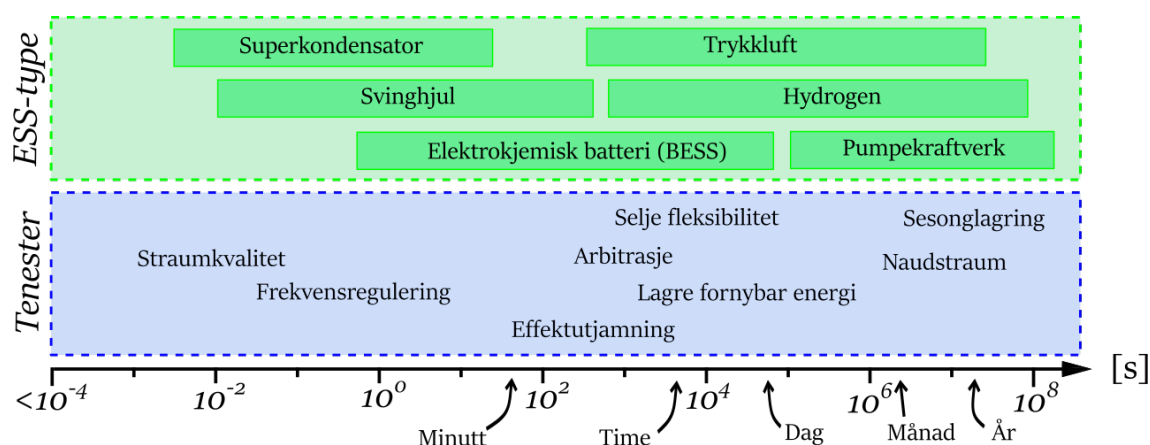
2.2 Energilagringsystem

Eit energilagringsystem, og kalla ESS, lagrar energi til seinare bruk. Denne oppgåva tar for seg energilagringsystem knytt til straumnett. Dette konverterer elektrisk energi til ei anna form, lagrar energien, og konverterer energien tilbake til elektrisk energi ved behov. Ein kan kategorisere energilagringssteknologi etter lagringsform [34, 35]. Ei ufullstendig oversikt over energilagringssteknologi sortert etter lagringsform fins i Tabell 2.2.

Tabell 2.2: Døme på energilagringssteknologi sortert etter energilagringsform.

Energilagringsform	Energilagringssteknologi
Mekanisk	Svinghjul, pumpekraft, trykkluft
Elektrokjemisk	Batteri med ulike kjemiar
Elektrisk	Superkondensator, superleiande magnet
Kjemisk	Hydrogen

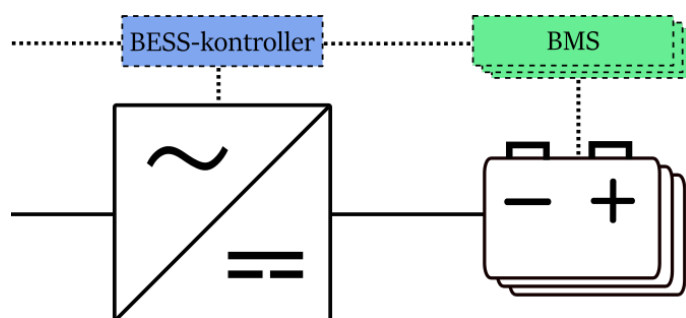
Lagringskapasitet, effektivitet og utladingstid varierer frå system til system. Figur 2.9 viser typiske tidskonstantar for nokre energilagringsystem og tenester knytt til energilagrings. I 2018 var totalt installert energilagringskapasitet i verda nær 173 GW. Om lag 98 % av dette var det pumpekraftverk som sto for [36].



Figur 2.9: Typisk tidskonstant for ulike energilagringsystem og tenester knytt til energilagrings [35, 37, 38, 34]. Tidskonstanten kan tolkast som brukstid eller utladingstid. Tidskonstantar og boksplasseringar er omtrentlege og ikkje til bruk i berekningar.

2.2.1 Batterisystem

Energilagringssystem basert på elektrokjemisk energilagring kallast ofte BESS, Battery Energy Storage System. Slike system kan ha ulike topologiar, men består minst av ein eller fleire batteripakker, som igjen består av fleire battericeller, batteristyringssystem (BMS), kraftelektronikk og eit overordna styringssystem som styrer effektflyten. Eit diagram av eit typisk system er vist i Figur 2.10. Her er fleire batteripakker, med egne batteristyringssystem, kopla til nettet via ein bidireksjonell omformar. Kraftelektronikken kan bestå av fleire omformarar for å veksle- eller likerette og omforme spenningsnivået. Batterisystem med hybridomformar for DC-tilkopling av solcelleanlegg er ikkje uvanleg. Dette fjernar behovet for ein separat omformar for solcelleanlegget, og kan såleis redusere totalkostnaden på anlegget. Ulike sekundærbatteritypar vert nytta, som til dømes blyakkumulatorbatteri og litiumbatteri. Litiumbatteriet er den mest nytta batteriteknologien i 2018 med 1,6 GW installert kapasitet. Av andre energilagringssystem vert litiumbatteri berre slått av pumpekraftvert, med totalt 170 GW installert kapasitet i 2018 [36].



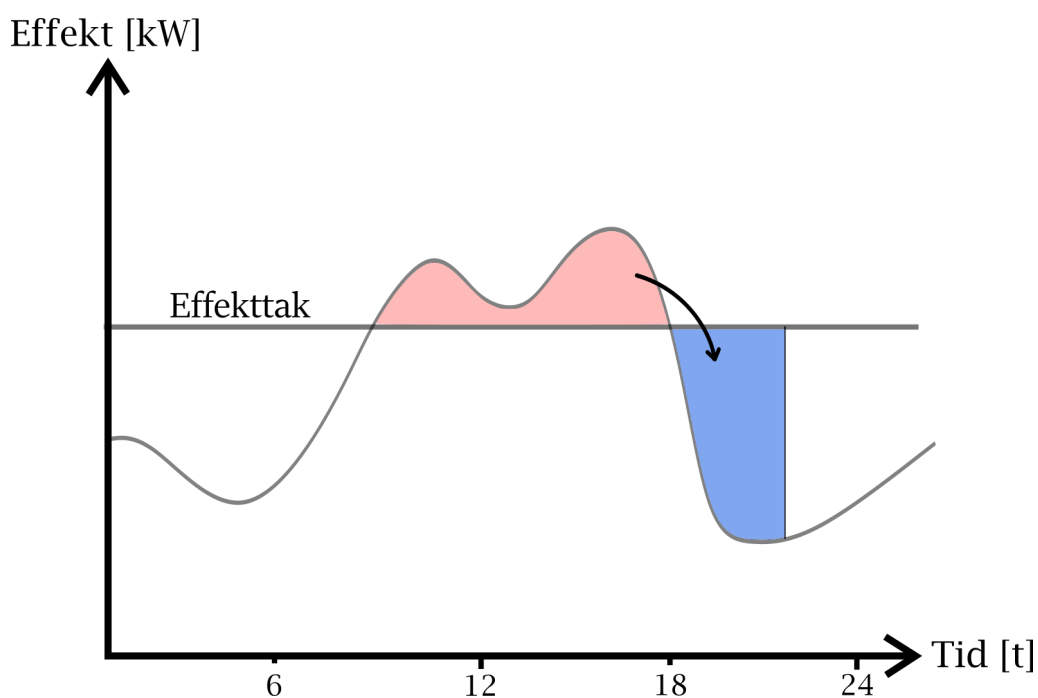
Figur 2.10: Dei viktigaste komponentane i eit energilagringssystem med batteri (BESS).

2.2.2 Energilagringstrategiar

Ulike aktørar kan ha ulike føremål med investering i energilagringssystem. Lagringsstrategien til eit energilagringssystem vert bestemt av føremålet med systemet. Nokre av tenestene ESS kan levere er presentert i Figur 2.9. For sluttbrukarar med batteri bak strømmålaren er dei mest relevante tenestene å auke sjølvforbruket av lokalproduisert straum, å kutte effekttoppar, og energiarbitrasje. Desse vert presentert grundigare i seinare avsnitt. Andre tenester kan vere å levere straum til effektkravande laster, til dømes hurtiglading av ulike transportmiddel eller kraftkravande maskiner, naudstraum, å auke spenningskvalitet, og å selje fleksibilitet. I tillegg kjem tenester omformaren i systemet kan bidra med, som fasebalansering og reaktiv effektkompensasjon [15, 34, 7]. Nokre strategiar kan kombinerast, som auka sjølvforbruk av solstraum om sumaren og effekttoppkutting om vinteren. Andre strategiar kan legge beslag på batterikapasiteten på ein slik måte at det ikkje like enkelt kan kombinerast med andre strategiar utan kompromiss. Å nytte eit batteri til naudstraum vil til dømes begrense tilgjengeleg batterikapasitet til andre føremål, då batteriet må ha ein viss ladetilstand (SoC) til ei kvar tid for å kunne levere straum i ein naudssituasjon.

Kutte effekttoppar

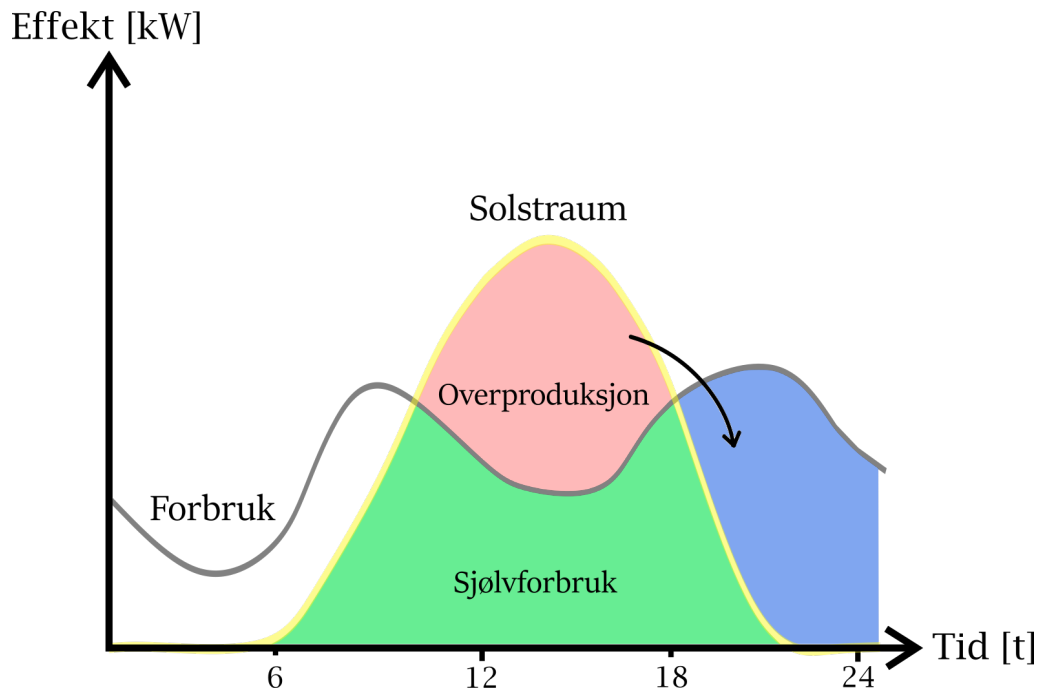
Føremålet med effekttoppkutting er å redusere maksforbruket, som igjen vil redusere nettbelastninga. Effekttutjamning går ut på å jamne ut forbruket, i tillegg til å kutte effekttoppar. I denne oppgåva vert effekttoppkutting og effekttutjamning brukt om ein annan. Det er utvikla fleire algoritmar for effekttutjamning med batteri [39], for bruk i distribusjonsnett [40], i microgrid [41] og bak strømmålar [42, 43]. Dei forskjellige algoritmane har ulikskapar, men i grove trekk inneber dei å lade batteriet når forbruket er lågt, og å bruke energi frå batteriet når forbruket er høgt. Ein reduserer altså ikkje totalforbruket, men energidifferansen vert henta frå nettet ved eit anna tidspunkt. Sidan omforming av elektrisk energi frå vekselstraum, via likestraum, til kjemisk energi i batteriet og tilbake inneber energitap, vil det totale forbruket auke noko. I Figur 2.11 er ein strategi med føremål å halde forbruket under eit effekttak vist. Systemet leverer nødvendig energi til å halde forbruket innanfor effekttaket når forbruket er høgt, og lader opp igjen batteriet rett etter effekttoppen. Det resulterande forbruket vil då vere lik effekttaket i tidsperioden batteriet er i drift, forutsatt at batteri- og omformarkapasitet er stor nok. Andre ladestrategiar er mogleg, til dømes å lade batteriet når straumprisen er lågare. Denne strategien løner seg for sluttbrukar om nettleiga inneheld eit effektledd.



Figur 2.11: Energilagingsstrategi med føremål å kutte effekttoppar. Batteriet leverer nødvendig effekt til å halde forbruket innanfor eit effekttak. Energien i den kuttta effekttoppen, raudt areal, vert henta frå nettet når forbruket er under effekttaket, blått areal.

Auke sjølvforbruk av eigenprodusert straum

Denne strategien hjelper plusskundar¹ å sjølv konsumere mest mogleg av eigenprodusert straum. Dette kan vere lønsamt om straumprisen er høgare enn prisen plusskunden får ved å mate overproduksjonen inn på nettet. Som illustrert i Figur 2.12 vert produksjon utover eige forbruk, raudt areal, lagra i batteriet. Denne energien vert mata tilbake til plusskunden når produksjonen igjen er under eige forbruk, blått areal. Slik vert sjølvforbruket, grønt og blått areal, maksimert. Optimal batteristorleik for maksimal lønsemd for eit slikt føremål avheng av storleiken på solcelleanlegget, straumpris, innmatingstariff m.m. [44].

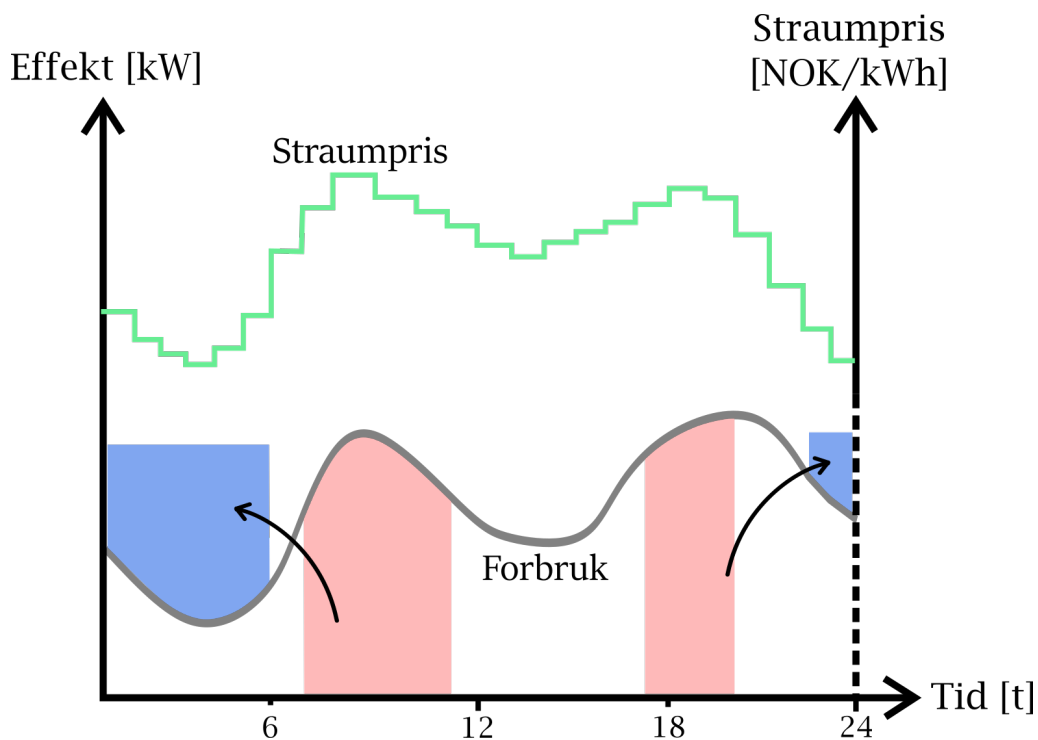


Figur 2.12: Energilagingsstrategi med føremål å auke sjølvforbruket av solstraum. Grå og gul kurve er typiske døme på høvesvis ein forbrukskurve og produsert solstraum i løpet av ein dag. Batteriet lagrar overproduksjon av solstraum og matar energien inn på nettet når forbruket er høgare enn produsert solstraum.

¹Plusskunde: Straumkunde som både forbrukar og produserer straum, og levere maksimalt 100 kW inn på nettet.

Energiarbitrasje

Energiarbitrasje går ut på å kjøpe og lagre straum når den er billig, og hente energi frå energilageret når den er dyr. Ein føresetnad er at sluttbrukar har avtale med timesprising av straum og tilgang på straumprissignal i sanntid. Lønsemda avheng av rundturseffektiviteten til energilagringssystemet og differansen mellom høg og låg straumpris [17]. Om høgt forbruk korrelerer med høg straumpris, kan strategi for effekttoppkutting i praksis fungere som energiarbitrasje i tillegg [43]. Dette avheng i stor grad av forbruksmønster, og kan slå ut i motsett retning om forbrukstoppa kjem ved låg straumpris.

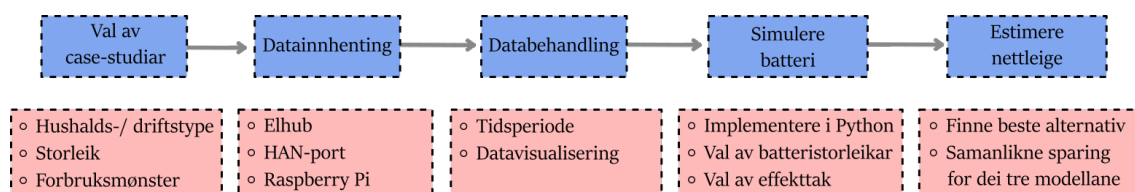


Figur 2.13: Energilagingsstrategi for energiarbitrasje. Grå kurve er ein typisk forbrukskurve. Typisk straumpris gjennom døgnet har grøn farge og varierer på timesbasis. Batteriet lagrar energi når straumprisen er låg, blått areal, og leverer energi når prisen er høg, raudt areal.

Kapittel 3

Metode

For å kartlegge kva insentiv endra nettleigestruktur vil gje sluttbrukarar til å jamne ut straumforbruket sitt, er det nødvendig å innhente informasjon om straumforbruket til relevante sluttbrukarar. Dette kapittelet tek for seg metoden nytta i denne oppgåva. Metod delen er delt opp i fem suksessive delkapittel, slik som illustrert i Figur 3.1. Delkapittel 3.1 tar for seg val av hushald og gardsbruk nytta som case-studiar. Delkapittel 3.2 tar for seg innhenting av straumforbruksdata frå desse hushalda og gardsbruka. Delkapittel 3.3 omhandlar behandling og visualisering av straumforbruksdata. Delkapittel 3.4 tar for seg simulering av batteri for kutting av effekttoppar i dei innhenta forbrukskurvene. Til sist skildrar delkapittel 3.5 korleis nettleige vart estimert for dei utjamna forbrukskurvene på grunnlag av RME sine prisestimat.



Figur 3.1: Flytskjema for metoden nytta i denne oppgåva

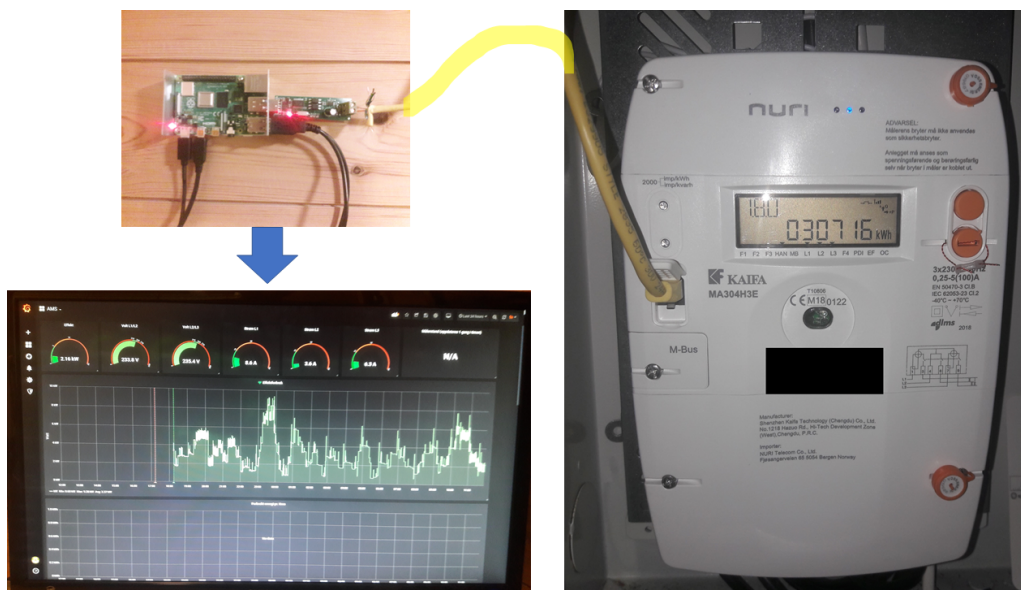
3.1 Val av case-studiar

For å estimere kor mykje enkeltsluttbrukarar kan spare på nettleiga ved investering i batteri, vart forbrukskurver henta frå hushald og gardsbruk med ulike forbruksmønster. Det vart valt å sjå på enkeltsluttbrukarar som truleg ville ha størst nytte av effektutjamning. På grunnlag av dette vart det valt ut hushald med forventet relativt høgt energiforbruk og gardsbruk med store forventet effekttoppar. Å sjå på enkelttilfeller kan vise samanhengar mellom straumforbruket og virkningen av omlegginga, og indikere kvar sparingspotensialet ligg.

3.2 Datainnhenting

For å estimere nettleiga til sluttbrukarane presentert i forrige avsnitt treng ein informasjon om straumforbruket deira. For alle case-studia vart forbrukskurver henta frå Elhub Web Plugin. Desse har timesoppløysing og viser forbruket til sluttbrukaren i kilowattimar i timen mellom kvar heile time. Elhub vart satt i full drift frå februar 2019. Datasetta vart henta medio februar 2020, slik at måleseriane inneheld forbruksdata for eitt år frå starten av februar 2019.

I tillegg til Elhub-forbrukskurvene vart høgoppløysleg data henta frå HAN-porten på eitt av hushalda og to av gardsbruka. Figur 3.2 viser oppsettet nytta ved hushald nr. 1. Her er ei ettkortsdatamaskin av typen Raspberry Pi, frå no RPi, koplå til HAN-porten via ein ethernetkabel og ein MBUS til USB-modul. Denne registrerer og tolker forbruksdata sendt frå AMS-målaren og lagrar data fortløpande i ein lokal server. På gardsbruk nr. 1 og 2 vart ei brikke frå selskapet Oss Norge, vist i Figur 2.7 nytta til å loggføre data med minutttoppløysing. Brikka vert koplå i HAN-porten på AMS-målar, og sender data fortløpande til Oss sin server via 4G-nettet. Brikka treng ingen ekstern straumforsyning, då den hentar nødvendig energi frå HAN-porten. Dette gjorde datainnsamling med Oss-brikka til ein utmerkt måte å skaffe forbruksdata med høgare oppløysing enn Elhub-data. Til saman utgjer datasetta frå Elhub for kvart av case-studia, og måleseriar loggført frå HAN-porten hjå tre av sluttbrukarane, datagrunnlaget for vidare analyse.



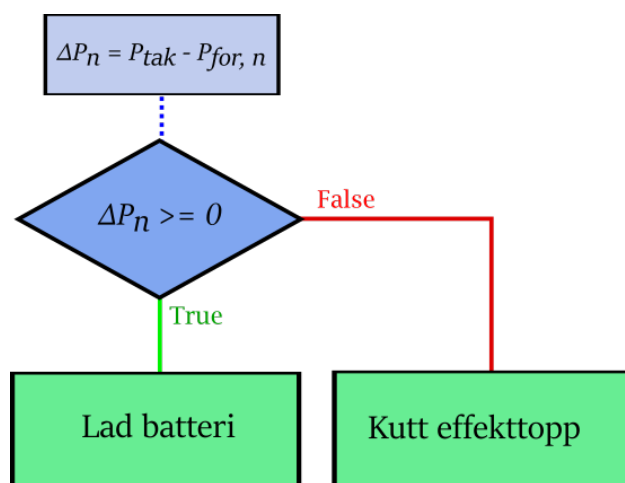
Figur 3.2: Oppsett nytta til å logge forbruksdata frå HAN-port på AMS-målar. Til høgre er ein AMS-målar. Den gule ledningen er koplå i HAN-porten på AMS-målaren og vidare til RPi-datamaskina via ein MBUS til USB-modul. RPi-en loggfører datastraumen frå HAN-porten og visualiserer denne i sanntid.

3.3 Databehandling

For å kunne gjere gode analysar og samanlikningar av straumforbruk og nettleige trengs kvalitetsdata for alle målepunkta frå same tidsperiode. Hovudgrunnlaget for analysane i denne oppgåva er dataseriar med timesoppløysing henta frå Elhub Web Plugin. Dataseriar med manglande data for å danne eit heilt år vart forkasta. Det same vart dataseriar med profilavrekna måling heile eller delar av året. Kun dataseriar med målte timesverdiar for eit fullstendig år vart nytta. Same tidsperiode vart nytta for alle hushalda og gardsbruka for å minimere påverknaden frå ytre faktorar, td. temperatur. Tidsperioden nytta for dei fleste målepunkta er eitt år frå 8. februar 2019, altså frå og med 8. februar 2019 til og med 7. februar 2020. For eitt av hushalda er denne perioden forskove til eitt år frå og med 9. februar 2019. For eitt gardsbruk er perioden forskuva med to dagar: eitt år frå og med 10. februar 2019. Dette resulterande datasettet gir eit grunnlag for å samanlikne straumforbruket til dei ulike eksempelshushalda og -gardsbruka.

3.4 Simulering av batterisystem

Simulering av batterisystem med strategi om effektutjamning vart implementert i Python¹. Algoritmen tar inn forbrukskurver, batterikapasitet, omformarstorleik, effektivitet og ynskt maksimalforbruk, frå no kalla effekttak, P_{tak} . Resultatet av simuleringa er eit resulterande forbruk, omformareffekten i kvart tidssteg og ladetilstanden til batteriet. Algoritmen samanliknar forbruket og effekttaket, og simulerer opp- eller utlading av batteriet basert på dette. Om forbruket er under effekttaket vil algoritmen lade batteriet. Om forbruket er over effekttaket vil algoritmen simulere at batteriet leverer energi via omformaren og dermed kutte effekttoppen. Denne overordna strategien er illustrert i Figur 3.3. Dei underordna strategiane, lad batteri og kutt effekttopp, er illustrert i høvesvis Figur A.1 og A.2 i Vedlegg A. I desse understrategiane tar algoritmen hensyn til batteriet sin absolute ladetilstand, $ASoC$; maksimal omformareffekt, P_{maks} ; oppladingseffektivitet, η_{opp} ; og utladingseffektivitet, η_{ut} . Batteriet vert lada opp med betingelse om at ladetilstanden er under maks ladetilstand og at ladeeffekten er mindre eller lik P_{maks} . Forbruk over P_{tak} vert kuttet i så stor grad maksimal omformareffekt og batteriet sin ladestatus tillet.

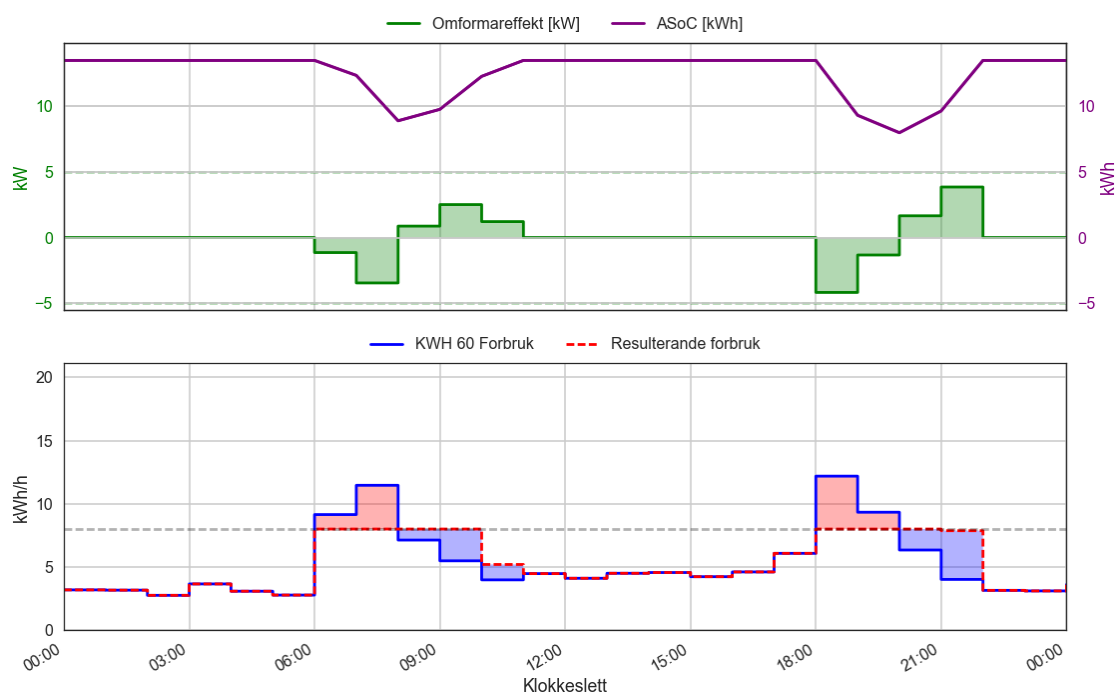


Figur 3.3: Flytskjema for simulering av batteri med effekttoppkutting som strategi

¹Python: Objektorientert programmeringsspråk.

3.4.1 Døme på batterisimulering

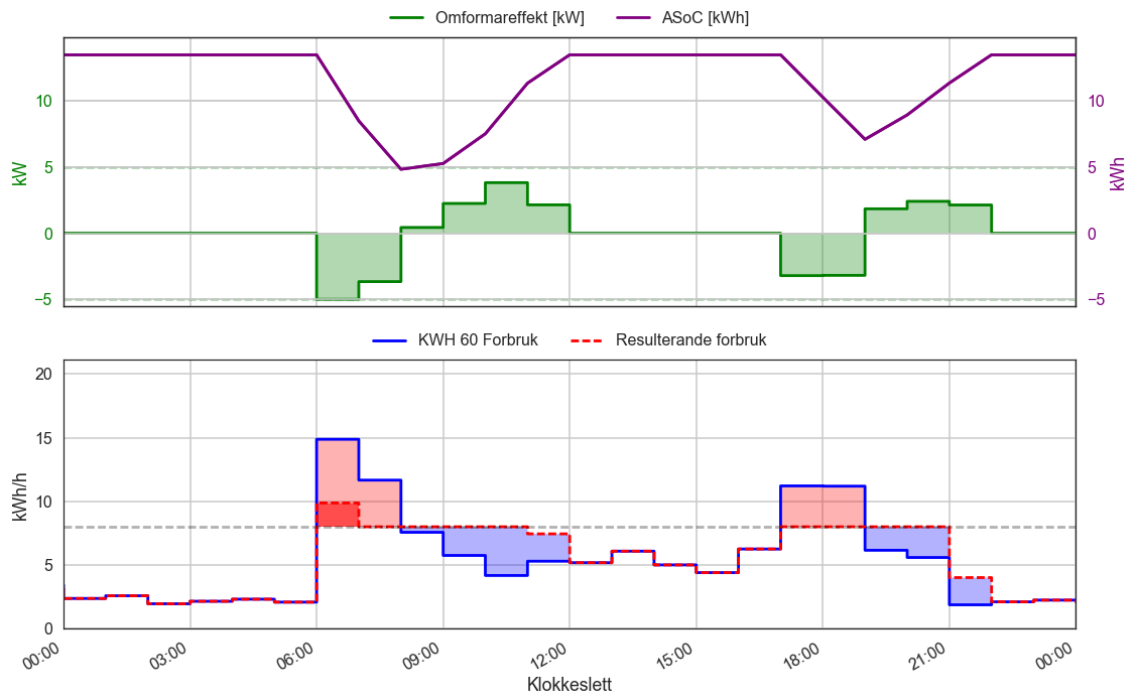
Eit døme på simulering av effektutjamning er vist i Figur 3.4. Her er eit batteri med 13,5 kWh kapasitet og ein omformar på 5 kW sett til å halde forbruket innanfor eit effekttak på 8 kWh i timen, illustrert med ei stipla line. Fram til kl. 06:00 er forbruket under effekttaket, og batteriet er fullada. Det resulterande forbruket er då likt originalforbruket. Frå kl. 06:00 til kl. 08:00 er forbruket over effekttaket, så underalgoritmen Kutt effekttopp vert nytta. Batteriet matar energi inn på el-anlegget og det resulterande forbruket vert lik effekttaket. I timane etter kl. 08:00 er forbruket under effekttaket, så batteriet trekker effekt frå el-anlegget slik at resultatforbruket aukar til maksimalt 8 kWh i timen. Denne prosedyren vert gjentatt kl. 18:00. Legg merke til at omformareffekten er definert som positiv når den forsyner batteriet med effekt frå nettet. Dette korresponderer med effektflytretning definert i Figur 2.1.



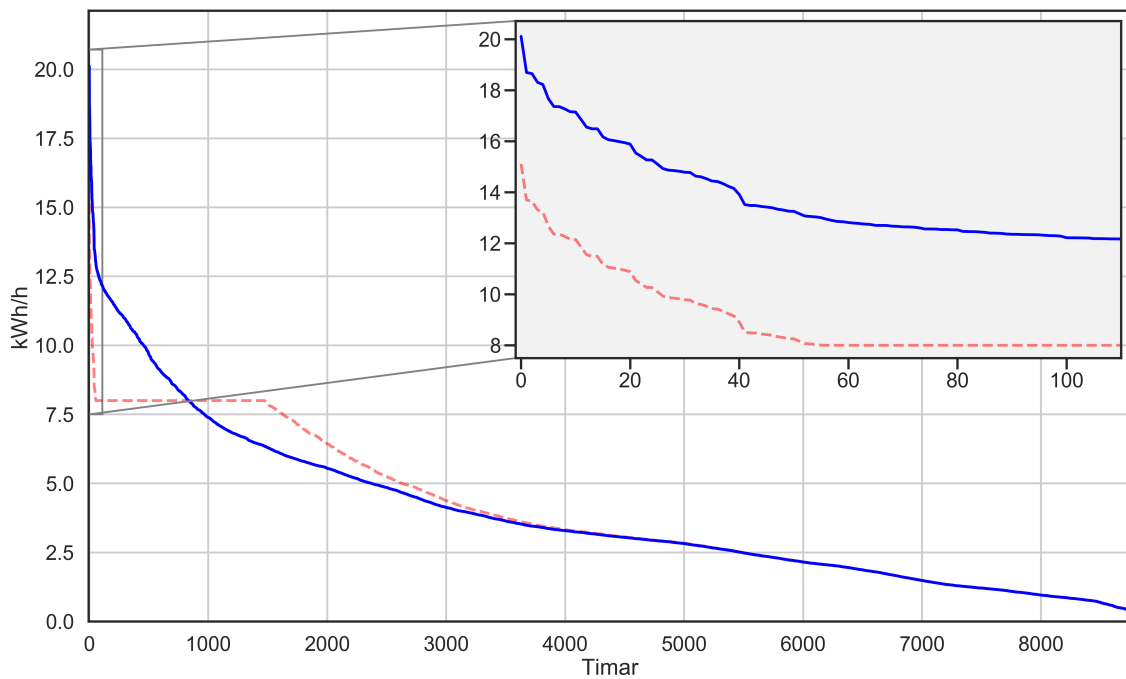
Figur 3.4: Døme på batterisimulering med fullstendig effekttoppkutting. X-aksen viser klokkeslett gjennom eit tilfeldig døgn. Lilla kurve i øvre plott viser ladestatusen til det simulerte batteriet i kilowattimar. Grøn kurve viser effekten gjennom omformar, der positiv effektflyt er definert frå nettet til batteriet. Blå kurve i nedre plott, ofte overlappande med raud, tilsvarer originalforbruket i kilowattimar i timen. Raud stipla kurve tilsvarar det resulterande forbruket etter effektutjamning.

I Figur 3.5 er eit døme på ufullstendig effektutjamning vist. Same batteri og omformar som i Figur 3.4 er satt til å kutte effekttoppar, ved same effekttak ein annan dag. Frå kl. 06:00 til kl. 07:00 er originalforbruket på om lag 15 kWh i timen. Omformaren har ein makseffekt på 5 kW, så batterisystemet får berre kutta effekttoppen til om lag 10 kWh i timen, eit overforbruk på 2 kWh i timen i høve til effekttaket. Det same kan skje om batteriet sin ladestatus er for låg til å supplere nødvendig energimengd.

Batterisimuleringa vert gjennomført for eitt år om gongen. Resultatet av dette er vist i Figur 3.6. Her er varigheitskurven til det originale forbruket plotta i lag med varigheitskurven etter batterisimuleringa. Ein kan sjå at batteriet klarar å halde forbruket innanfor effekttaket på 8 kWh i timen dei fleste timane i året. Litt over 50 timar ila. året er forbruket over 8 kWh i timen. Det resulterande forbruket vert nytta i vidare analyse.



Figur 3.5: Døme på batterisimulering. Frå kl. 06:00 til kl. 07:00 var forbruket for høgt til at omformaren klarde å levere effektdifferansen.



Figur 3.6: Varighetskurve for originalt elforbruk (blått) og resulterende elforbruk etter batterisimulering (raudt, stipla). Framstillinga viser forbruket per time i året, sortert etter forbruk. Timane med høgast forbruk er lagt til venstre. Forbruket er i kilowattime i timen [kWh/h].

3.4.2 Batterisystem nytta i simulering

For å sjå samanhengen mellom spart nettleige og storleik på batteri og omformar vart BESS-storleikane presentert i Tabell 3.1 nytta i simuleringane. Dei tre storleikane, med tilhøyrande systemeffektivitet, tilsvarer tre reelle batterisystem. Det store batterisystemet tilsvarer Pixii sin PowerShaper [45]. Det mellomstore batteriet tilsvarer ein Tesla Powerwall [46]. Det minste batteriet tilsvarer eit Sonnen ECO batterisystem [47]. Nyttekapasitet, omformareffekt og systemeffektivitet vart bestemt frå datablad for dei respektive batteria [45, 46, 47]. For Pixii sin PowerShaper vart systemeffektiviteten sett på grunnlag av samtale med leverandør [48]. Utvalet vart begrensa til tre batteristorleikar for å begrense nødvendig reknetid ved simulering.

Tabell 3.1: *Batteri- og omformarstorleikar, samt systemeffektivitet nytta i simuleringar. Dei tre batteria tilsvarer reelle batterisystem.*

Størrelse	Nyttekapasitet	Omformareffekt	Systemeffektivitet
Stort	65 kWh	30 kW	0,88
Middels	13,5 kWh	5,0 kW	0,90
Lite	5,0 kWh	2,5 kW	0,88

3.5 Nettleigeestimering

For å estimere insentiv til effektutjamning frå endra nettleigestruktur vart eksempelprisane i Tabell 2.1 nytta. Desse prisane for kvar modell estimerte RME i høyringsdokumentet om endra nettleigestruktur for å sjå på konsekvensen av endringa. For kvar lastkurve vart nettleiga estimert for abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige. Nettleiga vart estimert som summen av eit fastledd, energiledd og effektledd. For alle tre modellar vart energileddet rekna ut ved

$$\text{energiledd} = \text{energipris} \cdot E_{\text{tot}} \quad (3.1)$$

der energiprisen er gitt i Tabell 2.1 til 5 øre per kilowatttime. Det totale årsforbruket, E_{tot} , vert rekna ut slik

$$E_{\text{tot}} = \sum_{n=1}^N P_n \cdot \Delta t. \quad (3.2)$$

Her er P_n forbruket ved tidssteg n . Δt er tidssteget, i dette tilfellet ein time, og N er det siste tidssteget.

Abonnert effekt

For modellen abonnert effekt vart fastleddet bestemt slik

$$\text{fastledd}_{\text{abonnert effekt}} = \text{fastpris}_{\text{abonnert effekt}} + \text{abonnementpris}. \quad (3.3)$$

I Tabell 2.1 finn me ein fastpris på 1350 kroner og ein abonnementpris på 675 kroner per kWh/h. Effektleddet for modellen abonnert effekt vert rekna ut på grunnlag av forbruket over abonnementstorleiken

$$\text{effektledd}_{\text{abonnert effekt}} = \text{effektpris} \cdot E_{\text{over}} \quad (3.4)$$

der effektprisen er 1 krone per kilowatttime over abonnementsstorleiken frå Tabell 2.1. Overforbruket, E_{over} , er talet på kilowattimar over abonnementsstorleiken, og vert rekna ut ved

$$E_{\text{over}} = \sum_{n=1}^N \left(P_n > P_{\text{abo}} \rightarrow (P_n - P_{\text{abo}}) \cdot \Delta t \right) \vee \left(P_n \leq P_{\text{abo}} \rightarrow 0 \right). \quad (3.5)$$

Her er P_{abo} abonnementsstorleiken.

Målt effekt

For modellen målt effekt er fastleddet 1850 kr/år uavhengig av forbruket. Effektleddet vert rekna ut på grunnlag av døgnmaksen, slik

$$\text{effektledd}_{\text{målt effekt}} = \sum_{m=1}^M (\text{effektpris}_m \cdot P_{\text{døgnmaks},m}) \quad (3.6)$$

der m er døgnnummeret i dataserien, M er siste døgn, og $P_{\text{døgnmaks},m}$ er maksimalforbruket i døgn m . Effektprisen er tidsdifferensiert, og vil altså variere med m .

Sikringsdifferensiert nettleige

For modellen sikringsdifferensiert nettleige er effektleddet 0. Fastleddet vert bestemt av

$$\text{fastledd}_{\text{sikringsdiff.}} = \text{fastpris}_{\text{sikringsdiff.}} + \text{pris sikringstrinn}. \quad (3.7)$$

Fastprisen er 1750 kr/år i RME sine estimat, og prisen for sikringstrinna er 343 kr per kWh/h. Sikringstrinnet vert her bestemt ved å runde opp maksimalforbruket i kWh/h gjennom året til næraste heiltal.

3.5.1 Maksimal sparing

Kor mykje av nettleiga eit gitt batterisystem kan kutte, avheng av omformar- og batterikapasiteten til systemet og nettleigestrukturen. For å sjå på sparingspotensialet til kvart batteri for dei tre modellane, vert det her gjort teoretiske berekningar av maksimal sparing av nettleige. Berekningane tar ikkje utgangspunkt i reelle forbrukskurver, men antar at batterisystemet arbeider maksimalt med å kutte effekttoppar til ei kvar tid. Slik finn ein eit teoretisk øvre tak for potentialet for spart nettleige ved investering i batteri. Batterisystema vert antatt å vere ideelle; Tap i energikonverteringsprosessen vert neglisjert. Då vert konsumert energi frå nettet, og såleis òg energileddet, konstant.

Abonnert effekt

Potensiell sparing med modellen abonnert effekt er i hovudsak knytt til reduksjon i abonnementsstorleik. Energileddet er, som nemnt over, konstant for eit ideellt batterisystem. Fastprisen på 1350 kr/år er konstant. Effektleddet kan reduserast ved å kutte forbruk over abonnementsstorleiken. Abonnementet vert antatt å vere av den storleiken som gir lågast nettleige. Difor vil algoritmen aldri velje eit abonnement, om effektleddet kan reduserast tilsvarande trinnprisen på abonnementet ved å auke abonnementsstorleiken. Tilsvarande vil ikkje algoritmen velje eit for stort abonnement, dersom kostnaden ved overforbruk ikkje aukar meir enn kostnaden ved å velje eit mindre abonnement. Difor er det nok å estimere kor mange trinn eit batterisystem kan redusere abonnementsstorleiken med for å estimere maksimalt spart nettleige. For å oppnå maksimalt spart nettleige må forbruksmønsteret innehalde jamne effekttoppar, og batterikapasiteten vere stor nok til å kutte desse effekttoppane. Om dette er tilfelle vil maksimal spart nettleige for modellen abonnert effekt vere

$$\text{sparing}_{\text{abonnert effekt, maks.}} = \lceil P_{\text{maks}} \rceil \cdot \text{abonnementpris} \quad (3.8)$$

der $\lceil P_{\text{maks}} \rceil$ er maksimaleffekten til batterisystemet runda opp til næraste heiltal. Dette fordi ein omformar på 2,5 kW i praksis kan kutte abonnementsstorleiken med 3 kWh/h om forbruksmønsteret ligg til rette for det.

Målt effekt

For modellen målt effekt kan eit batterisystem kun kutte effektleddet. Fastleddet er bestemt av ein fast årleg pris, og energileddet vil, om batterisystemet er ideelt, vere konstant. For å minke effektleddet maksimalt må batterisystemet kutte døgnmaksen maksimalt kvart døgn i året. Dette krev at forbruket har minst ein effekttopp kvar dag som batteriet er i stand til å kutte med maksimaleffekten til omformaren i batterisystemet. Batteriet må òg halde forbruket resten av døgnet innanfor den kuttta effekttoppen. Om dette er oppfylt vil maksimalt spart nettleige for modellen målt effekt vere

$$\text{sparing}_{\text{målt effekt, maks.}} = \sum_{m=1}^M (\text{effektpris}_m \cdot \Delta P_{\text{maks}}) \quad (3.9)$$

der m er er døgnummeret i dataserien, og M er siste døgn i året.

Sikringsdifferensiert nettleige

For modellen sikringsdifferensiert nettleige kan eit batterisystem kun spare nettleige ved å minke sikringstrinnet. Analogt med modellen abonnert effekt vert maksimal sparing då

$$\text{sparing}_{\text{sikringsdiff., maks.}} = \lceil P_{\text{maks}} \rceil \cdot \text{pris sikringstrinn} \quad (3.10)$$

Dette føreset at batterisystemet klarar å kutte årsmaksen med maksimaleffekten til omformaren sin.

Kapittel 4

Resultat og diskusjon

Dette kapittelet inneheld resultata av datainnsamling, simulering og nettleigeestimering. Kapittelet inneheld òg ein diskusjonsdel for kvart delkapittel.

4.1 Case-studiar

Seks hushald og fem gardsbruk vart valde som case-studiar. Data vart samla inn frå kvart hushald og gardsbruk. Hovudkjelda for datainnsamling var Elhub Web Plugin. Ved nokre av målepunkta vart det òg loggført forbruksdata frå HAN-porten. Hushalda og gardsbruka, med relevant informasjon, vert presentert her.

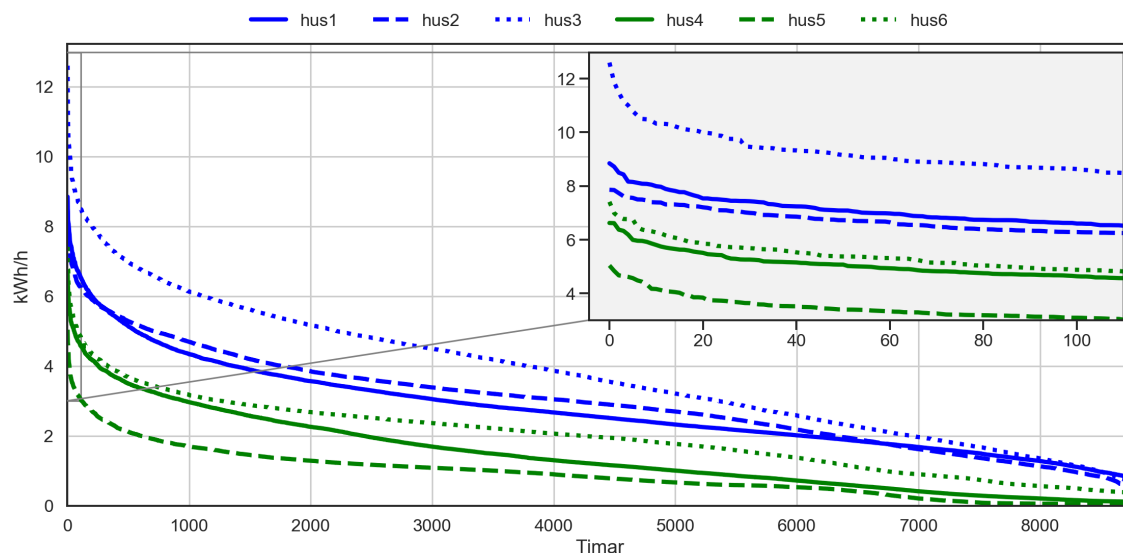
Hushald

Dei fleste hushalda nytta som case-studie er einebustadar. Desse vart forventa å ha høgast forbruk og tydelege effekttoppar, og dermed størst potensial for sparing. Forbruksdata frå ei leilegheit vart også nytta. Hushalda har ulike storleikar, årsforbruk, hovudoppvarmingsskjelder, og nokre har elbil. Dette vart vurdert som dei viktigaste faktorane for forbruksmønsteret til hushalda. Hushalda og relevant informasjon om desse er presentert i Tabell 4.1.

Tabell 4.1: *Oversikt over hushald nytta som case-studiar.*

Nr.	Bustadtype	Areal	Årsforbruk	Oppvarmingskjelde	Store laster
1	Einebustad	260 m ²	24 211 kWh	Sol + Ved + El.	Elbil
2	Einebustad	120 m ²	25 746 kWh	Varmepumpe + El.	Elbil
3	Einebustad	180 m ²	33 030 kWh	Ved + El.	Elbil
4	Einebustad	140 m ²	12 731 kWh	Varmepumpe + Ved	-
5	Leilegheit	53 m ²	7 835 kWh	El.	-
6	Einebustad	220 m ²	17 236 kWh	Varmepumpe + Ved	-

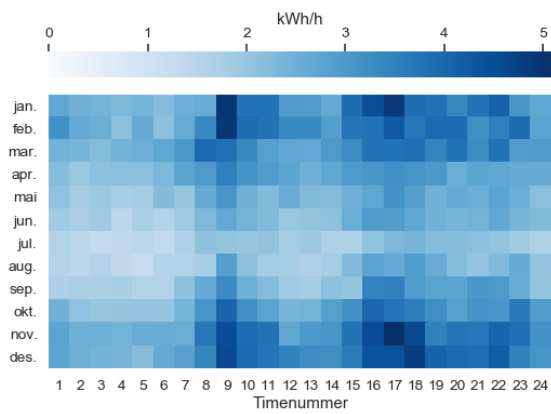
Dei ulike faktorane i Tabell 4.1 gir utslag i forskjellige forbruksmønster og effekttoppar. Varigheitskurver vert her nytta for å sjå maksimalforbruket til dei ulike hushalda, og kor mykje av tida forbruket er over ulike nivå, sjå Figur 4.1. Hushald nr. 3 har det høgaste forbruket, og høgast topplast på 12,6 kWh/h. Hushald nr. 1, 2 og 3, alle med elbil tilknytt målepunktet, har både dei høgaste totale straumforbruka og høgast maksimalforbruk. Hushald nr. 5, den einaste leilegheita, har det lågaste totale straumforbruket og det lågaste maksimalforbruket av dei seks hushalda.



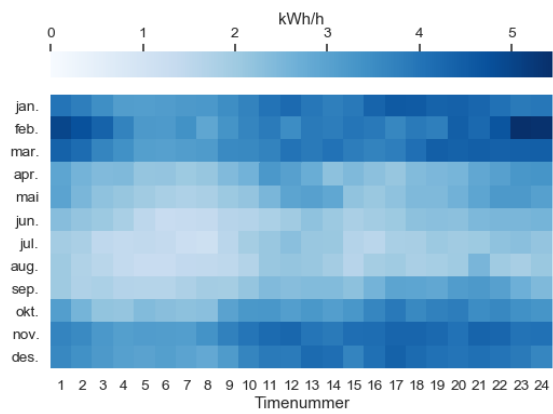
Figur 4.1: Varigheitskurver for straumforbruket til hushalda. Framstillinga viser forbruket per time i året, sortert etter forbruk. Timane med høgast forbruk er lagt til venstre. Forbruket er i kilowatttime i timen [kWh/h].

For å sjå korleis straumforbruket varierer gjennom døgnet, er det nyttig å visualisere forbrukskurvene som varmekart. I eit varmekart vert verdiar visualisert som ein farge på ein fargeskala. Mørke ruter tilsvarer ein høg verdi, og lyse ruter tilsvarer ein låg verdi. I Figur 4.2 er eit varmekart plotta for kvart hushald. y-aksen viser månaden, og x-aksen viser timenummeret i døgnet. Denne måten å visualisere forbruket på, gjer at ein kan sjå den gjennomsnittlege forbrukskurva for kvar måned.

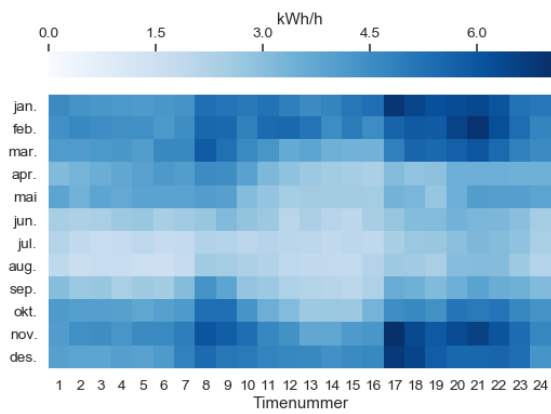
Hushald nr. 1 har tydelege forbrukstoppar, morgon og ettermiddag, spesielt i vintermånadane (Figur 4.2a). Hushald nr. 2 har høgast forbruk føremiddag og kveld (Figur 4.2b). Hushald nr. 3 og 4 har høgast straumforbruk morgon og ettermiddag/kveld (Figur 4.2c og 4.2d). Hushald nr. 5 og 6 har ikkje like tydelege konsekvente forbrukstoppar (Figur 4.2e og 4.2f). Felles for alle hushalda er høgast forbruk i vinterhalvåret.



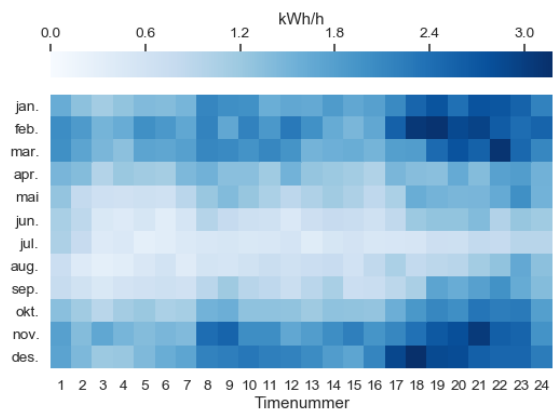
(a) Hushald nr. 1: Einebustad (24 MWh)



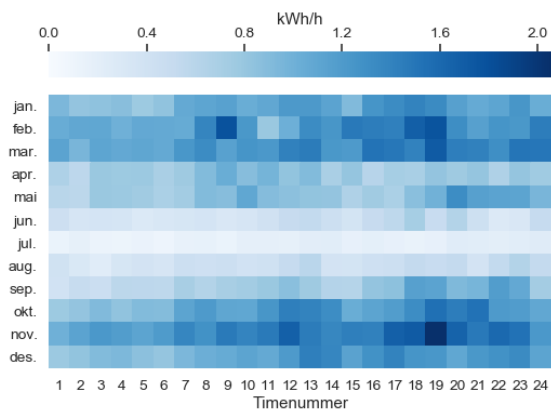
(b) Hushald nr. 2: Einebustad (25 MWh)



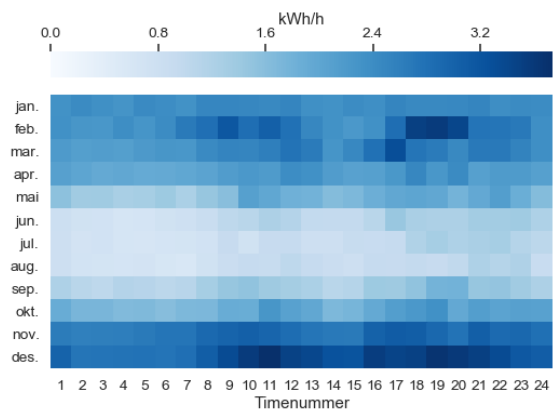
(c) Hushald nr. 3: Einebustad (33 MWh)



(d) Hushald nr. 4: Einebustad (13 MWh)



(e) Hushald nr. 5: Leilegheit (8 MWh)



(f) Hushald nr. 6: Einebustad (17 MWh)

Figur 4.2: Forbruksmønster for kvart hushald visualisert som varmekart. Kvar rute korresponderer med månaden på y-aksen og timennummeret på x-aksen; Ruta øvst til venstre (1, jan.) svarar til det gjennomsnittlege straumforbruket mellom kl. 00:00 og 01:00 i januar. Fargen i kvar rute samsvarar med ein verdi på fargeskalaen over diagrammet.

Gardsbruk

Fem gardsbruk vart òg nytta som case-studie. Relevant informasjon om gardsbruka er presentert i Tabell 4.2. Ved val av driftstype for gardsbruka vart det fokusert på det forventa forbruksmønsteret. Ved alle dei utvalde gardsbruka er det dyrehald. Dette fordi dyrehald krev fôring, ofte til faste tider kvart døgn. Fôringsmønsteret var forventa å gi utslag i effekttoppar grunna store laster som motorar og pumper som driv fôringsanlegget. Tradisjonelt sauehald og mjølkedrift har som regel to forbrukstoppar gjennom døgnet. Sauer vert fôra morgon og kveld. Kyr vert i tillegg mjølka to gonger i døgnet. Desse to forbrukstoppane skuldast motorar, pumper, kjøleanlegg, lys m.m. som kun er i drift i samband med fôring og mjølking. For å sjå trendar i forbruket vart straumforbruket gjennom døgnet visualisert som gjennomsnitt for kvar månad for kvar gard, sjå Figur 4.3.

Gardsbruk nr. 1 er eit sauefjøs med relativt lågt forbruk. Fôringsmønsteret gir i dette tilfellet utslag i høgare forbruk om morgon og kveld oktober til mai, jf. Figur 4.3a. I sumarmånadane er driftsbygget tomt for dyr. I april og mai er forbruket høgare grunna lys og andre laster i drift rundt døgnet under lembing.

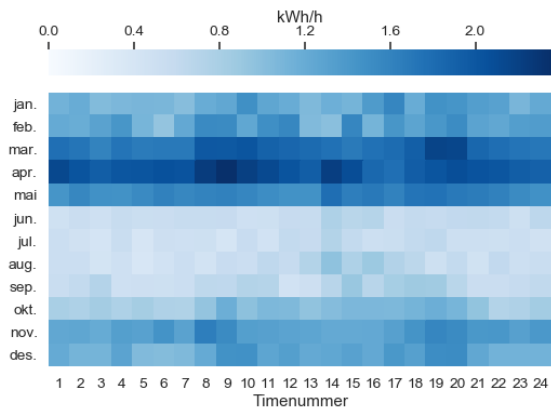
Gardsbruk nr. 2 og 3 er mjølkebruk med mjølkemaskin i drift to gonger i døgnet. Gardsbruk 2 har i tillegg ein silotømmar i drift ved fôring med forventa høgt effektforbruk. Dette gir utslag i to effekttoppar, jf. dei mørke vertikale felta i Figur 4.3b og 4.3c. Ved gardsbruk nr. 2 er kyrne ute på sumararbeite i juni, juli og august, medan gardsbruk nr. 3 har tilnærma lik drift heile året.

Gardsbruk nr. 4 er eit grisehus med litt over 1000 slaktegris i året. Dei mest effektkrevande lastene her er vifter for inneklimate og pumper til våtfôringsanlegget. Her er det fôring fire gonger i løpet av dagen. Dette gir utslag i dei fire vertikale felta rundt kl. 7, kl. 11, kl. 15 og kl. 19 i Figur 4.3d.

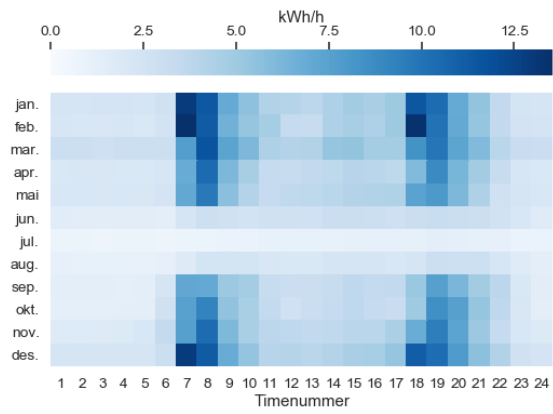
For å samanlikne tradisjonell mjølkedrift med automatisert mjølkedrift vart gardsbruk nr. 5 inkludert. Gardsbruk nr. 5 nyttar mjølkerobot, og det forventa forbruket er då spreidd utover dagen. Likevel er det forventa at gardsbruk nr. 5 har to forbrukstoppar i løpet av dagen grunna dei to tilknytte bustadhusa. Dette gir utslag i eit jamnt høgt forbruk, med svake toppar føremiddag og kveld, jf. Figur 4.3e.

Tabell 4.2: Oversikt over gardsbruk nytta som case-studiar.

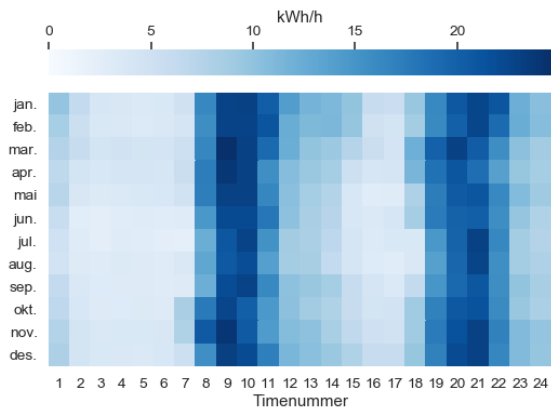
Nr.	Årsforbruk	Tal på dyr	Store laster
1	10 346 kWh	70 vinterfôra sauer	Silorivar, silotalje
2	33 980 kWh	14 årskyr	Mjølkemaskin, kjøletank, silotømmar
3	93 358 kWh	~ 100 mjølkekyr	Mjølkemaskin, kjøletank
4	40 095 kWh	1000 slaktegris/år	Pumper til fôringsanlegg, vifter
5	114 461 kWh	45 årskyr, 25 vinterfôra sauer	Mjølkerobot, fôrkuttar, to bustadhus, fryserom



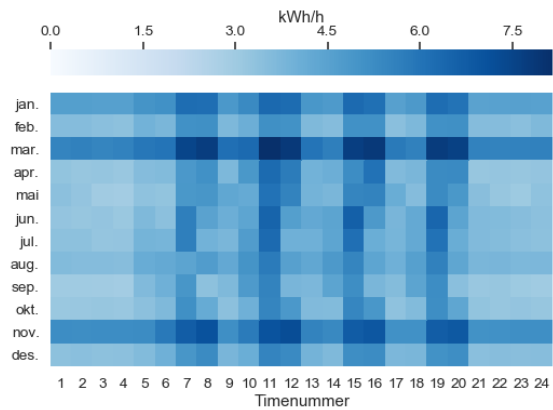
(a) Gardsbruk nr. 1: Sauehald (10 MWh)



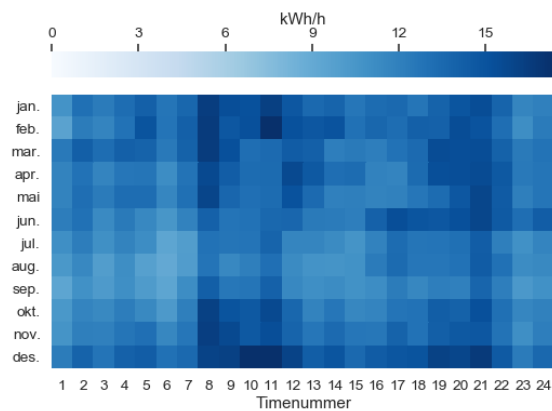
(b) Gardsbruk nr. 2: Mjølkebruk (34 MWh)



(c) Gardsbruk nr. 3: Mjølkebruk (93 MWh)



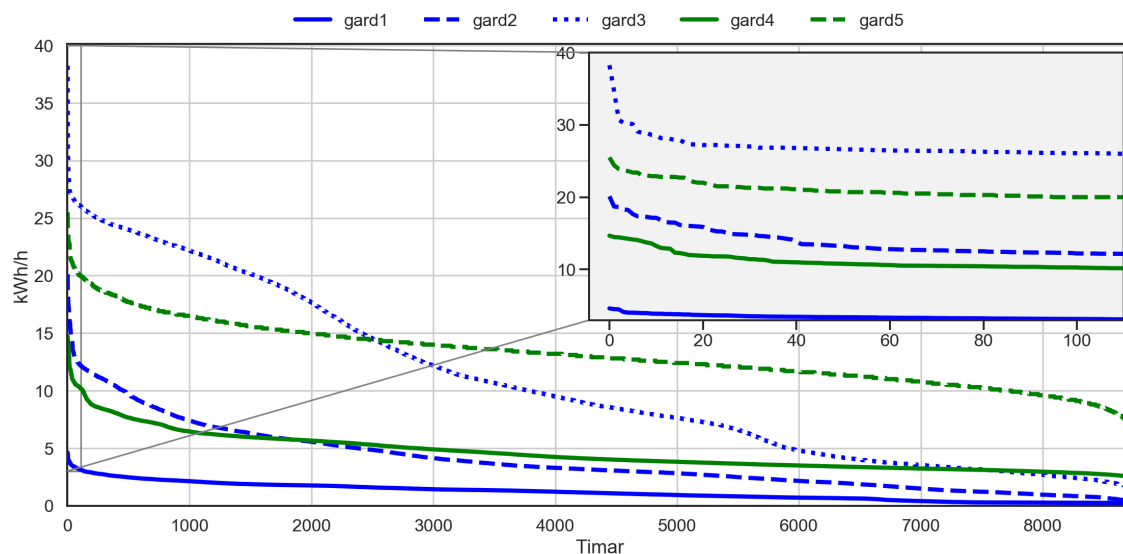
(d) Gardsbruk nr. 4: Grisehus (40 MWh)



(e) Gardsbruk nr. 5: Mjølkebruk + 2 hushald (114 MWh)

Figur 4.3: Forbruksmønster for hvert gardsbruk visualisert som varmekart. Kvar rute korresponderer med månaden på y-aksen og timenummeret på x-aksen; Ruta øvst til venstre svarar til det gjennomsnittlege straumforbruket mellom kl. 00:00 og 01:00 i januar. Fargen i kvar rute korresponderer med fargeskalaen over diagrammet.

Frå varigheitskurvene i Figur 4.4 kan ein sjå at gardsbruk nr. 3 har det høgaste timesforbruket gjennom året. Gardsbruk nr. 5 har eit jamnt litt høgare forbruk årsforbruk. Det same gjeld gardsbruk nr. 2 og 4. Maksimalforbruket til gardsbruk nr. 2 er høgare enn gardsbruk nr. 4, men årsforbruket til gardsbruk nr. 4 er større enn for nr. 2. Årsforbruket til gardsbruk nr. 1 er jamnt lågt i høve til dei andre gardsbruka.



Figur 4.4: Varigheitskurver for straumforbruket til gardsbruka. Framstillinga viser forbruket per time i året, sortert etter forbruk. Timane med høgast forbruk er lagt til venstre. Forbruket er i kilowatttime i timen [kWh/h].

4.1.1 Diskusjon

Hushald og gardsbruk er valde etter forventa potensial for effektutjamning. Fem av seks hushald i studien er einebustader, og tre av desse har ein elbil knytt til hushaldet. Leilegheita har eit forventa lågt potensial for nettleigesparing, grunna lågt årsforbruk, og er tatt med for å bekrefte dette. Sidan det berre er ei leilegheit med i studien kan ein ikkje nødvendigvis dra slutningar frå resultatata sidan denne ikkje nødvendigvis er representativ for andre leilegheiter. For alle hushalda er bruksarealet, årsforbruket, oppvarmingskjelde og elbil vurdert som viktige parameter for potensialet for effektutjamning. Andre variablar, som talet på personar i hushaldet, kan innehalde meir informasjon. Dette vart ikkje inkludert, for å gjere forbrukskurvene så anonyme som råd. Gardsbruka i studien er av vidt forskjellige storleikar. Gardsbruk nr. 5 inneheld òg to bustadhus. For gardsbruka er talet på dyr og kraftkrevande laster rekna som dei viktigaste indikatorane på sparingspotensialet. Det er forventa at gardsbruk nr. 2 og 3 vil ha det største økonomiske insentivet til å jamne ut forbruket. Desse to gardsbruka har to effekttoppar i løpet av dagen og jamnt lågt forbruk elles.

For å kunne samanlikne resultat frå dei ulike hushalda og gardsbruka må datapunkta kome frå same tidsperiode. Års- og sesongforskjellar er ofte viktige for straumforbruket. Dei fleste hushalda og gardsbruka er lokalisert på vestlandet, men nokre av hushalda og eitt av gardsbruka er frå andre landsdelar. Dette kan ha innvirkning på mellom anna temperatur, og difor òg straumforbruk. Desse forskjellane vil gje utslag i forbruksmønsteret, visualisert i Figur 4.1 og 4.4, og det totale årsforbruket, presentert i Tabell 4.1 og 4.2, og er difor ikkje tatt vidare omsyn til. Det er òg nødvendig med målepunkt for eit heilt år. Dei fleste måleseriane inneheld data for 8. februar 2019 til og med 7. februar 2020. Hushald nr. 4 er forskuva med ein dag, og gardsbruk nr. 4 er forskuva to dagar i høve til dette. Dette vert rekna som ein neglisjerbar forskjell.

4.2 Konsekvens av endra nettleigestruktur

Om RME sitt forslag om endring i nettleigestruktur vert sett i kraft vil det påvirke alle sluttbrukarar av straum i Noreg. Korleis dette vil slå ut vil avhenge av sluttbrukaren sitt straumforbruk, nettselskap og korleis den nye nettleigestrukturen vert utforma. Sluttbrukarar med store effekttoppar, og elles lågt forbruk er forventa å få høgare nettleige ved innføring av effektariffar. Sluttbrukarar med jamnt forbruk er forventa å få lågare nettleige ved innføring av effektariffar. For å anslå korleis endringane vil slå ut for hushalda og gardsbruka i denne studien er det tatt utgangspunkt i modellane og eksempelprisane frå høyringsdokumentet [8].

For kvart hushald og gardsbruk er dagens energibaserte nettleige og nettleiga med dei tre foreslåtte modellane estimert. Energitariff-nettleiga er ikkje den faktiske nettleiga sluttbrukarane betalte for perioden dataserien er frå, men eit estimat på grunnlag av RME sine estimerte prisar. Tabell 4.3 viser korleis hushalda og gardsbruka kjem ut ved endring av nettleigestrukturen utan å endre noko anna.

Tabell 4.3: Endring i nettleige frå energitariff til effektariff, om ingenting anna vert endra. Alle tal i kroner er inkl. mva på 25 %. Prosentandelane er rekna på grunnlag av dagens nettleigestruktur, energitariff. Positiv endring er definert som ein auke i nettleige frå energitariff til effektariff.

	Nettleige [NOK]		Endring [NOK] / % av energitariff		
	Energitariff		Abo. effekt	Målt effekt	Sikringsdiff.
Hushald nr.	1	8 184	-123 / -1,5 %	299 / 3,7 %	-624 / -7,6 %
	2	8 540	-418 / -4,9 %	-331 / -3,9 %	-1 314 / -15,4 %
	3	10 233	42 / 0,4 %	-41 / -0,4 %	-407 / -4,0 %
	4	5 516	370 / 6,7 %	627 / 11,4 %	469 / 8,5 %
	5	4 378	-65 / -1,5 %	369 / 8,4 %	872 / 19,9 %
	6	6 563	-131 / -2,0 %	-199 / -3,0 %	132 / 2,0 %
Gardsbruk nr.	1	4 962	-199 / -4,0 %	44 / 0,9 %	16 / 0,3 %
	2	10 454	2 601 / 24,9 %	2 258 / 21,6 %	2 861 / 27,4 %
	3	24 251	4 267 / 17,6 %	4 568 / 18,8 %	492 / 2,0 %
	4	11 875	-359 / -3,0 %	-1 219 / -10,3 %	-750 / -6,3 %
	5	29 155	-4 498 / -15,4 %	-4 625 / -15,9 %	-8 667 / -29,7 %

4.2.1 Diskusjon

For dei fleste hushalda er endringa frå energitariff til abonnert effekt utan stor endring i nettleiga. For modellen abonnert effekt er hushald nr. 4 einaste hushald der endringa er over 5 %. Dette hushaldet har i utgangspunktet eit lågt forbruk i høve til resten av hushalda, men med relativt stor forskjell mellom høglast- og låglasttimane i året, jamfør Figur 4.1. For modellen målt effekt er det igjen hushald nr. 4 som har størst prosentvis

endring av nettleige. For modellen sikringsdifferensiert nettleige er variasjonen større, med endring frå -15 % til 20 % auke hjå hushalda.

Dei ulike gardsbruka har større variasjon i forbruksmønster. Dei to tradisjonelle mjølkebruka, med to relativt store effekttoppar i løpet av dagen, kjem verst ut av endringa. Gardsbruk nr. 5 har eit jamnt høgt forbruk med lite variasjon, og kjem godt ut av endringa med 4 498 kr eller meir spart i høve til dagens energibaserte nettleige.

4.3 Insentiv til effektutjamning

Føremålet med å endre nettleigestrukturen er å oppnå ei meir rettferdig fordeling av nettleiga, og å gi sluttbrukarar insentiv til å endre forbruket sitt på ein måte som belastar nettet i mindre grad. Kva som er ei rettferdig fordeling av nettleige er utanfor omfanget av denne oppgåva, og vert ikkje diskutert grundigare. Endringa gir sluttbrukarar eit økonomisk insentiv til å jamne ut straumforbruket sitt avhengig av nettleigemodell og -prisar. Sluttbrukarar kan velje å jamne ut straumforbruket sitt på fleire måtar. Insentivet til å jamne ut forbruket med batteri vert estimert i dette delkapittelet.

4.3.1 Maksimal spart nettleige med batteri

Den maksimale sparinga i nettleige for kvart batterisystem og kvar nettleigemodell vart berekna. Dette vart gjort på grunnlag av metoden skildra i delkapittel 3.5.1. Sparingspotensialet, inkludert mva., er presentert i Tabell 4.4. Potensialet er lågast for modellen sikringsdifferensiert nettleige, med omtrent halyparten av sparingspotensialet til modellane abonnert, og målt effekt. Dette maksimale sparingspotensialet avheng av at forbruket lar batteriet utnytte sitt fulle potensial til å kutte effekttoppar. Tala er eit resultat av teoretiske berekningar med føremål å finne eit øvre tak for sparingspotensialet med desse batteria og nettleigeprisane. Det er såleis ikkje gitt at batteriet klarar å spare kvar sluttbrukar for denne summen.

Tabell 4.4: Maksimal spart nettleige for dei ulike modellane og batteristorleikane. Spart nettleige er rekna som differansen med og utan batteri for eit hypotetisk forbruksmønster med størst mogleg sparingspotensial. Sparinga er oppgitt inkl. 25 % mva.

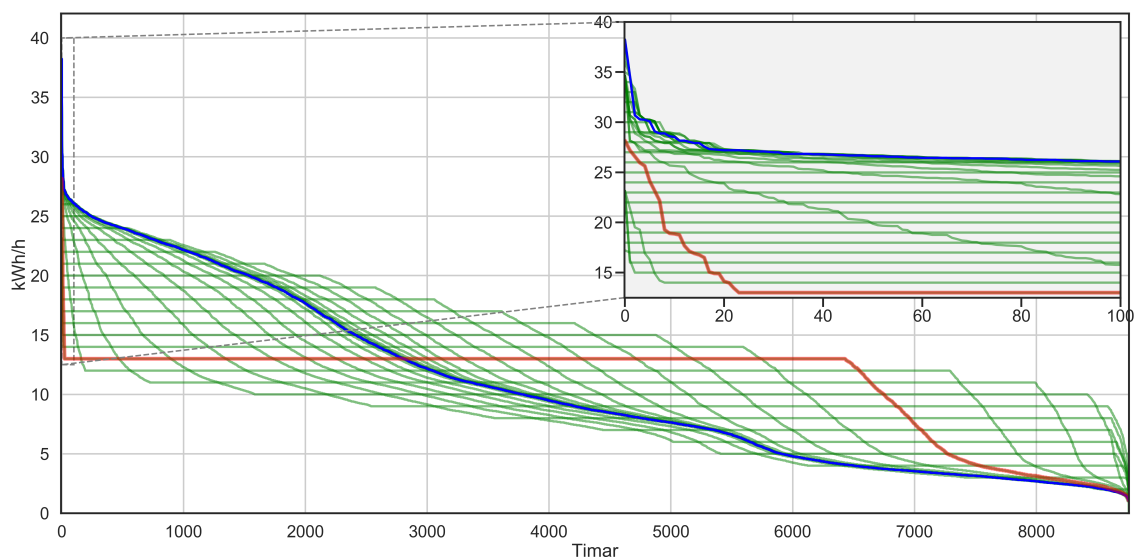
	Lite batteri	Middels batteri	Stort batteri
	5 kWh / 2,5 kW	13,5 kWh / 5 kW	65 kWh / 30 kW
Abonnert effekt	2 531 kr/år	4 219 kr/år	25 312 kr/år
Målt effekt	2 058 kr/år	4 116 kr/år	24 698 kr/år
Sikringsdiff.	1 286 kr/år	2 144 kr/år	12 863 kr/år

4.3.2 Batterisimulering

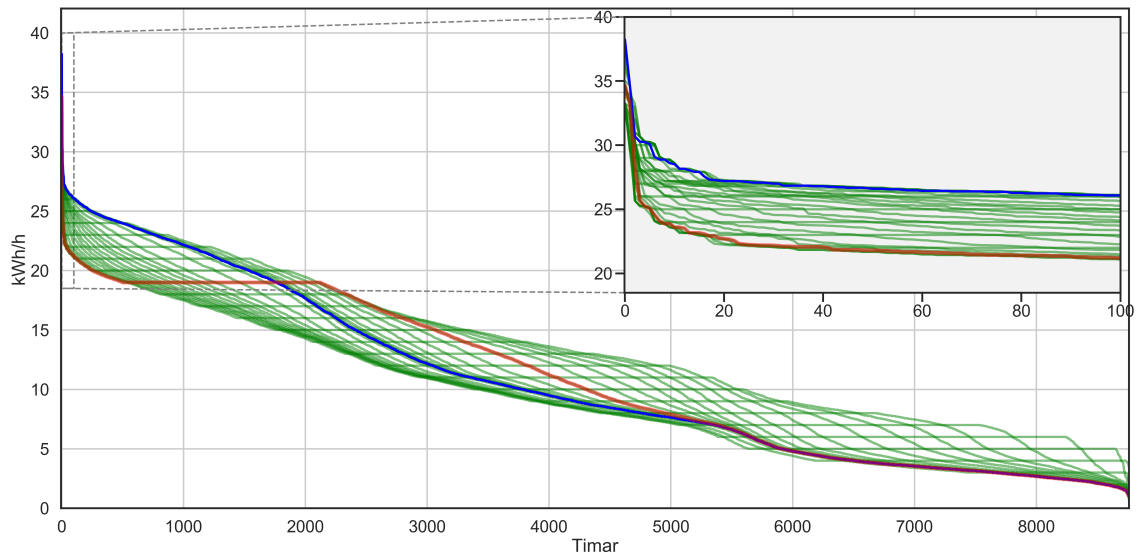
Den enkelte sluttbrukar vil ikkje nødvendigvis oppnå den maksimale sparinga presentert i forrige delkapittel ved installasjon av eit batterisystem. Sparinga avheng òg av forbruksmønsteret. For å anslå årleg spart nettleige for hushalda og gardsbruka i denne studien vart effekttoppkutting med batteri simulert. Simuleringane vart køyrd for alle hushald og gardsbruk i denne studien. Kun resultat frå gardsbruk nr. 3 er vist i dette delkapittelet,

som eit døme på resultatata frå batterisimuleringa. Å inkludere resultat frå alle hushald og gardsbruk her ville vere unødvendig og uoversikteleg. Resultat av simuleringane for dei andre hushalda og gardsbruka er å finne i Vedlegg C.1.

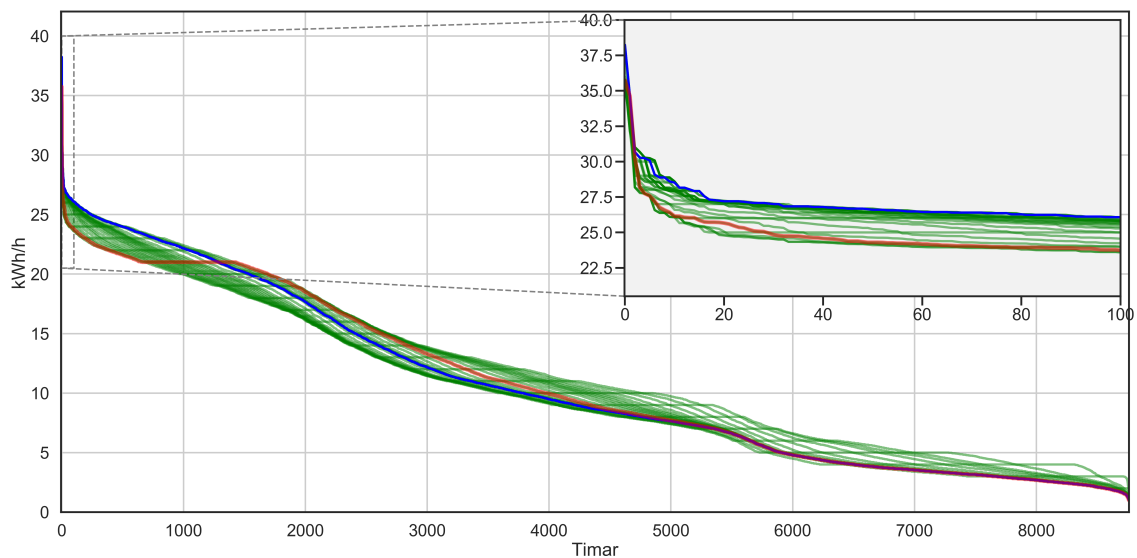
Batterialgoritmen presentert i delkapittel 3.4 vart køyrd for kvar måleserie. Effekttak nytta i simuleringane var kvart heiltalssteg i kWh/h frå 1 kWh/h opp til maksimalforbruket i måleserien. Resultatet av simuleringane er ei forbrukskurve for kvar kombinasjon av effekttak og batteristorleik. Figur 4.5 viser dei resulterande varigheitskurvene frå batterisimulering med ulike effekttak ved gardsbruk nr. 3. Her er det største batteriet nytta, med 65 kWh kapasitet og 30 kW omformareffekt. Det originale forbruket, blå heiltrukken line, har ein topplasttime på 38,2 kWh/h. Det store batteriet klarar å halde forbruket innanfor effekttaket alle timane i døgnet, om det er satt til 18 kW eller høgare. For effekttak under 18 kW vil avgrensingar i batterikapasitet eller omformarkapasitet hindre batteriet i å kutte alle effekttoppar til effekttaket. Med $P_{\text{tak}} = 13$ kWh/h klarar batteriet å halde forbruket innanfor effekttaket, med unntak av 23 timar i løpet av året. Dette viser seg å vere effekttaket som resulterer i lågast nettleige med modellen abonnert effekt (sjå delkapittel 4.3.3 for nettleigeestimering). Dette resulterer i den raude lina i Figur 4.5 med eit jamnt forbruk på 13 kWh/h for over seks tusen av timane i året, og ein topplasttime på 28,2 kWh/h. Tilsvarande simuleringar vart gjort for dei to andre batteristorleikane i Tabell 3.1, sjå Figur 4.6 og 4.7. Desse simuleringane vart køyrd for alle måleseriane for ein tidsperiode på eitt år, jf. Vedlegg C.1. I alle simuleringane startar batteriet fullada. Effektiviteten i Tabell 3.1 vert implementert som ein utladingseffektivitet i batterisimuleringane. Altså er tilført energi frå batteriet til anlegget mindre enn batteriet si endring i ASoC, absolutt state of charge i kWh, ved utlading.



Figur 4.5: Original og resulterande lastkurver plotta i lag for gardsbruk nr. 3. Framstillinga viser forbruket per time i året, sortert etter forbruk. Timane med høgast forbruk er lagt til venstre. Forbruket er i kilowattime i timen [kWh/h]. Her er den blå, heiltrukne linja originalforbruket. Dei grøne, stipla linene er resultat av batterisimulering med ulike effekttak. Her er det største batteriet på 65 kWh og 30 kW omformareffekt simulert. Den raude lina tilsvarer simulering med eit ynskt effekttak på 13 kWh/h.



Figur 4.6: Original og resulterande lastkurver plotta i lag for gardsbruk nr. 3. Framstillinga viser forbruket per time i året, sortert etter forbruk. Timane med høgast forbruk er lagt til venstre. Forbruket er i kilowatttime i timen [kWh/h]. Her er den blå, heiltrukne linja originalforbruket. Dei grønne, stipla linene er resultat av batterisimulering med ulike effekttak. Her er det mellomste batteriet på 13,5 kWh og 5 kW omformareffekt simulert. Den raude linja tilsvarer simulering med eit ynskt effekttak på 19 kWh/h.



Figur 4.7: Original og resulterande lastkurver plotta i lag for gardsbruk nr. 3. Framstillinga viser forbruket per time i året, sortert etter forbruk. Timane med høgast forbruk er lagt til venstre. Forbruket er i kilowatttime i timen [kWh/h]. Her er den blå, heiltrukne linja originalforbruket. Dei grønne, stipla linene er resultat av batterisimulering med ulike effekttak. Her er det minste batteriet på 5 kWh og 2,5 kW omformareffekt simulert. Den raude linja tilsvarer simulering med eit ynskt effekttak på 21 kWh/h.

Diskusjon av batterisimulering

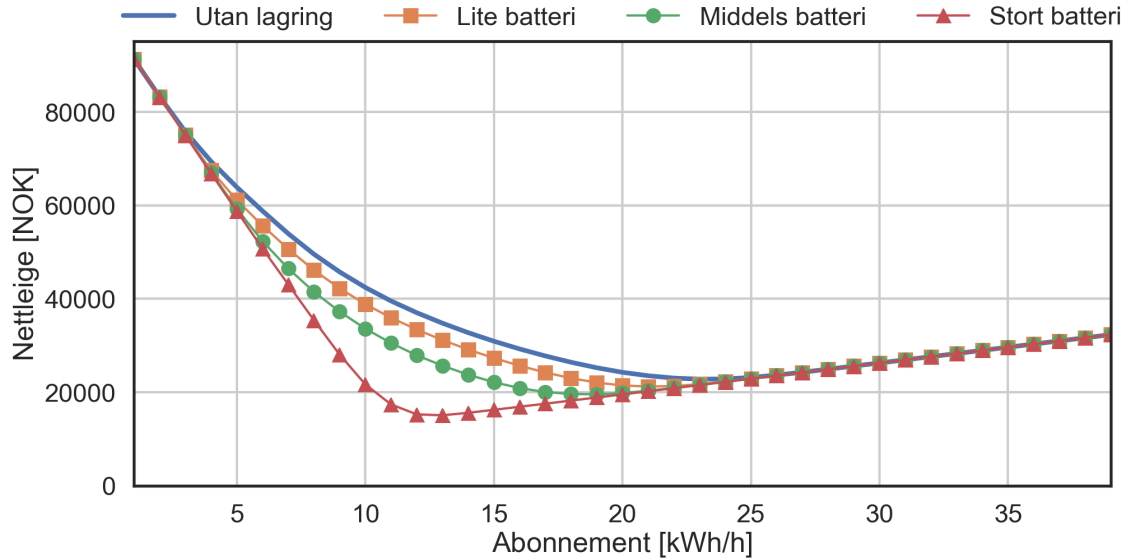
Batterisystema nytta i simuleringane hadde 5 kWh, 13,5 kWh og 65 kWh nyttekapasitet og ein maksimaleffekt høvesvis 3,5 kW, 5 kW og 30 kW. Det vart fokusert på at batterisystema skulle representere reelle batterisystem. Ein konsekvens av dette er at hoppet frå middels til stort batteri vart vesentleg større enn frå lite til middels batteri. Dette kan gi eit feil bilete av resultatata om det ikkje vert teke omsyn til i vurderinga. At nyttekapasiteten til batteriet i praksis degraderer over tid er ikkje teke omsyn til i desse simuleringane. Det er heller ikkje hensyntatt at PowerShaper er kopla på tre fasar, medan dei to andre batteria er einfasesystem. Effektiviteten til dei ulike batterisystema er estimert frå tal i datablad og samtale med leverandør. Desse effektivitetane skal reflektere ein gjennomsnittleg rundturseffektivitet. I realiteten vil effektiviteten avhenge av mange variable faktorar, som overført effekt, alder, temperatur osb. Dette er ikkje hensyntatt. I simuleringane er denne rundturseffektiviteten implementert som ein utladingseffektivitet. Dette betyr at oppladinga av batteriet skjer utan tap, og utladinga skjer med rundturseffektiviteten. Denne forenklinga i simuleringa er ikkje forventa å skape store forskjellar. Ei anna underliggjande antaking i batterisimuleringa er at effekten er konstant lik gjennomsnittseffekten for timesintervallet. Konsekvensar av denne antakinga, og kor god den er vert diskutert i delkapittel 4.4.

4.3.3 Beste effekttak

Dei resulterande forbrukskurvene vart så nytta til å estimere nettleiga for dei ulike batterialternativa og nettleigemodellane. Prisane frå RME sitt høyringsdokument (jf. Tabell 2.1) vart nytta. Metoden skildra i delkapittel 3.5 vart implementert i Python. Forbrukskurvene nytta i vidare utrekningar er dei som minimerer nettleiga for dei tre modellane. Ein del av prosessen for å estimere nettleiga er altså å finne det beste effekttaket for kvar enkelt sluttbrukar og kvar modell. Dette delkapittelet tar for seg resultatata frå nettleigeestimeringa, med resultatata for gardsbruk nr. 3 som døme. Tilsvarende resultat frå nettleigeestimering for kvart hushald og gardsbruk er å finne i Vedlegg C.2.

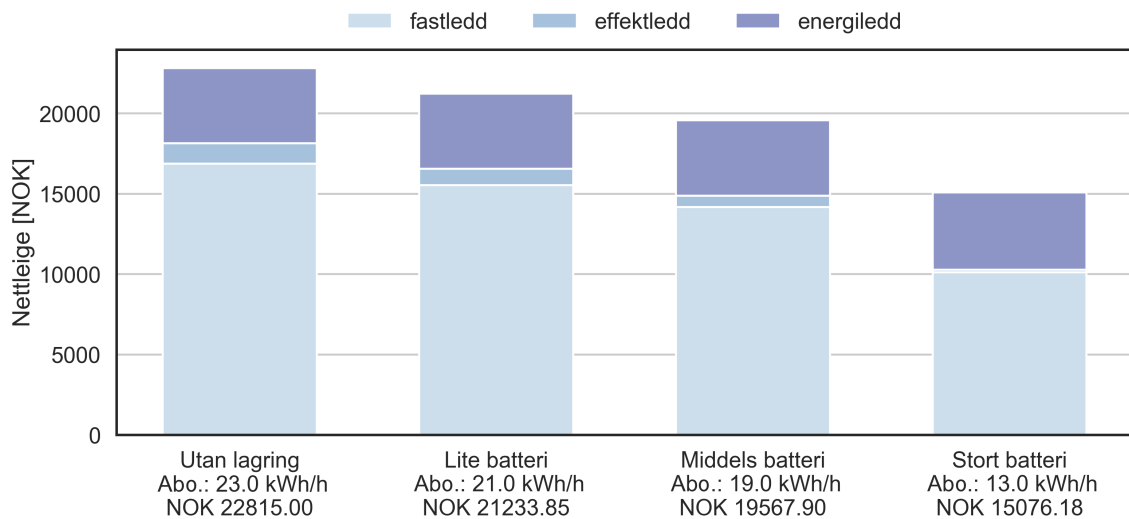
Abonnert effekt

For modellen abonnert effekt vart abonnementstorleiken for kvar resulterande forbrukskurve satt til effekttaket nytta i simuleringar. Altså er $P_{\text{abo}} = P_{\text{tak}}$. Figur 4.8 viser den estimerte nettleiga for kvar abonnementstorleik, for dei originalforbruket og dei tre batterialternativa. Ein ser at for dei største og dei minste abonnementa er forskjellen i nettleige mellom alternativa minimal. Batteria klarar ikkje å halde forbruket under abonnementstorleiken når effekttaket er for lågt. Når effekttaket er for høgt er det for få timar i året batteriet er i bruk, så det gir lite utslag i nettleiga. Optimalt sett har sluttbrukaren det abonnementet som minimerer nettleiga. I denne simuleringa er det nytta det same effekttaket og abonnementet gjennom heile året. Den lågaste nettleiga oppnår ein med det største batteriet og eit abonnement på 13 kWh/h. Dette tilsvarende den raude lastkurva i Figur 4.5. Med dette effekttaket har batteriet klart å halde forbruket innanfor 13 kWh/h alle unntatt 23 timar i løpet av året. Overforbruket vart då 151 kWh. Om ein valde eit abonnement og effekttak på 14 kWh/h vert overforbruket redusert til 34 kWh fordelt på åtte timar i løpet av året. Denne reduksjonen i overforbruk er mindre enn auken i abonnementspris, og abonnementsstorleiken på 13 kWh/h vert vald ut som den beste i dette høvet. Det beste abonnementsalternativer er 23 kWh/h, 21 kWh/h, 19 kWh/h og 13 kWh/h for høvesvis originalforbruket, lite batteri-, middels batteri- og stort batteri-alternativet. Det er desse abonnementsalternativa og tilhøyrande nettleige som vert vurderte i vidare analyse.



Figur 4.8: Estimert nettleige for ulike abonnements- og batteristorleikar for gardsbruk nr. 3. På x-aksen er abonnementsstorleiken i kWh/h, og på y-aksen er den estimerte nettleiga i norske kroner ekskl. mva.

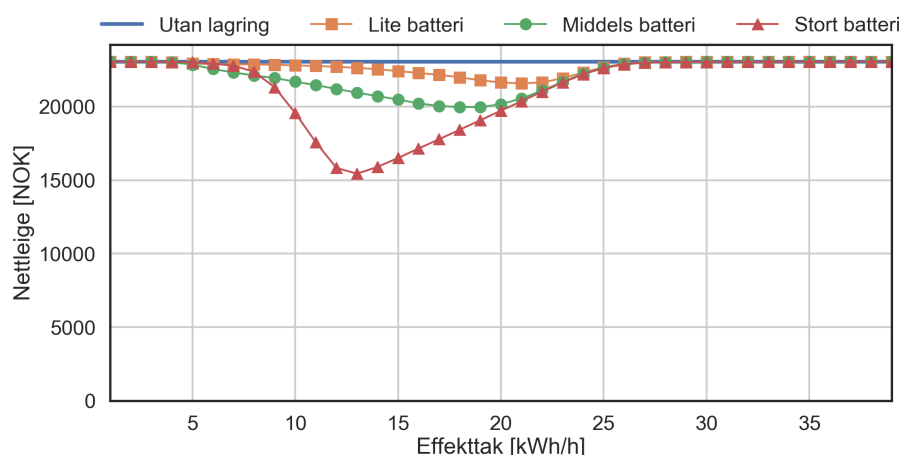
Nettleiga i modellen abonnert effekt består av eit fastledd, effektledd og energiledd. Desse ledda vert vist i Figur 4.9 for den lågaste estimerte nettleiga for dei fire alternativa. Ein ser her at fastleddet varierer med abonnementsstorleiken. Energileddet er om lag likt i alle tilfella. Energileddet vil kunne vere større i alternativa med energilagring, då energi går tapt i energikonverteringsprosessen. Med nettleigeprisane og verknadsgraden nytta her vil denne forskjellen i de fleste tilfeller vere neglisjerbar.



Figur 4.9: Estimert nettleige for den beste abonnementsstorleiken for originalforbruket og dei resulterande forbruka med ulike batteristorleik for gardsbruk nr. 3.

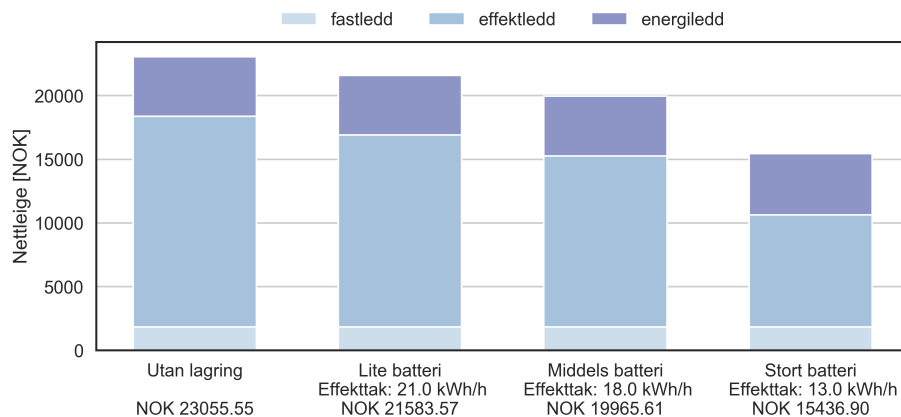
Målt effekt

For modellen målt effekt vil nettleiga vere bestemt av den totale energimengda og det maksimale forbruket kvart døgn, døknmaksen. Figur 4.10 viser den estimerte nettleiga for ulike effekttak for dei fire alternativa: utan lagring, lite batteri, middels batteri og stort batteri. Alternativet utan lagring avheng ikkje av effektttet, då grunnlaget for dette estimatet er originalforbruket før simulering. Som for abonnert effekt, er effektttet likt gjennom året for kvar simulering. Også her klarer ein ikkje å utnytte batteriet godt ved for høge og for låge effekttak. For det minste og middels store batteriet er det optimale effektttet høvesvis 21 kWh/h og 18 kWh/h. Ved høgare batterikapasitet og omformarstorleik vert det optimale effektttet mindre; For det største batteriet er det optimale effektttet 13 kWh/h. Dette er intuitivt, då eit batteri med større kapasitet og maksimaleffekt klarar å kutte effekttoppane i større grad enn eit mindre batteri.



Figur 4.10: Estimert nettleige for originalforbruket ved gardsbruk nr. 3 og resulterande forbruk med ulike effekttak og batteristorleik for modellen målt effekt. På x-aksen er effekttak nytta i simulering, og y-aksen viser estimert nettleige i norske kroner ekskl. mva.

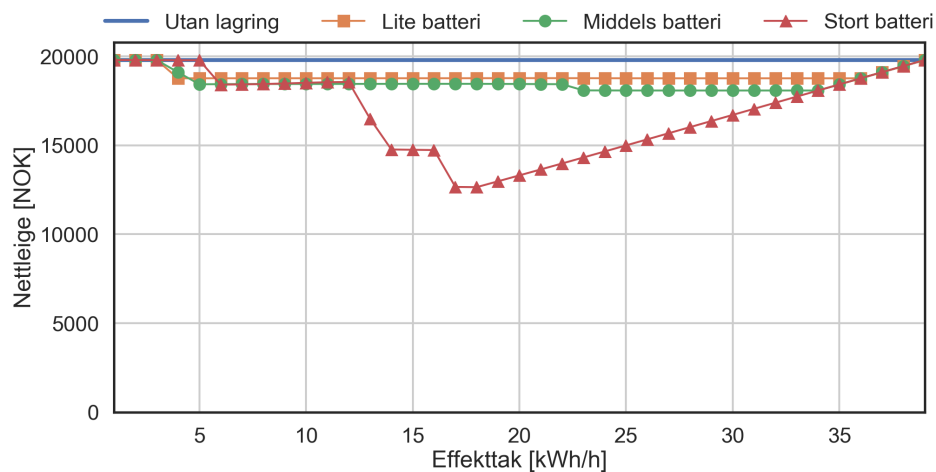
Den estimerte nettleiga for originalforbruket og dei beste alternativa for kvar batteristorleik vert samanlikna vidare i Figur 4.11. Her er den estimerte nettleiga delt opp i fastledd, effektledd og energiledd. For modellen målt effekt er fastleddet konstant, og uavhengig av forbruk. Energileddet er tilnærma likt for dei fire alternativa. Effektleddet varierer som venta med batteristorleik.



Figur 4.11: Estimert nettleige for originalforbruket og resulterande forbruk med beste effekttak for gardsbruk nr. 3 og modellen målt effekt.

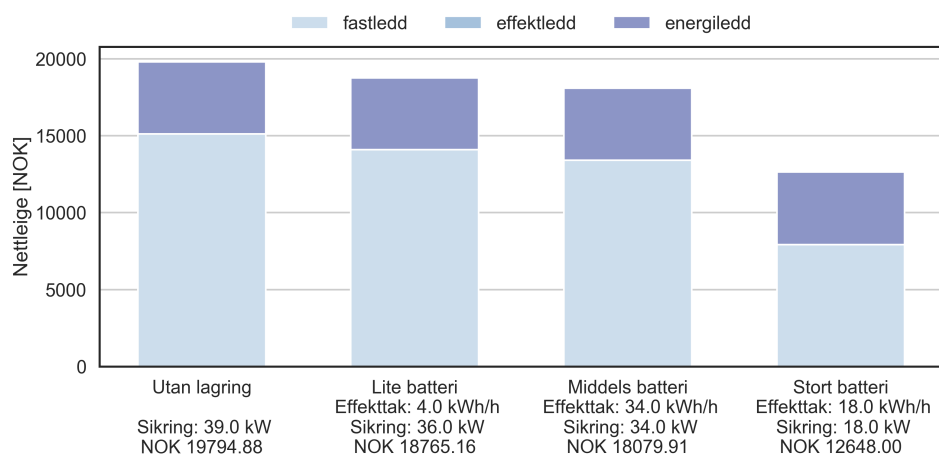
Sikringsdifferensiert nettleige

For modellen sikringsdifferensiert nettleige avheng nettleiga av sikringsstorleik. Sikringsstorleiken er, som forklart i kapittel 3.5, berekna ved å runde opp maksimalforbruket i løpet av året til næraste heiltal. Figur 4.12 viser estimert nettleige for dei ulike batterialternativa og ulike effektak implementert i simuleringa. Dei to minste batteria klarer å kutte maksimalforbruket med 2,5 kWh/h og 5,0 kWh/h, det same som makseffekten til det respektive batteriet. Det store batteriet klarar å kutte årsmaks med 21,0 kWh/h. Dette gir utslag i sikringstak på 36 kWh/h, 34 kWh/h og 18 kWh/h for høvesvis det minste batteriet, middels stort og stort batteri. Den originale sikringsstorleiken vart berekna til 39 kWh/h.



Figur 4.12: Estimert nettleige for originalforbruket ved gardsbruk nr. 3 og resulterande forbruk med ulike effektak og batteristorleik for modellen sikringsdifferensiert nettleige. På x-aksen er effektak nytta i simulering, og y-aksen viser estimert nettleige i norske kroner ekskl. mva.

Ved samanlikning av nettleigene med det best egna effektaket ser ein at energileddet er tilnærma konstant, sjå Figur 4.13. Sparingspotensialet ligg i å kutte fastleddet. Effektledet vert ikkje nytta for modellen sikringsdifferensiert nettleige aleine. Fastleddet varierer med sikringsstorleiken slik at spart nettleige ekskl. mva. for dei tre batterialternativa vert 1 029 kr, 1 715 kr og 5 116 kr sortert etter aukande batteristorleik.



Figur 4.13: Estimert nettleige for originalforbruket og resulterande forbruk med beste effektak for gardsbruk nr. 3 og modellen sikringsdifferensiert nettleige.

Diskusjon

Estimert nettleige vart berekna på grunnlag av RME sine estimerte nettleigeprisar [8]. Resultata vil difor avhenge sterkt av desse. I realiteten vil nettselskap fastsetje dei ulike ledda i nettleiga ut ifrå gjeldande forskrifter. Prisane gir likevel eit overslag på kva sparinga for ulike batteristorleikar vil verte. Overslaga gir eit grunnlag for å diskutere forskjellar mellom dei ulike modellane.

Målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige

Batterialgoritmen nytta i desse simuleringane er uoptimal for modellen målt effekt. For å kutte døgnmaksen så mykje som batteriet har kapasitet til bør det optimale effekttaket bereknast dag for dag. I praksis betyr dette at algoritmen må kunne predikere forbruket basert på historisk forbruk, forbruksplanar eller andre variablar. Slik algoritmen er implementert i denne oppgåva, og grunna timesoppløyte dataseriar, veit algoritmen kva forbruket er den neste timen. Batteriet kuttar forbruket om det er over effekttaket, utan å vite noko om eventuelle effekttoppar fram i tid. Dette kan gi utslag i at batteriet ikkje har kapasitet att til å kutte døgnetts høgaste timesforbruk, og sparinga verte mindre enn ved å spare på batterikapasiteten. Det same gjeld for sikringsdifferensiert nettleige, men då er det årsmaks, og ikkje døgnmaks, som dannar grunnlaget for nettleiga. Batterialgoritmen gir altså ikkje nødvendigvis utslag i så stor sparing som mogleg med eit gitt batteri for modellane målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige.

Abonnert effekt

For modellen abonnert effekt er batterialgoritmen nytta i desse simuleringane optimal. Algoritmen, skildra i kapittel 3.4, kuttar effekttoppar ved eit fast effekttak så lenge batteriet og omformar har kapasitet til dette. Ved å setje effekttaket lik abonnementstorleiken vert batteriet nytta til det fulle for minimering av nettleige ved abonnert effekt. Ein smartare, prediktiv algoritme vil ikkje klare å kutte meir enn denne enkle algoritmen. Nettleigemodellen tar kun hensyn til kor mykje forbruk som er over abonnementet, ikkje kva tid det er overforbruk. Eit overforbruk på 2 kWh/h i eitt timesintervall gir like stort utslag i nettleiga som eit overforbruk på 1 kWh/h i to timesintervall. Å spare på kapasiteten til den høgaste effekttoppen i løpet av dagen vil altså ikkje løne seg med modellen abonnert effekt, i motsetning til modellen målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige. Om abonnementet ikkje var fast gjennom året, men variere med forbruket kunne nettleiga potensielt gi eit insentiv for effekttoppkutting oftare og utnytte batteriet i større grad, jf. høyringssvar i Vedlegg B. Dette er ikkje lagt opp til i høyringsdokumentet, og difor ikkje rekna med i denne oppgåva.

4.3.4 Estimere spart nettleige

Insentivet for effekttoppkutting for dei ulike gardsbruka og hushalda vart samanlikna. Dette økonomiske insentivet vil bestå av spart nettleige og spart meirverdiavgift, mva. Spart nettleige vart estimert på grunnlag av estimerte nettleige utan lagring og med ulik grad av energilagring. Desse verdiane er presentert i Figur 4.9, 4.11 og 4.13 for gardsbruk nr. 3. Tilsvarende verdiar vart estimerte for alle gardsbruka og hushalda. Spart nettleige, inkludert mva, er presentert i Tabell 4.6 og 4.5 for høvesvis gardsbruka og hushalda. I tillegg vart spart nettleige berekna som prosentandel av nettleiga med energitariff, tilsvarende dagens nettleige. Dette for å kunne samanlikne insentivet på tvers av nettleigemodell og case.

Tabell 4.5: Årleg nettleige og maksimal sparing for dei eksempelhushalda med ulike batteri for modellane abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige. Alle prisar er inkl. mva på 25 %. Prosentandelane er rekna på grunnlag av dagens nettleigestruktur, energitariff.

Modell	Nettleige [NOK]	Sparing [NOK] / % av energitariff			
	Utan lagring	Lite batteri	Middels batteri	Stort batteri	
Hushald #1	Energitariff	8 184	-	-	-
	Abo. effekt	8 061	1 229 / 15,0 %	1 457 / 17,8 %	1 473 / 18,0 %
	Målt effekt	8 483	1 085 / 13,3 %	1 390 / 17,0 %	1 400 / 17,1 %
	Sikring	7 559	857 / 10,5 %	1 711 / 20,9 %	2 132 / 26,0 %
Hushald #2	Energitariff	8 540	-	-	-
	Abo. effekt	8 122	598 / 7,0 %	1 123 / 13,1 %	1 415 / 16,6 %
	Målt effekt	8 209	525 / 6,1 %	860 / 10,1 %	1 072 / 12,5 %
	Sikring	7 227	429 / 5,0 %	857 / 10,0 %	1 282 / 15,0 %
Hushald #3	Energitariff	10 233	-	-	-
	Abo. effekt	10 275	1 027 / 10,0 %	1 369 / 13,4 %	1 544 / 15,1 %
	Målt effekt	10 192	756 / 7,4 %	1 116 / 10,9 %	1 392 / 13,6 %
	Sikring	9 826	857 / 8,4 %	2 143 / 20,9 %	2 991 / 29,2 %
Hushald #4	Energitariff	5 516	-	-	-
	Abo. effekt	5 886	785 / 14,2 %	1 107 / 20,1 %	1 381 / 25,0 %
	Målt effekt	6 143	700 / 12,7 %	999 / 18,1 %	1 171 / 21,2 %
	Sikring	5 984	429 / 7,8 %	1 285 / 23,3 %	1 709 / 31,0 %
Hushald #5	Energitariff	4 378	-	-	-
	Abo. effekt	4 313	439 / 10,0 %	446 / 10,2 %	445 / 10,2 %
	Målt effekt	4 747	494 / 11,3 %	507 / 11,6 %	529 / 12,1 %
	Sikring	5 250	1 286 / 29,4 %	1 713 / 39,1 %	1 712 / 39,1 %
Hushald #6	Energitariff	6 563	-	-	-
	Abo. effekt	6 432	640 / 9,8 %	773 / 11,8 %	905 / 13,8 %
	Målt effekt	6 363	461 / 7,0 %	569 / 8,7 %	634 / 9,7 %
	Sikring	6 695	857 / 13,1 %	1 286 / 19,6 %	1 713 / 26,1 %

Tabell 4.6: Årleg nettleige og maksimal sparing for dei fem gardsbruka med ulike batteri for modellane abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige. Alle prisar er inkl. mva på 25 %. Prosentandelane er rekna på grunnlag av dagens nettleigestruktur, energitariff.

	Modell	Nettleige [NOK]	Sparing [NOK] / % av energitariff		
		Utan lagring	Lite batteri	Middels batteri	Stort batteri
Gardsbruk #1	Energitariff	4 962	-	-	-
	Abo. effekt	4 763	511 / 10,3 %	538 / 10,8 %	592 / 11,9 %
	Målt effekt	5 006	394 / 7,9 %	413 / 8,3 %	423 / 8,5 %
	Sikring	4 978	857 / 17,3 %	857 / 17,3 %	857 / 17,3 %
Gardsbruk #2	Energitariff	10 454	-	-	-
	Abo. effekt	13 054	1 933 / 18,5 %	3 442 / 32,9 %	4 144 / 39,6 %
	Målt effekt	12 712	1 596 / 15,3 %	2 854 / 27,3 %	3 781 / 36,2 %
	Sikring	13 315	1 286 / 12,3 %	2 144 / 20,5 %	6 395 / 61,2 %
Gardsbruk #3	Energitariff	24 251	-	-	-
	Abo. effekt	28 519	1 976 / 8,1 %	4 059 / 16,7 %	9 674 / 39,9 %
	Målt effekt	28 819	1 840 / 7,6 %	3 862 / 15,9 %	9 523 / 39,3 %
	Sikring	24 744	1 287 / 5,3 %	2 144 / 8,8 %	8 934 / 36,8 %
Gardsbruk #4	Energitariff	11 875	-	-	-
	Abo. effekt	11 516	459 / 3,9 %	580 / 4,9 %	677 / 5,7 %
	Målt effekt	10 655	740 / 6,2 %	937 / 7,9 %	1 090 / 9,2 %
	Sikring	11 125	857 / 7,2 %	2 143 / 18,0 %	2 143 / 18,0 %
Gardsbruk #5	Energitariff	29 155	-	-	-
	Abo. effekt	24 657	1 316 / 4,5 %	2 141 / 7,3 %	3 086 / 10,6 %
	Målt effekt	24 530	1 132 / 3,9 %	2 041 / 7,0 %	2 835 / 9,7 %
	Sikring	20 489	1 286 / 4,4 %	2 143 / 7,4 %	4 270 / 14,6 %

4.3.5 Diskusjon

Ved innføring av effekttariffar har kvart hushald og gardsbruk med eit minimum av forbruksvariasjon gjennom døgnnet eit potensial for å spare nettleige. Dei ulike batterisystema klarar å dra nytte av dette potensialet i ulik grad. Ved å samanlikne resultatata i Tabell 4.5 og 4.6 med den største moglege sparinga i Tabell 4.4 kan ein sjå kva for hushald og gardsbruk som har størst potensial for sparing. Ein kan òg sjå kva for batterisystem som nyttar potensialet best for kvart hushald og gardsbruk. Sparingspotensialet avheng òg av nettleigemodellen.

Abonnert effekt

Maksimal spart nettleige for modellen abonnert effekt med lite batteri er 2 531 kr/år. Av hushalda er det hushald nr. 1 som nyttar sparingspotensialet til det minste batteriet best, med 1 229 kr/år spart nettleige. Altså i underkant av halvparten av potensialet for sparing med det minste batteriet. Sparingspotensialet med middels og stort batteri er høvesvis 4 219 kr/år og 25 312 kr/år. Ingen av hushalda klarar å nytte sparingspotensialet meir enn hushald nr. 1, med høvesvis 35 % og 6,1% utnyttta sparingspotensial med det mellomste og store batteriet. Det største batteriet er i stor grad underutnytta for alle hushalda. For hushald nr. 5, leilegheita, er sparinga 439 kr/år med det minste batteriet. Sparinga aukar kun med 1,6 % for dei større batteristorleikane. Det løner seg altså ikkje med eit større batteri enn det minste for dette føremålet.

Fleire av gardsbruka utnyttar sparingspotensialet i større grad enn hushalda. Dei to tradisjonelle mjølkebruka, gardsbruk nr. 2 og 3, nyttar høvesvis 76 % og 78 % av sparingspotensialet til det minste batteriet. Dette er gardsbruka med to tydelege effekttoppar i løpet av døgnet. Dei nyttar sparingspotensialet til det mellomste batteriet med høvesvis 82 % og 96 %, og det største batteriet 16 % og 38 %. Gardsbruk nr. 5, med eit høgt årsforbruk, men ikkje veldig tydelege effekttoppar, nyttar 52 %, 51 % og 12 % av sparingspotensialet med høvesvis lite, middels og stort batteri.

Målt effekt

Sparingspotensialet med modellen målt effekt er størst for forbrukskurver med relativt høge døgnmaksar i høve til gjennomsnittsförbruk mange dagar i året. Dette er sluttbrukarane som har den største auka i nettleige frå energitariff til målt effekt, om ingenting anna vert endra. Dette er sant for hushald og gardsbruk med to tydelege effekttoppar i løpet av dagen. Med det minste batteriet er sparinga størst hjå hushald nr. 1 og gardsbruk nr. 3, med høvesvis 51 % og 89 % av sparingspotensialet til batteriet utnyttta. Med unntak frå hushald nr. 1 sparar hushalda mindre enn 1000 kr/år på nettleiga med eit lite batteri. Kun hushald nr. 1 og 3 sparar meir enn 1000 kr/år med det mellomste batteriet, i tillegg til gardsbruk nr. 2, 3 og 5. Kun gardsbruk nr. 2, 3 og 5 nyttar meir enn 10 % av sparingspotensialet til det store batteriet med modellen målt effekt. Gardsbruk nr. 3 kan spare 9 523 kr/år, noko som tilsvarer 26 % av sparingspotensialet til det store batteriet og 39,3 % av dagens nettleige.

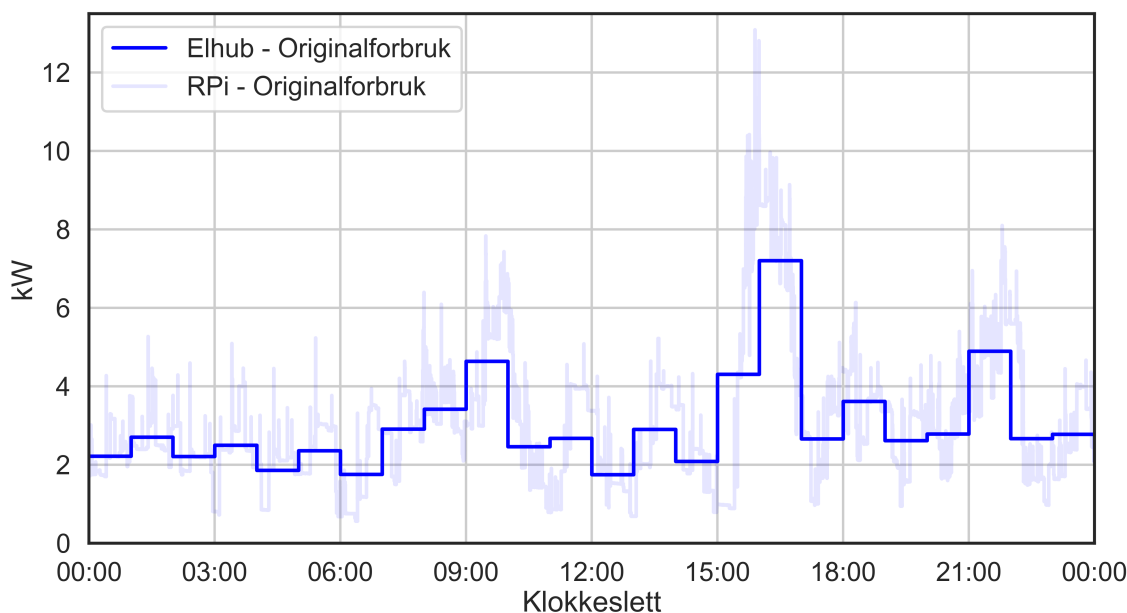
Sikringsdifferensiert nettleige

Med modellen sikringsdifferensiert nettleige klarar hushald nr. 5 og gardsbruk nr. 2, 3 og 5 å maksimere sparinga med det minste batteriet. Dette tilsvarer eit sparing på 1 286 kr/år inkl. mva. For hushald nr. 5 tilsvarar dette 29,3 % av den originale nettleiga og vert oppnådd ved å sikre ned frå 6 kW til 3 kW. Om det originale sikringsnivået er realistisk, og om å sikre ned i så stor grad er oppnåeleg vert diskutert i delkapittel 4.4. Hushald nr. 3 og gardsbruk nr. 2, 3, 4 og 5 maksimerer sparinga med det mellomste batteriet. Dette inneber å sikre ned tilsvarande 5 kWh/h. Ingen av hushalda klarar å utnytte meir enn ein fjerdedel av sparingspotensialet til det største batteriet. Ingen av gardsbruka klarar å utnytte heile potensialet til det store batteriet. Dei to tradisjonelle mjølkebruka, gardsbruk nr. 2 og 3, er nærast med høvesvis 50 % og 69 % av sparingspotensialet. Dette tilsvarar å sikre ned frå kWh/h til 6 kWh/h for gardsbruk nr. 2, og frå 39 kWh/h til 18 kWh/h for gardsbruk nr. 3.

4.4 Konsekvensar av ulik tidsoppløysing

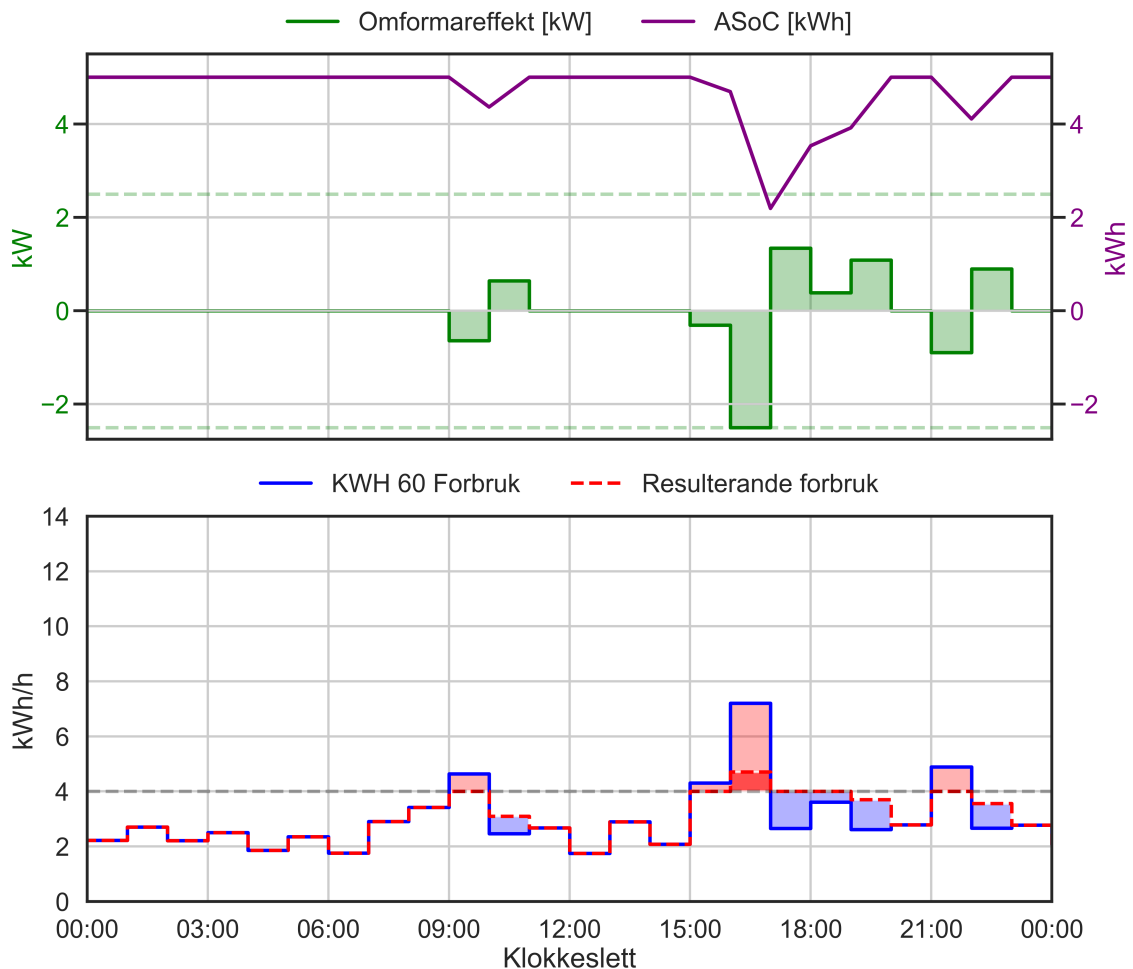
Validiteten til dei føregåande resultatata avheng av kor nøyaktig dataseriane frå Elhub skildrar det faktiske straumforbruket. For å sjå effekten av forskjellig tidsoppløysing vart batterisimuleringsalgoritmen nytta på datasett med høgare tidsoppløysing. Det resulterande forbruket vart samanlikna med resultatet frå timesoppløyste data. Eit døme på dette er skildra under.

Ved hushald nr. 1 vart straumforbruket loggført frå HAN-porten i over ein måned ved hjelp av ein Raspberry Pi, ei ettkortsdatamaskin frå no kalla RPi. I Figur 4.14 er dette loggførte straumforbruket visualisert over ein tilfeldig dag. Denne måleserien har ei oppløysing på eitt målepunkt per andre sekund. Forbrukskurven med lågare oppløysing er måleserien frå Elhub for same hushald og same dag. Same AMS-målar har loggført begge forbrukskurvene, men i måleserien sendt til Elhub er forbruksverdiene aggregerte på timesbasis. Eininga for Elhub-måleserien er eigentleg kWh/h, men her er kW nytta for begge måleseriane. Dette reflekterer antakinga at forbruket er konstant lik gjennomsnittsverdien av forbruket for kvart timesintervall. Dette er i praksis den underliggjande antakinga ved simuleringa med Elhub-data. I følge måleserien frå Elhub har forbruket eit maksimum på 7,2 kWh/h frå 16:00 til 17:00. RPi-måleserien har eit maksimum på 13,1 kW kl. 15:53:52. Gjennomsnittsförbruket dette døgnet er 3,0 kW. Ved å setje eit effekttak på 4,0 kW får me tre effekttoppar i løpet av døgnet der forbruket er over 4 kWh/h: frå 08:00 til 09:00, frå 15:00 til 17:00 og frå 21:00 til 22:00. Batterisimuleringa vart køyrd med dette effekttaket på grunnlag av Elhub- og RPi-data frå same døgnet kvar for seg.



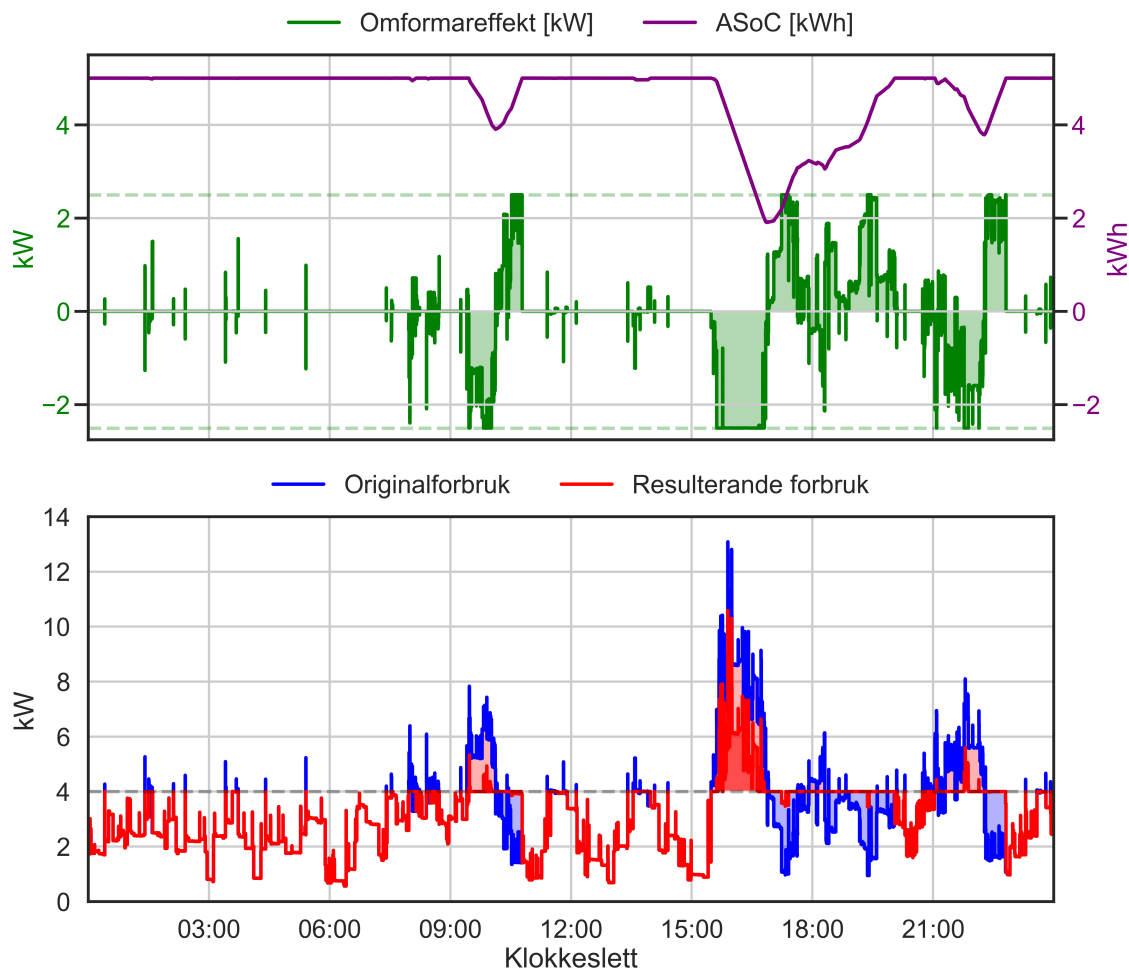
Figur 4.14: Forbrukskurver henta frå Elhub og loggført av RPi for ein tilfeldig dag ved hushald nr. 1. Y-aksen viser forbruket i kW, og x-aksen viser klokkeslettet.

Resultatet av ei simulering med det minste batterialternativet og eit effekttak på 4 kWh/h for Elhub-måleserien er vist i Figur 4.15. Batteriet klarar å kutte den fyrste effekttoppen mellom kl. 9 og kl. 10. Ved dagens andre effekttopp, kl. 16 - kl. 17, er ikkje omformaren stor nok til å kutte effekttoppen ned til 4 kWh/h. Batteriet og omformaren leverer her maksimal effekt på 2,5 kW, så det resulterande forbruket endar på 4,7 kWh/h. Døgnet sine siste effekttopp frå 21:00 til 22:00 vert kuttet til 4 kWh/h. Batteriet når aldri nedre grense for ladetilstanden, men omformaren leverer maksimal effekt frå kl 16:00 til 17:00.



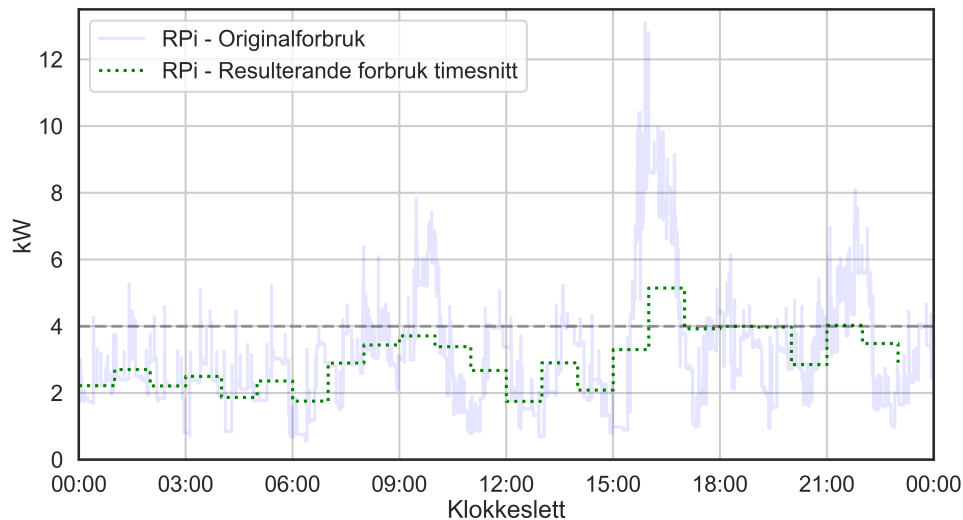
Figur 4.15: Original forbrukskurve frå Elhub (blå, heiltrukken) og estimert forbruk etter batterisimulering for hushald nr. 1 (raud, stipla). Effekttaket simulert her er 4,0 kW, illustrert med ei stipla line i nedre plott. I øvre plott er omformareffekten i kW (grøn) og ladetilstanden til batteriet i kWh (lilla) vist. Den grøne stipla lina ved 2,5 kW og -2,5 kW viser makseffekten til omformaren. X-aksen viser klokkeslettet i løpet av døgnet.

Deretter vart same simulering køyrd med grunnlag i RPi-måleserien, sjå Figur 4.16. I dette tilfellet klarte batteriet å kutte døgnet fyrste og tredje effekttopp, med unntak av nokre minutt. Dagens andre effekttopp vert redusert, men ikkje til effektaket på 4 kW. Batteriet når aldri nedre grense for ladetilstanden, men omformaren leverer maksimal effekt i 79 minutt i løpet av døgnet.



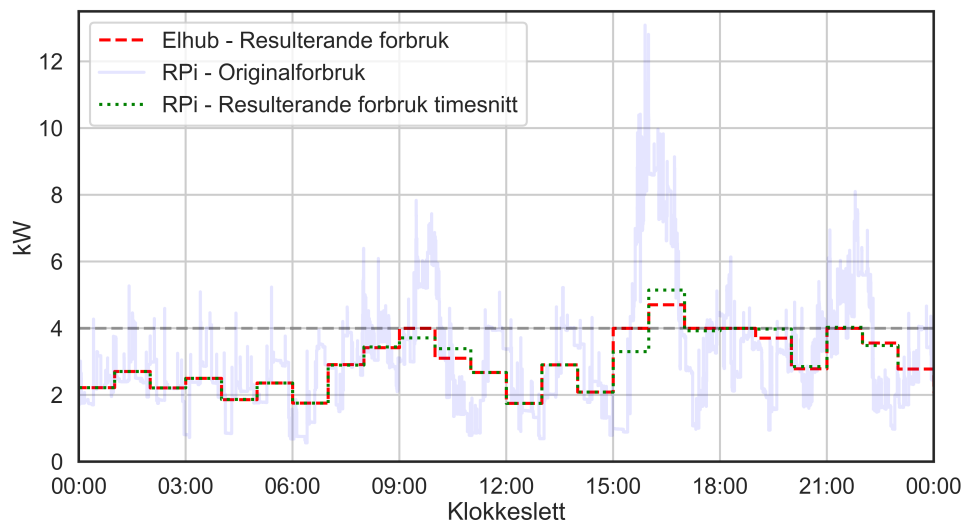
Figur 4.16: Original forbrukskurve frå HAN-porten (blå) og estimert forbruk etter batterisimulering (raud). Effekttaket simulert her er 4,0 kW, illustrert med ei stipla line i nedre plott. I øvre plott er omformareffekten i kW (grøn) og ladetilstanden til batteriet i kWh (lilla) vist. Den grønne stipla line ved 2,5 kW og -2,5 kW viser makseffekten til omformaren. X-aksen viser klokkeslettet i løpet av døgnet.

Nettleiga vert avrekna på basis av måleserien innrapportert til Elhub. Difor er det interessant å sjå kva AMS-målaren ville rapportert til Elhub i dette tilfellet. For å estimere dette er det resulterande forbruket med høg tidsoppløysing aggregert til timesverdiar, sjå Figur 4.17. Dette er gjort ved å rekne ut gjennomsnittsverdien for kvart timeintervall.



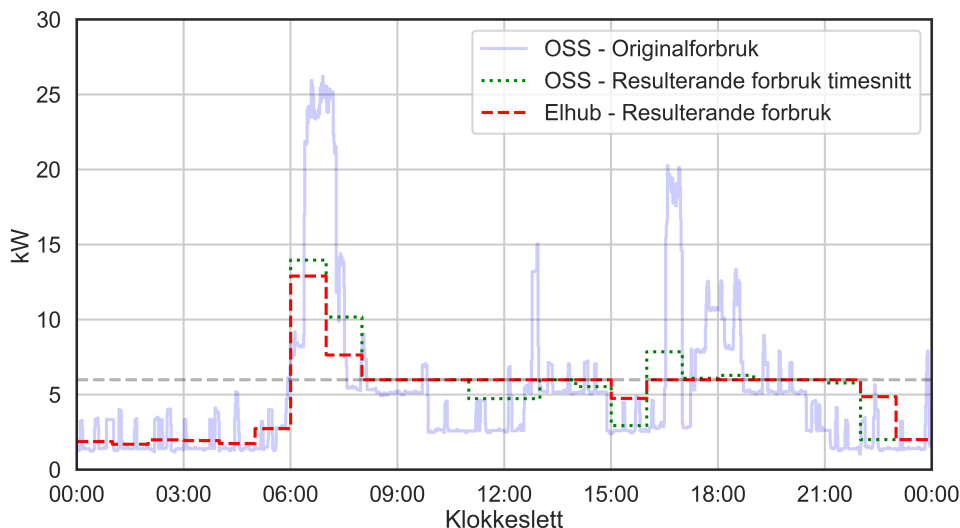
Figur 4.17: Original forbrukskurve frå HAN-porten (blå heiltrukken) og estimert forbruk etter batterisimulering aggregert til gjennomsnittsverdien kvar time (grøn, stipla). Y-aksen viser forbruket i kW, og x-aksen viser klokkeslettet. Den grå stipla linja viser effektaket på 4,0 kW.

Til sist er resultatet frå begge simuleringar samanlikna, sjå Figur 4.18. Resultata er omtrent like i dei fleste timane i døgnet, med nokre unntak. Døgnetts fyrste og tredje effekttopp vert kutta suksessfullt i begge simuleringane. Ved simulering på grunnlag av RPi-data vert den fyrste effekttoppen kutta meir enn nødvendig for å halde forbruket under 4,0 kWh/h. Den andre effekttoppen vert kutta til 5,1 kWh/h for RPi-serien og 4,7 kWh/h for Elhub-serien.



Figur 4.18: Original forbrukskurve frå HAN-porten (lyseblå heiltrukken) og estimert forbruk etter batterisimulering for Elhub-data (raud stipla), og RPi-data, aggregert til gjennomsnittsverdien kvar time (grøn, stipla). Y-aksen viser forbruket i kW, og x-aksen viser klokkeslettet. Den grå stipla linja viser effektaket på 4,0 kW.

Same prosedyre vart gjennomført for dataserien loggført av OSS-brikka ved gardsbruk nr. 2. Denne dataserien vart loggført over ein tidsperiode på nærare tre månadar. OSS-brikka loggfører straumforbruket ein gong i minuttet. Ein tilfeldig dag er vald ut som døme i Figur 4.19. Her er det mellomste batteriet, med batterikapasitet på 13,5 kWh og omformareffekt på 5 kW, nytta med eit effekttak på 6 kW.



Figur 4.19: Original forbrukskurve frå HAN-porten (lyseblå heiltrukken) og estimert forbruk etter batterisimulering for Elhub-data (raud stipla), og OSS-data, aggregert til gjennomsnittsverdien kvar time (grøn, stipla). Y-aksen viser forbruket i kW, og x-aksen viser klokkeslett. Den grå stipla linja viser effektaket på 6,0 kW.

4.4.1 Diskusjon av tidsoppløysing

Eit reellt batteri vil ikkje kutte alle effekttoppar like effektivt som simuleringar med Elhub-datasettet tilseier at det kan. Eit døme på dette finst i Figur 4.18. For at batterialgoritmen skal levere maksimal effekt må overforbruket vere lik eller større enn maksimaleffekten. Ved simulering på grunnlag av Elhub-data opplever batterisystemet eit forbruk på 7,2 kW frå kl 16:00 til 17:00, altså eit overforbruk på 3,2 kW. Batteriet leverer då maksimal effekt, 2,5 kW, heile intervallet. For simuleringa på grunnlag av RPi-data opplever ikkje batteriet eit like stort overforbruk heile intervallet. 45 av 60 minutt er forbruket over 6,5 kW slik at batteriet leverer maksimal effekt. 9 av minutta er forbruket mellom 4,0 kW og 6,5 kW så batteriet leverer under maksimal effekt, og 6 minutt er forbruket under 4,0 kW slik at algoritmen ladar opp batteriet. Dette gjer at det aggregerte timesforbruket vert 0,4 kWh/h høgare enn det simuleringane med Elhub-data tilseier.

Frå simuleringane basert på OSS-data med målepunkt kvart minutt, jf. Figur 4.19, kan ein dra same slutning: Batterisimulering med timesoppløysing overestimerer i nokre tilfelle batteriet si evne til å kutte effekttoppar. Ein meir prediktiv algoritme kunne forbetra simuleringane. Simuleringar med timesoppløyst data vil aldri underestimere batteriet si evne til å kutte effekttoppar. Anten vert evna overestimert, og i mange tilfeller vert evna estimert tilnærma rett. Batteriet vil difor i realiteten ikkje kutte effekttoppar like godt som simuleringane i denne studien tilseier. Dette har ulike konsekvensar for dei tre modellane.

Abonnert effekt

For modellen abonnert effekt vil simuleringane med timesoppløysing resultere i eit likt eller lågare overforbruk, i forhold til simuleringar med høgoppløyst data. Dette fører igjen til ei

underestimering av nettleigekostnaden, og gir eit for stort sparingsestimat. Om, og kor mykje, simuleringane underestimerer overforbruket avheng av kor mykje momentanforbruket varierer når timesforbruket er over abonnementet.

Målt effekt

For modellen målt effekt kan simuleringar med lågare oppløyst data gi utslag i både høgare og lågare døgnmaks. Timesaggregerte data vil kunne underestimere resulterande døgnmaks om den originale døgnmaksen er over effektaket. Eit døme på dette er effekttoppen frå 16:00 til 17:00 i Figur 4.18. Tilsvarende kan timesaggregerte data òg kunne overestimere resulterande døgnmaks om den originale døgnmaksen er lågare enn effektaket nytta i simuleringen. Dette ville vore tilfellet om effekttoppen frå 09:00 til 10:00 i Figur 4.18 var døgnets høgaste effekttopp. I sum er det forventat at dette overestimerer den sparte nettleiga.

Sikringsdifferensiert nettleige

Frå simulering med måleseriar med timesoppløysing som datagrunnlag vil korte effekttoppar forsvinne, sjå for eksempel Figur 4.14. Ved aggregering av dataserien mistar ein vesentleg informasjon. Altså vert estimert spart nettleige for modellen sikringsdifferensiert nettleige for optimistisk. I realiteten vil òg nettleiga basert på det originale forbruket lide under same problemstilling. For å evaluere spart nettleige bør altså dataseriar med betydeleg høgare oppløysing nyttast. Dette gjeld òg estimering av nettleige utan lagring. Basert på dette vert det difor stilt spørsmål ved estimata til RME i høyringsforslaget om endring av nettleigestruktur. Med mindre forbruket i årets toppplasttime varierer med mindre enn ein kilowatt vil timesaggregerte data underestimere nødvendig sikringsstorleik.

I simuleringane som er grunnlag for nettleigeestimering i denne oppgåva er data med timesoppløysing nytta. Reelle lastkurver vil kunne ha mykje større variasjon enn det som vert framstilt av data med td. timesoppløysing. Energimengda forbrukt gjennom intervallet vil vere representativt for den reelle situasjonen. Momentaneffekten vil derimot kunne variere mykje innanfor intervallet. Slik kan data med låg oppløysing gi eit dårleg bilete av nødvendig omformareffekt og opp-/utladningsrate. For å estimere nødvendig effekt burde difor data med høg oppløysing nyttast, slik som data frå HAN-port på AMS-målar med måling kvart andre eller tiande sekund.

4.5 Generell diskusjon

Datagrunnlag

Datagrunnlaget for hovuddelen av analysane er dataseriar frå Elhub med ein verdi for straumforbruket til sluttbrukaren kvar time. Denne verdien er energimengda forbrukt på ein time, og er aggregert frå målingar tatt av AMS-målaren til sluttbrukaren med oppløysing på 2, 2,5 eller 10 sekund. Ved å aggregere til ein verdi kvar time mister ein informasjon om momentanforbruket, korleis fasane er belasta, faseforskyving og meir. Korleis tidsoppløysinga påverkar resultatet er diskutert i 4.4.1. For modellane abonnert effekt og målt effekt vil ikkje skeivbelasting av fasar påvirke nettleiga. For sikringsdifferensiert nettleige vil informasjon om fasebelastning vere relevant. Ved å sikre ned på grunnlag av Elhub-data ignorerer ein moglegheita for at fasane er skeivbelasta. Effektforbruket i ein av fasane kan vere høgare enn totaleffekten tilseier, og sikringa kan gå sjølv om totaleffekten er innafør estimert sikringsstorleik. Eit batteri vil, om det er kopla på tre fasar, kunne kompensere for skeivbelasting. Dette er ei teneste omformaren i batterisystemet kan gjere uavhengig av sjølve batteriet.

Nettleigemodellar

Det vart tatt utgangspunkt i modellane og nettleigeprisane presentert i høyringsdokumentet til RME for forslaget om endring av nettleigestruktur ved estimering av spart nettleige. Desse modellane vert ikkje nødvendigvis implementert akkurat slik som antatt her. Det er òg usikkert kven av modellane som vert innført, om det vert valfridom for nettselskapet til å velje nettleigemodell, og om kombinasjonar av modellane kan verte innført. Nettleigeprisane nytta i denne oppgåva er òg berre estimat frå RME på kva prisane kan verte. Prisane vil kunne variere med nettselskap. Abonnement- og sikringstrinna kan verte implementert annleis enn det som er implementert her.

Simulering og nettleigeestimering

Ved estimering av nettleige vart modellar og prisar implementert slik som i høyringsdokumentet for forslag til endringar i utforminga av nettleiga [8]. Dette inneber ei abonnementoppdeling for kvar heile kWh/h. For å samanlikne dei tre modellane vart simuleringane køyrd med same oppdeling for effektaket, P_{tak} . Denne oppdelinga er teneleg for sluttbrukarar med høgt forbruk, men kan vere for grovmaska for sluttbrukarar med lågt forbruk. Den relative forskjellen mellom 22 kWh/h og 23 kWh/h er mykje mindre enn mellom 2 kWh/h og 3 kWh/h. For sluttbrukarar med lågt forbruk kan då små endringar i forbruket føre til relativt store hopp i abonnementstorleik. Det same gjeld målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige. Om det optimale effektaket var 2,5 kW for ein gitt sluttbrukar, vil metoden nytta her velje anten 2,0 kW eller 3,0 kW og resultatet verte ei høgare nettleige enn om oppdelinga var meir finmaska i det nedre sjiktet. Denne oppdelinga gjer at den relative usikkerheita i sparingsestimatet for sluttbrukarar med lågt forbruk vert høgare enn for sluttbrukarar med høgt forbruk.

Det at algoritmen er optimal for modellen abonnert effekt, og ikkje for dei to andre modellane kan òg skape forskjellar i samanlikningsgrunnlaget. Målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige kjem dårlegare ut enn abonnert effekt. Ein betre metode hadde vore å skreddarsy ladealgoritmen for dei tre modellane kvar for seg. For målt effekt ville nok dette bety eit effektak som varierer gjennom året, slik at batteriet vert nytta mest mogleg til å kutte kvar einaste døgnmaks. Følgjen av denne forenklinga er at usikkerheita i sparingsestimatet for målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige er større enn for abonnert effekt.

Ved å kun sjå på endring i nettleiga inkl. mva. ved installasjon av batteri, neglisjerer ein påverknaden på straumkostnaden og andre avgifter. Opp- og utlading av batteriet inneber tap av energi. Konsekvensen av dette er at det totale straumforbruket vil gå opp, i høve til forbruket før installasjon av batteri. Dette gir utslag i høgare straumkostnad og avgifter, ettersom desse vert berekna på grunnlag av totalt straumforbruk. Vidare vil dette gi utslag i eit for stort sparingsestimat. Ved initiering av batterisimuleringa vart ladetilstanden til batteriet satt til 100 %. Om ikkje batteriet vert lada opp igjen til 100 % ved siste tidssteg i simuleringa vil forskjellen i ladetilstand frå fyrste til siste tidssteg føre gi utslag i eit lågare totalt straumforbruk enn det i realiteten er. Dette er heller ikkje tatt med i berekninga av sparingspotensial, og fører òg til eit for høgt sparingsestimat.

Kombinasjon av insentiv

I denne oppgåva vert det økonomiske insentivet for å kutte effekttoppar med batteri frå endra nettleigestruktur estimert. Nettleiga er ikkje det einaste insentivet til å investere i batteri. Å auke sjølvforbruket av eigenprodusert straum, energiarbitrasje og å selje fleksibilitet er batteriføremål som er forventa å verte meir aktuelle med tida. For å maksimere lønsamheita til eit batterisystem er det naturleg å kombinere ulike føremål. Ladestrategiar og økonomisk insentiv for dette er utanfor omfanget til denne oppgåva. Det er likevel

forventa at kombinasjonen nettleigeminimering og energiarbitrasje kan vere gunstig om straumprisen har stor nok døgnvariasjon og korrelerer med effekttoppar i straumforbruket. Kombinasjonen av nettleigeminimering og auka sjølvforbruk av solstraum kan og tenkjast å fungere godt; Batteriet vert nytta i størst grad til nettleigeminimering i vinterhalvåret, og til auka sjølvforbruk av solstraum i sumarhalvåret. Ein kan òg sjå for seg at ein kombinasjon av nettleigeminimering og sal av brukarflexibilitet kan verte gunstig i framtida. For sluttbrukarar med eit fast forbruksmønster, slik som gardsbruk nr. 2 og 3, vil det vere enklare å selje flexibilitet frå tilknytt batteri.

Kapittel 5

Konklusjon og vidare arbeid

5.1 Konklusjon

Hovudmålet i denne oppgåva er å **(H1)** kartlegge insentivet til effektutjamning for sluttbrukar ved endring av nettleigestruktur. Batterisystem av ulike storleikar er simulert med strategi om effekttoppkutting **(U1)**. Dette er gjort for forbrukskurver henta frå hushald og gardsbruk med forventna effekttoppar. Nettleiga er estimert for alle forbrukskurvene. Nettleigemodellane abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige er nytta. Nettleigeprisar er henta frå RME sitt høyringsdokument til forslaget til endringar i utforming av nettleiga [8] **(U2)**. Nettleigene for dei tre nettleigemodellane, før og etter effektutjamning, er samanlikna for å estimere potensialet for å spare nettleige med batteri **(U3)**.

Ved overgang frå energibasert til effektbasert nettleige endra nettleiga seg i ulik grad avhengig av forbruksmønster og nettleigemodell. For hushalda endra nettleiga seg minst med modellen abonnert effekt. Den største endringa var 6,7 % auke i høve til den originale nettleiga. Hushaldet med denne auken har eit lågt forbruk i høve til resten av hushalda, men med relativt stor forskjell mellom høglast- og låglasttimane i året. Hjå dei seks hushalda auka nettleiga maksimalt med 11 % for modellen målt effekt. Hushaldet med denne auken var igjen det same som fekk størst endring med abonnert effekt. Den største auke i nettleiga for dei seks hushalda med modellen sikringsdifferensiert nettleige er 20 %. Leilegheita med ein høg årsmaks i høve til det låge gjennomsnittsforkbruket ville opplevd denne endringa.

Variasjonen i endra nettleige var større hjå dei fem gardsbruka. For modellen abonnert effekt auka nettleiga med 25 % for eit av mjølkebruka, medan det minka med 15 % for eit anna mjølkebruk med mjølkerobot. For målt effekt auka nettleiga maksimalt med 22 % for eit av mjølkebruka. For mjølkebruket med robot minka nettleiga med 16 %. Med sikringsdifferensiert nettleige endra nettleiga seg mest. Eitt av mjølkebruka ville oppleve ei auke på 27 %, og mjølkebruket med robot fekk si nettleige minka med 30 %.

Dei tre nettleigemodellane, abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige, gir sluttbrukaren insentiv til å jamne ut straumforbruket i ulik grad. Potensialet for å redusere nettleiga ved hjelp av batteri er størst for modellane abonnert effekt og målt effekt. Kor mykje av potensialet kvart hushald og gardsbruk klarar å nytte, avheng av totalt straumforbruk og forbruksmønsteret; sparingspotensialet for abonnert effekt og målt effekt er større di meir forbruket varierer innanfor kvart døgn. For dei to mjølkebruka var variasjonen innanfor kvart døgn stor. Desse to gardsbruka får vesentleg større nettleige ved overgang frå energibasert til effektbasert nettleige. Dette er òg sluttbrukarane med

størst sparingspotensial: Dei kunne spare opp mot 40 % av den energibaserte nettleiga med eit batteri på 65 kWh kapasitet og 30 kW makseffekt.

Av hushalda hadde einebustaden med høgast årsforbruk størst insentiv til å jamne ut forbruket sitt ved innføring av abonnert effekt: Sparinga var på 1 544 kr/år med det største batteriet. Det største insentivet til effektutjamning for hushalda ved innføring av målt effekt var 1 400 kr/år. Ved innføring av sikringsdifferensiert nettleige var det største insentivet til effektutjamning 2 991 kr/år for dei seks hushalda. Ved innføring av effekttariffar sparar det minste, mellomste og største batteriet hushalda i snitt for høvesvis 11,0 %, 16,5 % og 19,5 % av den originale energibaserte nettleiga.

Av gardsbruka var det det største tradisjonelle mjølkebruket, som hadde høgast sparingspotensial med det største batteriet: 9 674 kr/år, abonnert effekt; 9 523 kr/år, målt effekt; og 8 934 kr/år, sikringsdifferensiert nettleige. Med det minste batteriet sparar det største tradisjonelle mjølkebruket i snitt 1 701 kr/år. Med det mellomstore batteriet sparar det største tradisjonelle mjølkebruket i snitt 3 355 kr/år. Det mindre tradisjonelle mjølkebruket i studien hadde tilnærma likt sparingspotensial med det minste og mellomstore batteriet. Med det største batteriet sparar det mindre tradisjonelle mjølkebruket kun om lag halvparten av sparinga til det største tradisjonelle mjølkebruket. Sjølv om årsforbruket til mjølkebruket med mjølkerobot er større enn begge dei to tradisjonelle mjølkebruka er sparingspotensialet mindre.

5.2 Vidare arbeid

Denne oppgåva nyttar enkeltsluttbrukarar som peikepinn på kva konsekvensar endra nettleigestruktur vil få. Insentivet for effektutjamning med batteri vert estimert for desse enkeltsluttbrukarane. For å kartlegge konsekvensane for gjennomsnittshushaldet i Noreg, bør eit større og representativt utval av hushald vere med i studien. Resultata i denne oppgåva ber preg av lite datagrunnlag, og ein kan difor ikkje trekke generelle slutningar.

Innanfor landbruket er det store forskjellar i straumforbruk avhengig av driftstype og storleik. Nokre gardsbruk vil kome svært dårleg ut med endra nettleigestruktur, og har eit stort sparingspotensial. Det kan difor vere nyttig med ei meir omfattande kartlegging av potensialet for effektutjamning hjå ulike gardsbruk. Ulikskapar mellom driftstypar bør utforskast.

Ein lengre måleserie enn eitt år vil vere teneleg. Dette vert enklare no når brorparten av alle hushald i Noreg har fått installert AMS-målar, og Elhub har loggført forbruksdata i over eitt år. Det vil dessutan vere teneleg å gjere simuleringar med grunnlag i dataseriar med høgare oppløysing enn ein time. Eit godt døme på dette er dataseriar henta frå HAN-porten på AMS-målaren.

Batterisimuleringane i oppgåva vart køyrd med ein enkel strategi for kutting av effekttoppar, og tre ulike batteristorleikar. Det ville vore betre å inkludere fleire batteristorleikar, for å finne den optimale batteristorleiken for kvart hushald. For å estimere effektbehovet bør ulike omformarstorleikar i høve til batterikapasitet simulerast. Andre og smartare ladestrategiar bør implementerast, til dømes ulike effekttak gjennom året eller prediktive algoritmar. Ein kan mellom anna skreddarsy ladealgoritmen til dei ulike nettleigemodellane. Ein bør òg sjå på insentiv til effekttoppkutting frå andre verkemiddel enn nettleiga. Kombinasjonar av nettleigeminimering og ein eller fleire av energi-arbitrasje, auka sjølvforbruk og sal av fleksibilitet bør utforskast. Pilotprosjekt med reelle batteri bør òg nyttast for å overprøve validiteten til føregåande simuleringar.

Litteratur

- [1] Noregs vassdrags- og energidirektorat. Effektuttak [Internett]. Oslo: NVE; Publisert 18.09.2019 [Sist oppdatert 04.11.2019; Henta 04.03.2020], 2019. Tilgjengeleg frå: <https://www.nve.no/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energibruk/effektuttak/>.
- [2] V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, et al. IPCC, 2018: Summary for policymakers. in: *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland, 32 pp*, 2018. Tilgjengeleg frå: <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm/>.
- [3] United Nations. Paris Agreement (Vedtatt 12. desember 2015, tredde i kraft 4. november 2016). United Nations Treaty Collection, Chapter XXVII 7. d, 2015.
- [4] Bloomberg New Energy Finance. New Energy Outlook 2019. [Henta 03.03.2020], 2019. Tilgjengeleg frå: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>.
- [5] Statnett. Langsiktig markedsanalyse. Norden og Europa 2018–2040. Oslo: Statnett; Publisert desember 2018 [Henta 01.10.2019], 2018. Tilgjengeleg frå: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2018-40.pdf>.
- [6] THEMA Consulting Group. Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett - prissetting og incentiver. Konsulentrapport utarbeidet for NVE. Ekstern rapport Nr 8/2019. Oslo, NVE; [Henta 04.03.2020], 2019. Tilgjengeleg frå: http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_08.pdf.
- [7] DNV GL. Batterier i distribusjonsnett. Konsulentrapport utarbeidet for NVE. Rapport nr 2-2018. Oslo, NVE; [Henta 04.03.2020], 2018. Tilgjengeleg frå: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_02.pdf.
- [8] A. B. Eriksen. Endringer i nettleiestrukturen (RME Høringsdokument Nr 01/2020). Oslo: NVE, 2020. Tilgjengeleg frå: http://publikasjoner.nve.no/rme_hoeringsdokument/2020/rme_hoeringsdokument2020_01.pdf.
- [9] Statnett. Statnett årsrapport 2018 [Internett]. Oslo: Statnett; Publisert 4. April 2019 [Henta 22.10.2019], 2019. Tilgjengeleg frå: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2019/arsrapport-2018/>.

- [10] Olje og energidepartementet. Fakta 2013 Energi- og vannressurser i Norge [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet; [Henta 24.10.2019], 2013. Tilgjengeleg frå: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/faktaheftet/fakta_energi_og_vannressurs.pdf.
- [11] Statistisk sentralbyrå. Elektrisitet. Årlig. Oslo, SSB; [Sist oppdatert 28.11.2019; Henta 02.03.2020], 2019. Tilgjengeleg frå: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar>.
- [12] Noregs vassdrags- og energidirektorat. KILE – kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi [Internett]. Oslo: NVE; Publisert 20.03.2009 [Sist oppdatert 06.08.2019; Henta 25.10.2019], 2009. Tilgjengeleg frå: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>.
- [13] Olje- og energidepartementet. Forskrift om kontroll av nettvirksomhet (FOR-1999-03-11-302) [Internett]. (1999) Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier. Retta 01.01.2019 (kapitteloverskriftene 15 og 16) [Henta 25.10.2019], 1999. Tilgjengeleg frå: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/>.
- [14] Statnett. Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnett. Oslo: NVE; Publisert 8. oktober 2018 [Henta 04.03.2020], 2018. Tilgjengeleg frå: <https://www.nve.no/Media/7352/%C3%B8kt-vindkraftproduksjon-og-virkninger-i-transmisjonsnett.pdf>.
- [15] H. Sæle, M. K. Istad, og S. Garnås. The benefit of batteries in a flexible distribution grid : results from the FlexNett project. *SINTEF Rapport*, 2018. Tilgjengeleg frå: <http://hdl.handle.net/11250/2570856>.
- [16] C. H. Skotland, E. Eggum, og D. Spilde. Rapport nr 74-2016 Hva betyr elbiler for strømmettet? Oslo, NVE; [Henta 04.03.2020], 2016. Tilgjengeleg frå: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf.
- [17] L. Henden, T. Ericson, A. Fidje, J. E. Fonnelop, O. Isachsen, E. Skaansar, og D. Spilde. Batterier i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet. *NVE rapport 66*, 2017. Tilgjengeleg frå: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_66.pdf.
- [18] Noregs vassdrags- og energidirektorat. Strømvavtaler, strømpriser og faktura [Internett]. Oslo: NVE; Publisert 10.12.2015 [Sist oppdatert 17.01.2020; Henta 18.02.2020], 2015. Tilgjengeleg frå: <https://www.nve.no/stromkunde/stromavtaler-strompriser-og-faktura>.
- [19] Noregs vassdrags- og energidirektorat. Om den økonomiske reguleringen [Internett]. Oslo: NVE; Publisert 11.06.2015 [Sist oppdatert 31.10.2019; Henta 18.02.2020], 2015. Tilgjengeleg frå: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/>.
- [20] Noregs vassdrags- og energidirektorat. Nettleie for forbruk [Internett]. Oslo: NVE; Publisert 20.10.2015 [Sist oppdatert 15.12.2019; Henta 18.02.2020], 2015. Tilgjengeleg frå: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/>.
- [21] Statistisk sentralbyrå. Statistikkbanken. Elektrisitet. Tabell 11011: Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger (øre/kWh) (F) 2008 - 2018. Oslo, SSB; [Sist opp-

- datert 28.11.2019; Henta 28.02.2020], 2019. Tilgjengeleg frå: <https://www.ssb.no/statbank/table/11011>.
- [22] Noregs vassdrags- og energidirektorat. Energiltak - ny nettleie [Internett]. Oslo: NVE; Publisert 05.02.2020 [Henta 18.02.2020], 2020. Tilgjengeleg frå: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/saker-pa-horing-reguleringsmyndigheten-for-energi-rme/horing-forslag-til-endoringer-i-utformingen-av-nettleien/energitiltak-ny-nettleie/>.
- [23] Olje- og energidepartementet. Forskrift om kraftomsetning og nettjenester (FOR-1999-03-11-301) [Internett]. Forskrift om måling, avregning, fakturering av netttjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. [Sist endra 31.12.2019; Henta 24.02.2020], 1999. Tilgjengeleg frå: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301/>.
- [24] Noregs vassdrags- og energidirektorat. Smarte strømmålere (AMS) [Internett]. Oslo: NVE; Publisert 10.12.2015 [Sist oppdatert 31.10.2019; Henta 24.02.2020], 2015. Tilgjengeleg frå: <https://www.nve.no/stromkunde/smarte-strommalere-ams/>.
- [25] M. Istad. Data fra HAN-porten på smarte strømmålere (AMS) kan gi deg verdifull informasjon. Trondheim, SINTEF; Publisert 01.03.2019 [Henta 06.03.2020], 2019. Tilgjengeleg frå: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/han-porten-smarte-strommalere-ams/>.
- [26] L. H. Haug. Rapport nr 70-2018 Kommunikasjonsløsninger for sanntidsdata av strømforbruket. Oslo: NVE, 2018. Tilgjengeleg frå: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_70.pdf.
- [27] Oss Norge AS. Om Oss. Drammen, Oss Norge AS; Publisert 31.10.2018 [Henta 10.03.2020], 2018. Tilgjengeleg frå: <https://oss.no/oss>.
- [28] Elhub AS. Hva og hvorfor [Internett]. Oslo: Elhub AS; Publisert 19.12.2018 [Sist oppdatert 11.02.2019; Henta 02.03.2020], 2018. Tilgjengeleg frå: <https://elhub.no/om-elhub/hva-og-hvorfor/>.
- [29] Noregs vassdrags- og energidirektorat. Strømkunde - Elhub [Internett]. Oslo: NVE; Publisert 13.01.2016 [Sist oppdatert 31.10.2020; Henta 02.03.2020], 2016. Tilgjengeleg frå: <https://www.nve.no/stromkunde/elhub/>.
- [30] Elhub AS. Elhub Web Plugin [Internett]. Oslo: Elhub AS; Publisert 17.04.2018 [Sist oppdatert 18.03.2019; Henta 02.03.2020], 2018. Tilgjengeleg frå: <https://elhub.no/om-elhub/elhub-for-sluttbruker/elhub-web-plugin/>.
- [31] Noregs vassdrags- og energidirektorat. Elhub [Internett]. Oslo: NVE; Publisert 27.10.2015 [Sist oppdatert 17.02.2020; Henta 02.03.2020], 2015. Tilgjengeleg frå: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/sluttbrukermarkedet/elhub/>.
- [32] Datatilsynet. Automatisk strømmåling [Internett]. Oslo, Datatilsynet; Publisert 21.06.2018 [Henta 05.03.2020], 2018. Tilgjengeleg frå: <https://www.datatilsynet.no/personvern-pa-ulike-omrader/overvaking-og-sporing/strommaling/>.
- [33] Elhub AS. Elhubs Personvernerklæring [Internett]. Oslo: Elhub AS; Publisert 17.04.2018 [Sist oppdatert 14.05.2019; Henta 02.03.2020], 2018. Tilgjengeleg frå: <https://elhub.no/personvern-og-sikkerhet/elhubs-personvernerklaering/>.
- [34] ADB. *Handbook on Battery Energy Storage System*. Manila: ADB., 2018. CC-BY 3.0 IGO.

- [35] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, og J. Clarke. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137:511–536, jan 2015. doi:10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [36] K. Mongird, V. V. Viswanathan, P. J. Balducci, M. J. E. Alam, V. Fotedar, V. S. Koritarov, og B. Hadjerioua. Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. Technical report, Office of Scientific and Technical Information (OSTI), jul 2019. Tilgjengeleg frå: <https://www.osti.gov/biblio/1573487>.
- [37] S. Gehl, H. Haegermark, H. H. Larsen, M. Morishita, N. Nakicenovic, R. Schock, og T. Suntola. Energy end-use technologies for the 21st century. In *Risø International Energy Conference 2005: Technologies for Sustainable Energy Development in the Long Term*, pages 45–54, 2005.
- [38] C. Patsios, B. Wu, E. Chatzinikolaou, D. J. Rogers, N. Wade, N. P. Brandon, og P. Taylor. An integrated approach for the analysis and control of grid connected energy storage systems. *Journal of Energy Storage*, 5:48–61, feb 2016. doi:10.1016/j.est.2015.11.011.
- [39] M. Uddin, M. F. Romlie, M. F. Abdullah, S. A. Halim, A. H. A. Bakar, og T. C. Kwang. A review on peak load shaving strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:3323–3332, feb 2018. doi:10.1016/j.rser.2017.10.056.
- [40] A. Rahimi, M. Zarghami, M. Vaziri, og S. Vadhva. A simple and effective approach for peak load shaving using Battery Storage Systems. In *2013 North American Power Symposium (NAPS)*. IEEE, sep 2013. doi:10.1109/naps.2013.6666824. Tilgjengeleg frå: https://www.researchgate.net/publication/313037309_A_simple_and_effective_approach_for_peak_load_shaving_using_battery_storage_systems.
- [41] M. García-Plaza, J. E.-G. Carrasco, J. Alonso-Martínez, og A. P. Asensio. Peak shaving algorithm with dynamic minimum voltage tracking for battery storage systems in microgrid applications. *Journal of Energy Storage*, 20:41–48, dec 2018. doi:10.1016/j.est.2018.08.021.
- [42] J. Neubauer og M. Simpson. Deployment of Behind-The-Meter Energy Storage for Demand Charge Reduction. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), jan 2015.
- [43] G. Karmiris og T. Tengné. Peak shaving control method for energy storage. *Corporate Research Center, Vasterås, Sweden*, 2013. Tilgjengeleg frå: https://www.sandia.gov/ess-ssl/EESAT/2013_papers/Peak_Shaving_Control_Method_for_Energy_Storage.pdf.
- [44] H. Hesse, R. Martins, P. Musilek, M. Naumann, C. Truong, og A. Jossen. Economic Optimization of Component Sizing for Residential Battery Storage Systems. *Energies*, 10(7):835, jun 2017. doi:10.3390/en10070835.
- [45] *PowerShaper 30 kW / 65 kWh*. Pixii, Dronning Mauds gate 15, 0250 Oslo, Noreg, 2019. Tilgjengeleg frå: http://www.pixii.com/wp-content/uploads/2019/04/2019-06-27_pixii-sheet.pdf. [Henta 27.02.2020].
- [46] *Tesla Powerwall*. Tesla, 2020. Tilgjengeleg frå: https://www.tesla.com/no_NO/powerwall. [Henta 27.02.2020].
- [47] *Technical Data sonnenBatterie eco 9.43*. Sonnen Australia Pty Ltd, 2020. Tilgjengeleg

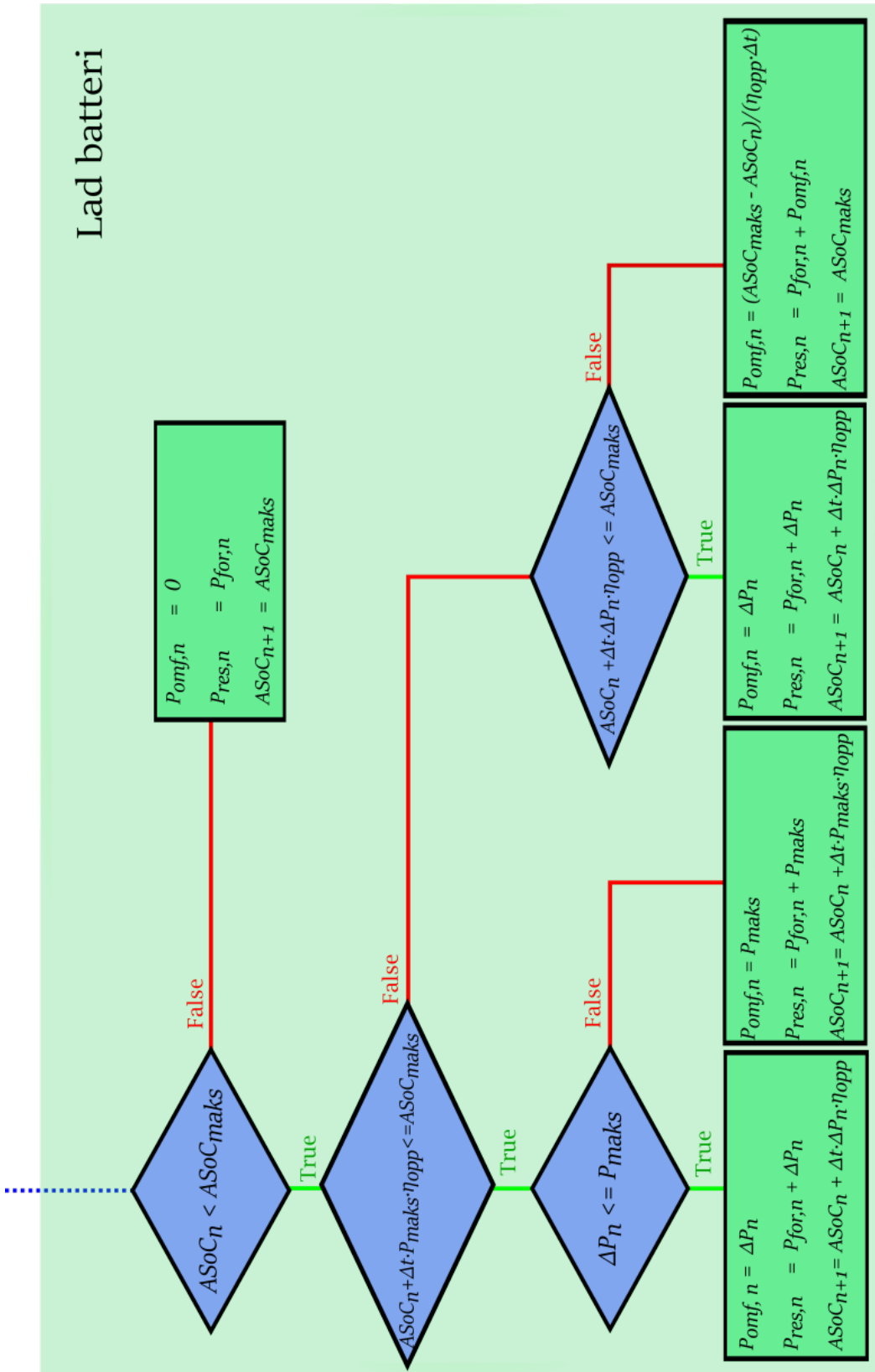
frå: http://www.sonnensupportaustralia.com.au/uploads/2/9/8/5/29857561/sonnen_-_datasheet_-_australia_-_eco_9.43.pdf. [Henta 27.02.2020].

[48] Personleg kommunikasjon med Ole Jakob Sjørdalen i Pixii, 2020.

Vedlegg A

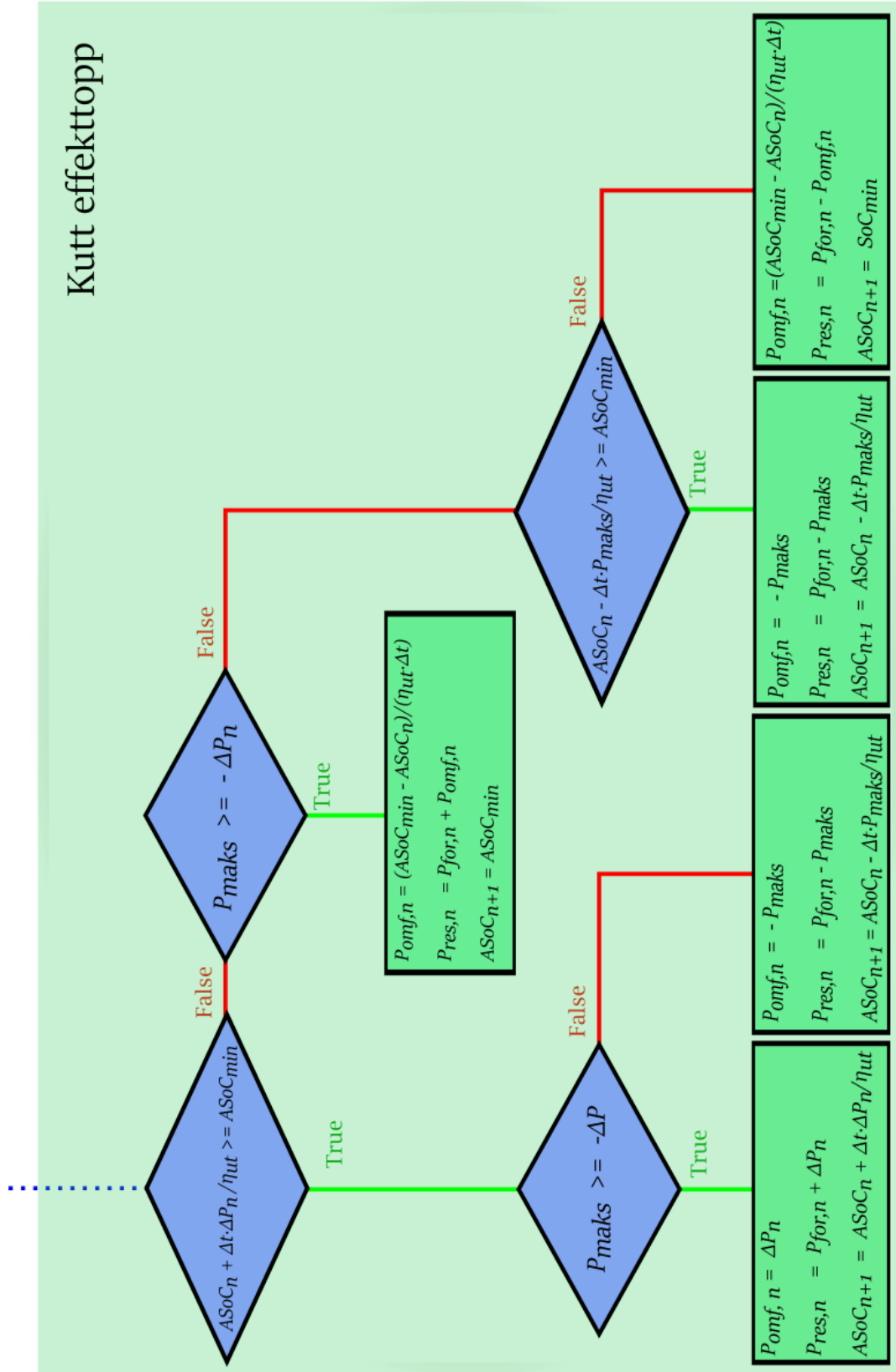
Flytskjema for underalgoritmar i batterisimulering

Her vert underalgoritmane nytta i batterisimuleringane presentert i større detalj enn i delkapittel 3.4. Flytskjema for dei to underalgoritmane, lad batteri og kutt effekttopp, er vist i høvesvis Figur A.1 og A.2. Notasjonen nytta i flytskjema er presentert på side xi. Strategiane vart implementert i Python.



Figur A.1: Flytskjema for ladestrategi.

Kutt effekttopp



Figur A.2: Flytskjema for strategi for effekttoppkutting.

Vedlegg B

Svar til høyring om endring i nettleigestruktur

På dei neste sidene finst eit høyringssvar som vart sendt til RME i høve høyringa om "forslag til endringer i utforminga av nettleien". Svaret tar for seg ulikskapar mellom modellane, og nokre konsekvensar av berekningane til RME.

Høyrings svar til "Forslag til endringer i utformingen av nettleien"

Svein Gjerdåker

Mai 2020

Referansenummer 202001392

1 Bakgrunn

Eg viser til RME¹ høyringsdokument nr. 1/2020 "Endringer i nettleiestrukturen". Dette er eit høyrings svar utarbeidd av Svein Gjerdåker, mastergradsstudent ved NMBU innan miljøfysikk og fornybar energi.

Bakgrunnen for høyringa er å sikre samfunnsøkonomisk utnytting av nettet når effektforbruket er venta å fortsetje å stige i framtida. Dette kan ein oppnå ved å prise sluttbrukarar for effektuttak på grunnlag av data frå AMS-målarar. Nettleiga kan då virke som eit insentiv til å jamne ut straumforbruket, og dermed redusere behovet for nettinvesteringar. At sluttbrukar skal kunne reagere på prissignalet frå nettleiga, forutset at nettleiga er forståeleg og gir eit stort nok insentiv til endring.

I samband med mastergradsoppgåva mi om effektutjamning og effektariffar våren 2020, kjem eg inn på konsekvensar av dei ulike nettleigemodellane for enkeltsluttbrukarar. I berekningane mine nyttar eg dei estimerte prisane frå side 75 i høyringsdokumentet. Resultata mine viser at i dei fleste tilfella vert nettleiga endra med mindre enn 10 %. Gardsbruk med kraftige effekttoppar, slik som tradisjonelle mjølkebruk, kjem dårleg ut av endringa med opp mot 30 % høgare nettleige etter omlegginga. Eg bereknar òg insentivet endra nettleigestruktur gir til å kutte effekttoppar med batteri. Modellane abonnert effekt og målt effekt har størst potensial for å spare nettleigekostnader. Masteroppgåva kan ettersendast ved interesse. Under presenterer eg nokre tankar om dei ulike modellane og berekningane i høyringsdokumentet.

2 Abonnert effekt

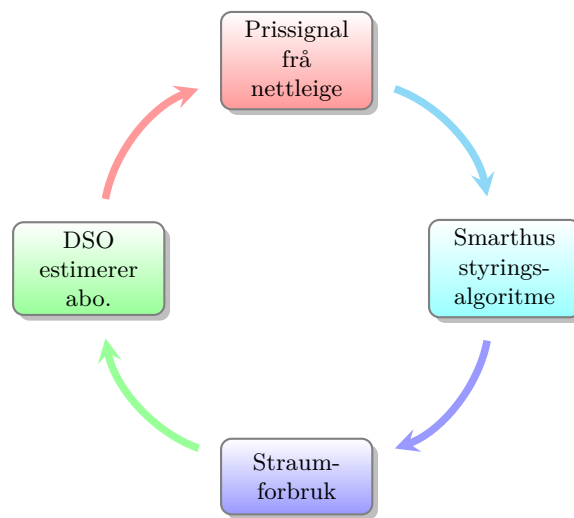
Nettleigemodellen abonnert effekt virkar tilsynelatande til å vere ein enkel og oversikteleig modell for sluttbrukarane å forhalde seg til. Modellen kan likevel vere vanskeleg å forstå utan god forståing av forskjellen mellom energi og effekt. Det er likevel mest problematisk at nettselskapet skal fastsetje abonnementet på vegne av sluttbrukar. Dette kan skape misnøye hos kundar som har fått for stort eller for lite abonnement. Eit avrekningsgrunnlag på 12 mnd. for abonnementsstorleiken gjer at endring i straumforbruket til sluttbrukarar ikkje får verknad før fleire månadar etter endringa har skjedd. Dette kan vere energisparingstiltak, innkjøp av elbil, endring i antal husstandsmedlemmer osv. Kundar endar opp med å betale for mykje, anten fordi abonnementet er for stort, eller at abonnementet er for lite og overforbruksleddet blir veldig stort.

Fastlåst abonnement

Sluttbrukarar med smarthusteknologi kan "låse seg fast" i eit for stort abonnement når abonnementsstorleiken er sett på grunnlag av historiske data. Smarthusteknologi er på veg inn i norske heimar. Laststyring for å minimere energikostnad og auke komfort, vil verte normen i framtida. Det kan vere å styre kva tid varmtvasstanken skal varme vatnet, kva tid varmekablane skal gjere golvet varmt osv. Styringsystemet i eit smarthus vil prøve å minimere straumkostnaden utan at det går utover komforten. Nettleiga utgjer om lag ein fjerdedel av den totale straumkostnaden, og er

¹Reguleringsmyndigheita for energi

potensielt eit viktig prissignal for minimeringsalgoritmen i styringssystemet. Om ein husstand har eit abonnement på 6 kWh/h vil styringssystemet prøve å halde straumforbruket på 6 kWh/h eller mindre. I praksis vil forbruket veldig ofte ligge på om lag 6 kWh/h, anten fordi styringssystemet kuttar forbruket til 6 kW ved overforbruk, eller fordi den lar varmtvasstanken varme vatnet med akkurat nok effekt til at totalforbruket blir 6 kW. Eit abonnement på 6 kWh/h fører altså til eit straumforbruk som veldig ofte er 6 kWh/h. No kan ein tenkje seg at denne husstanden gjer endringar som fører til at eit mindre abonnement passer energibehovet betre (færre husstandsmedlemmer, energisparingstiltak osv.). Styringssystemet vil fortsatt sjå eit abonnement på 6 kWh/h, og fortsetter å både kutte forbruket til 6 kW, og å skru på varmtvasstanken til forbruket blir 6 kW. Etter 12 månadar er avrekningsgrunnlaget nettselskapet nyttar for å fastsetje abonnementet fornya. Då skulle ein kunne forventast at abonnementet vert satt ned som følge av energisparingstiltaket. Men nettselskapet ser eit historisk forbruk som ofte ligg på 6 kWh/h, og endrer ikkje abonnementet fordi 6 kWh/h framleis er det beste abonnementet med dette forbruksmønsteret. Sjølv om eit lågare abonnement ville ført til redusert nettleige over tid, skjer aldri denne endringa. Denne repeterande prosessen gjer at endringar som burde føre til endra abonnement, ikkje nødvendigvis gjer det.



Abonnement - fast vs. sesongdifferensiert

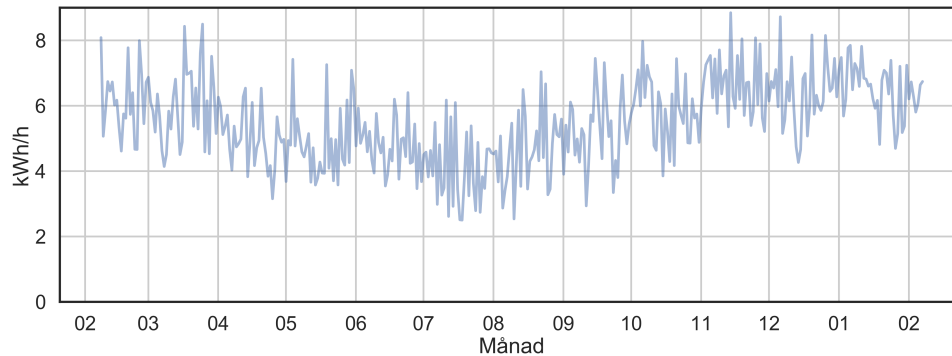
Ved å ha eit fast abonnement gir nettleiga eit økonomisk insentiv til å hindre overforbruk heile tida, sjølv i timar utan kapasitetsproblem i nettet. Nettleigemodellen abonnert effekt tar kun omsyn til kor mykje forbruk som er over abonnementet, ikkje kva tid det er overforbruk. Å spare på fleksibilitet til den høgaste effekttoppen i løpet av dagen vil altså ikkje løne seg med modellen abonnert effekt, i motsetning til modellen målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige.

I fylgje høyringsdokumentet skal nettselskapet berekne optimal abonnementstorleik for kvar sluttbrukar ein gong i månaden, med grunnlag i det historiske forbruket dei siste 12 månadar. Denne modellen tar ikkje omsyn til sesongvariasjonar i forbruket. Dersom forbruket til sluttbrukaren er relativt likt frå år til år, vil dette føre til same abonnement kvar månad i året. Dette vil føre til eit for lågt abonnement i vintermånadane til å utnytte tilgjengeleg fleksibilitet på ein god måte.

Nettleiga skal gi sluttbrukar eit økonomisk insentiv til å halde forbruket innanfor abonnementet. Dette kan sluttbrukar gjere ved å løyse ut negativ fleksibilitet, altså å senke forbruket, når forbruket elles ville overstige abonnementet. Dette kan skje ved laststyring eller å hente energi frå eit energilager. Nokre døme på dette er å skru av elektriske varmekablar, setje elbilladaren på pause, eller å hente energi frå eit hushaldsbatteri. I alle tilfella vil det totale energiforbruket forbli omtrent det same, men energien vert henta frå nettet ved eit seinare tidspunkt. Varmekablane vert koplade på igjen av ein termostat når temperaturen når ei nedre grense. Elbilen ladar ved eit seinare tidspunkt, men skal vere klar til neste avreisetidspunkt. Batteriet har ei nedre grense for utlading, og ladar seg opp igjen etter effekttoppen. Desse tre døma på brukarfleksibilitet er basert

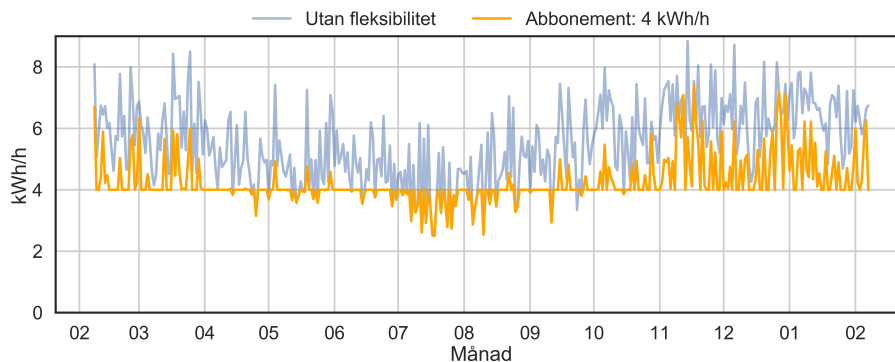
på eksisterande smart teknologi som vert billegare kvart år. Ei endring i nettleigestrukturen bør vere framtidsretta, og legge til rette for best mogleg utnytting av denne brukarflexibiliteten. Difor bør abonnementsstorleiken kunne variere med sesongvariasjonar i forbruket til sluttbrukar.

Figur 1 viser døgnmaks for eit tilfeldig norsk hushald gjennom eit år. Datagrunnlaget er henta frå Elhub for tidsperioden frå februar 2019 til februar 2020. Forbruksmønsteret er typisk, med høgare forbruk om vinter enn sumar. Utan brukarflexibilitet er det optimale abonnementet for dette hushaldet eit abonnement på 5 kWh/h, om ein tar utgangspunkt i dei estimerte prisane i høyringsdokumentet (s. 75).



Figur 1: Døgnmaks for kvar dag i året ved eit typisk norsk hushald med årsforbruk på 24 MWh.

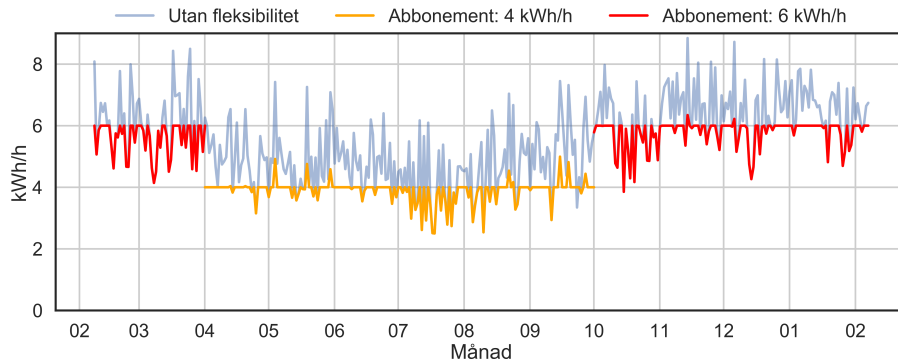
Med fleksibilitet kan ein forvente at eit lågare abonnement er lønsamt. For å sjå effekten av brukarflexibilitet på nettleiga, vart det i masterarbeidet simulert at eit batteri prøvde å halde forbruket innanfor bestemte abonnementsstorleikar. Batteriet har ein nyttekapasitet på 5 kWh, og 2,5 kW makseffekt. Simuleringane viste at det optimale abonnementet var 4 kWh/h ved bruk av fleksibilitet frå batteriet. Batteriet klarar å halde forbruket innanfor abonnementet på 4 kWh/h dei fleste dagar i sumarhalvåret, sjå Figur 2. Om vinteren er effekttoppane likevel nesten like høge som utan batteri. Batteriet har brukt opp fleksibiliteten sin før effekttoppen, sidan det er programmert til å kutte alt forbruk over abonnementet. Sluttbrukaren sparar om lag tusen kroner i året i nettleige ekskl. mva. Likevel er ikkje topplasttimen i året redusert med meir enn om lag 1 kWh/h. Batteriet kunne kutta døgnmaksen i større grad, men sluttbrukar er ikkje insentivert til å gjere dette.



Figur 2: Døgnmaks for kvar dag i året med og utan brukarflexibilitet. Fleksibiliteten er nytta til å halde forbruket innanfor 4 kWh/h så mykje som råd.

Ein må insentivere sluttbrukar til å løyse ut fleksibilitet når den trengst i nettet. Dette kan gjerast ved å sesong- eller månadsdifferensiere abonnementsstorleiken. Optimalt abonnement kan til dømes verte bestemt av det historiske forbruket siste vinter-/sumarhalvår, i staden for siste månadar. Dette endrar ikkje modellen, kun avrekningsgrunnlaget for minimeringsalgoritmen. Fleksibiliteten vert nytta til å kutte dei største effekttoppane i året, dersom ein sesongdifferensierer abonnementet. Topplasttimen i året vert redusert samanlikna med eit fast abonnement, sjå Figur 2 og 3. Det sesongdifferensierte abonnementet er på 4 kWh/h om sumaren (oransje kurve) og 6 kWh/h om vinteren (raud kurve). Dette gir sluttbrukaren insentiv til å nytte fleksibiliteten heile året, og

batteriet klarar i større grad å kutte effekttoppar i vintermånadane.



Figur 3: Døgnmaks for kvar dag i året med og utan brukarfleksibilitet. I sumarhalvåret (april - september) er abonnementet satt til 4 kWh/h. I vinterhalvåret (oktober - mars) er abonnementet satt til 6 kWh/h.

3 Målt effekt

Bakgrunnen for endringsforslaget er å unngå kapasitetsproblem i nettet. Målt effekt gir sluttbrukar direkte insentiv til å kutte effekttoppar. Modellen er enkel, og grei å forstå. Nettselskap har dessutan allereie implementert målt effekt for bedriftskundar med høgt straumforbruk, og kjenner modellen godt. Modellen er ikkje avgrensa av ulike trinnstorleikar, slik som abonnementsnivå eller sikringsstorleik. Slike trinn vil gjere modellen mindre nøyaktig for sluttbrukarar med lågt forbruk. Målt effekt vil såleis ikkje forskjellsbehandle sluttbrukarar med lågt forbruk i høve til sluttbrukarar med høgt forbruk.

Med målt effekt som modell er det dei faktiske effekttoppane i døgnet sluttbrukar betaler for. Det vil altså løne seg å kutte desse mest mogleg. Målt effekt gir dermed større insentiv til smart styring av forbruket, til dømes laststyring eller styring av batteri, gjennom heile året i større grad enn abonnert effekt.

For å ta omsyn til sesongvariasjonar i forbruk og nettkapasitet, er det nyttig å tidsdifferensiere effektledet. Sesongavhengige satsar for effektledet fangar opp sesongvariasjonar i nettkapasitet på ein god måte. "Time-of-use" kan gi prissignal differensiert på timesbasis. Å nytte "time-of-use" i kombinasjon med målt effekt, vil gi sluttbrukar prissignal som samsvarer godt med nettkapasiteten gjennom døgnet og året. Denne kombinasjonen vil komplisere nettleigeutrekninga, så nytten av "time-of-use" bør vegast opp mot korleis det vert oppfatta av sluttbrukaren. Eit alternativ er å la nettselskapet velje om målt effekt skal nyttast aleine, eller kombinert med "time-of-use" dersom hensiktsmessig.

4 Sikringsdifferensiert nettleige

Tanken bak ei sikringsdifferensiert nettleige er god. Kvar sluttbrukar betaler for sitt største moglege effektuttak. Konsensane av modellen er imidlertid ikkje berre heldige.

Det vert nemnt i høyringsdokumentet at nettselskapa kan setje ein virtuell sikringsstorleik. Då er det to alternativ slik eg ser det. Alternativ 1: Nettselskapet kan bryte straumtilførselen når forbruket er over sikringsstorleiken. Om nettselskapet skal kunne bryte straumtilførselen før den fysiske sikringa vil dette kunne bli ei stor kjelde til forvirring og frustrasjon. Alternativ 2: Sluttbrukaren betaler eit overforbruksledd ved forbruk over avtalt sikringsstorleik. I dette høvet liknar modellen så mykje på abonnert effekt at det er overflødig å skilje mellom dei to.

Om virtuell sikring ikkje er realistisk, må nettselskapet berekne nettleige på grunnlag av den fysiske hovudsikringa til kvar sluttbrukar. Når sluttbrukarar må betale på grunnlag av storleiken på hovudsikringa si, er det nærliggande å tru at fleire sluttbrukarar vil sikre ned. Nettleiga gir sluttbrukar eit insentiv til å sikre ned til lågaste nødvendige sikringsstorleik. Kva grunnlag har sluttbrukarar til å berekne nødvendig sikringsstorleik? Det beste grunnlaget for dei alle fleste

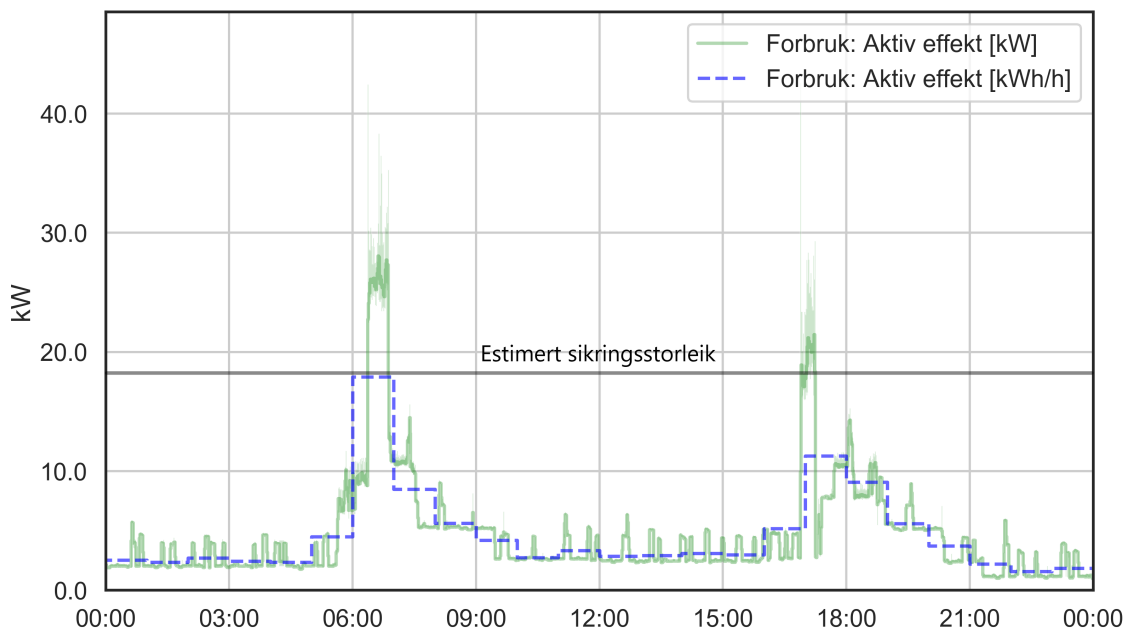
er historiske straumdata frå Elhub. Dataseriane i Elhuben inneheld ein verdi kvar time. Eg vil argumentere for at dette ikkje nødvendigvis er nok til å berekne nødvendig sikringsstorleik.

Konsekvensar av timesoppløyst data frå Elhub

Berekningane i høyringsdokumentet inneber å estimere nødvendig sikringsstorleik basert på forbruksdata frå Elhub. Elhub-data har ei tidsoppløysing på éin verdi per time. I Figur 4 er ei slik forbrukskurve frå eit mjølkebruk vist (blå, stipla line). I same figur er òg forbruksdata loggført frå HAN-porten ved same gardsbruk vist (grøn). Denne måleserien har ei tidsoppløysing på eitt minutt. Den mørkegrøne lina er gjennomsnittseffekten gjennom minuttet, og dei lysegrøne spissane viser maksimums- og mininumseffekten for kvart minuttintervall.

I berekningane vert nødvendig sikringsstorleik estimert ved å runde opp maksimalt timesforbruk (blå, stipla line) til næraste heiltal. Med forbruksdata presentert i Figur 4 som grunnlag ville nødvendig sikringsstorleik verte 18 kW. Dette ville stemt om forbruket var tilnærma konstant innanfor kvart timesintervall. Det stemmer ikkje for dei fleste forbrukskurver. I dette tilfellet ville ein sikringsstorleik på 18 kW truleg føre til at sikringen gjekk.

Elhub-data tar heller ikkje omsyn til forskjellar mellom dei tre fasane. Faseforskjellar grunna skeivfordelte laster kan føre til at sikringa går sjølv om totaleffekt er under estimert sikringsstorleik. Timesdata frå Elhub inneheld ikkje nok informasjon og har ikkje høg nok oppløysing til å seie noko definitivt om nødvendig sikringsstorleik. Dette vil òg gjere det vanskeleg for sluttbrukarar å berekne om, og kor mykje, dei kan sikre ned for å spare nettleige.



Figur 4: Forbruksdata frå eit mjølkebruk for eitt døgn henta frå Elhub og HAN-port.

5 Generelt

I høyringsdokumentet er det presentert tre modellar: abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige. Det vert lagt opp til at nettselskapa skal velje modell innanfor gitte rammer. Det er i mitt syn uheldig at nettleigestrukturen ikkje vert standardisert. Ulikskapar frå nettselskap til nettselskap kan føre til forvirring, og gjere det unødvendig vanskeleg å utvikle skreddarsydde energiløysingar som tar omsyn til nettleiga.

Før endringar i nettleigestrukturen blir vedtatt er det hensiktsmessig å sjå på konsekvensen for fleire næringar og hushaldsstorleikar. Til dømes vil mjølkebruk med mjølking og føring to gonger for dagen oppleve ei kraftig auke i nettleigekostnad ved innføring av modellane og prisane i høyringsdokumentet. To av mjølkebruka nytta som case-studie i masteroppgåva mi fekk opp mot 30 % høgare nettleige etter omlegginga. Ei slik endring vil kunne gjere det meir lønsamt å nytte diesel i staden for elektrisitet til forhandtering og liknande. Å kartlegge dei negative konsekvensane for fleire ulike næringar, er teneleg før ei omlegging som påverkar alle sluttbrukarar av straum.

6 Oppsummering

Det er fordelaktig å innføre ein felles modell. Trinnstrukturen og avrekningsgrunnlaget for modellane abonnert effekt og sikringsdifferensiert nettleige kompliserer nettleigeutrekninga. At nettselskapet skal fastsetje abonnementsstorleik på grunnlag av 12 månadar med historiske data, har fleire uheldige konsekvensar. Sesongdifferensiering av abonnementet kan auke insentivet til å jamne ut forbruket gjennom året, men gjer ikkje modellen enklare å forstå. Historiske straumdata med timesoppløysing på ein time inneheld ikkje nok informasjon til å estimere naudsynt sikringsstorleik. Modellen målt effekt ser ut til å vere det beste av dei presenterte alternativa. Kombinert med "time-of-use", kan målt effekt reflektere kostnaden ved nettdrift på ein god måte, og samtidig vere eit forståeleg alternativ for sluttbrukar.

Beste helsing

Svein Gjerdaaker

Masterstudent ved NMBU

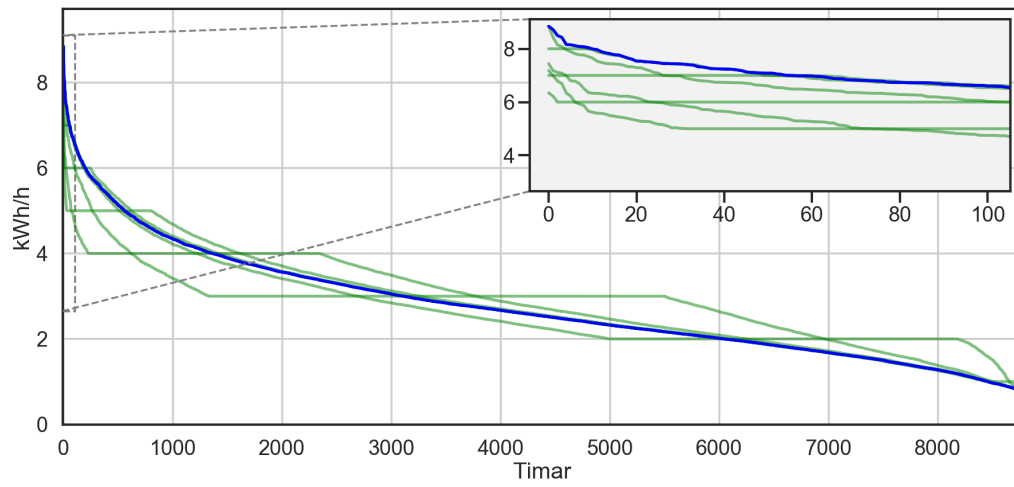
svein.gjerdaaker@gmail.com

Vedlegg C

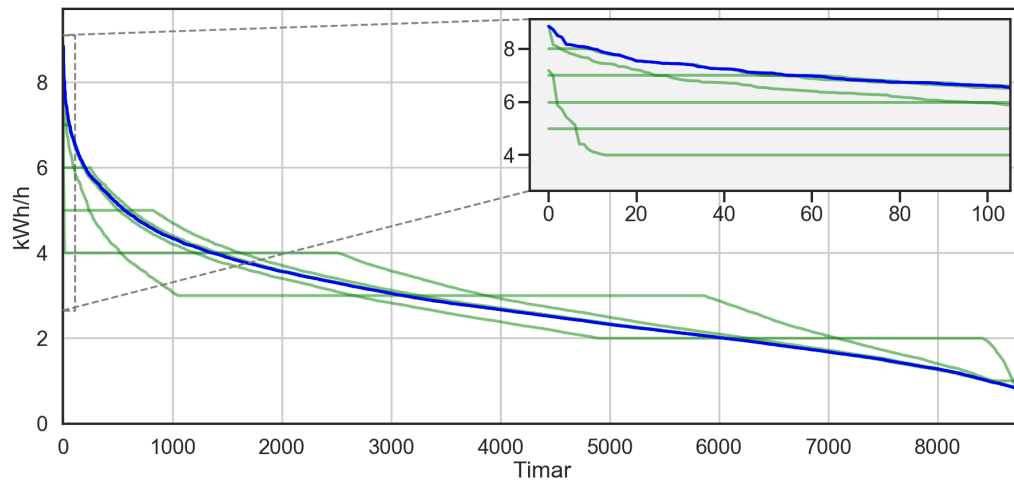
Alle resultat

C.1 Resultat frå batterisimulering

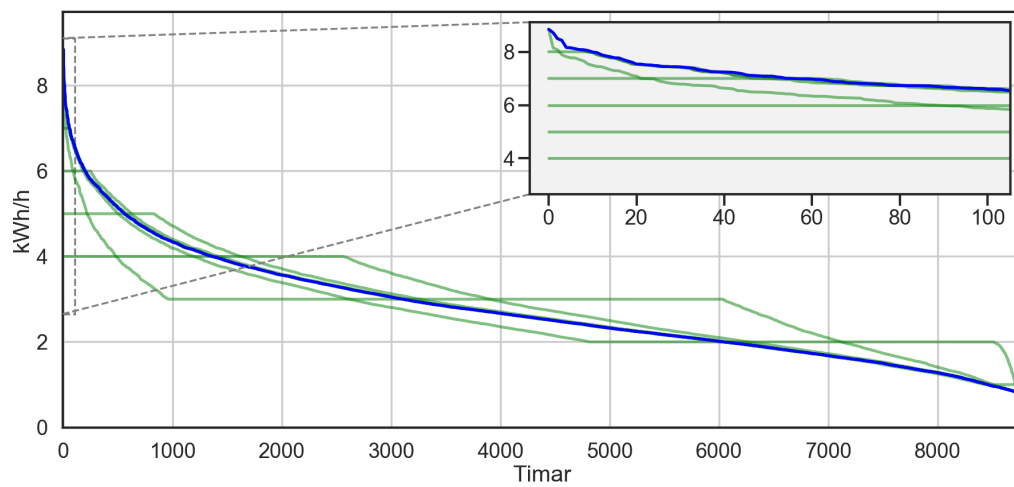
Her er ekstensive resultat frå batterisimulering som ikkje vart presentert i delkapittel 4.3.3 vist. Resultata frå alle simuleringar er visualisert som varigheitskurver (grøne) i lag med varigheitskurven av originalforbruket (blått). Framstillinga viser forbruket per time i året, sortert etter forbruk. Timane med høgast forbruk er lagt til venstre. Forbruket er i kilowatttime i timen [kWh/h]. Under er ei side med tre figurar for kvart hushald/gardsbruk. Dei tre figurane syner resultat frå batterisimulering med dei tre forskjellige batteristorleikane.



(a) Lite batteri

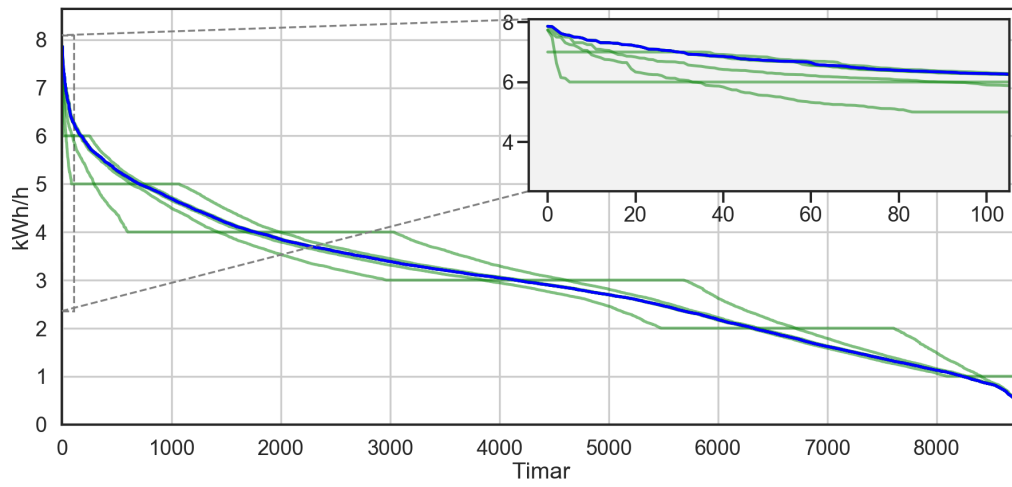


(b) Middels batteri

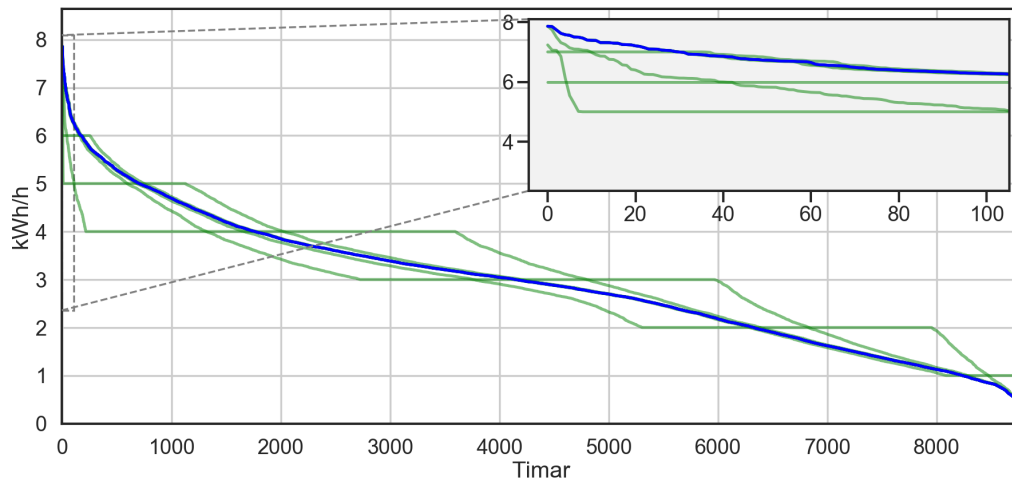


(c) Stort batteri

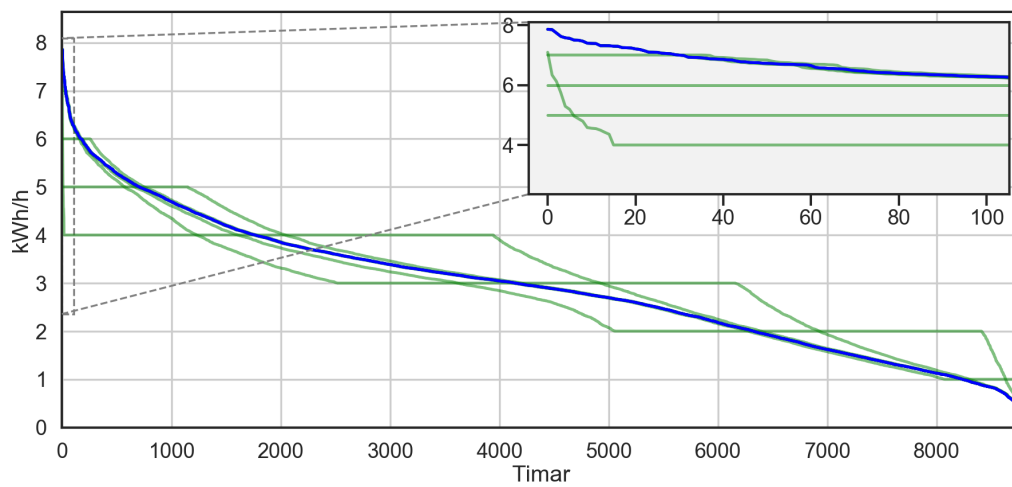
Figur C.1: Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 1 framstilt som varigheitskurve.



(a) Lite batteri

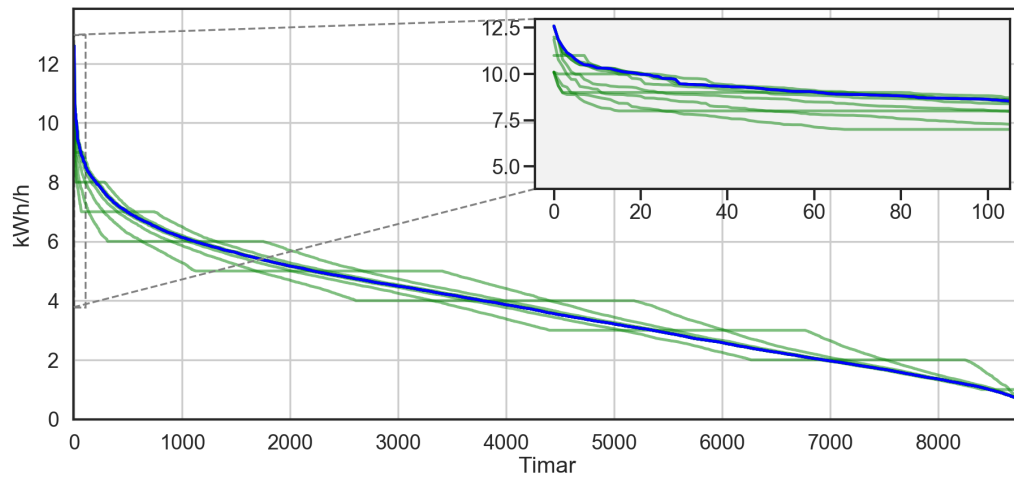


(b) Middels batteri

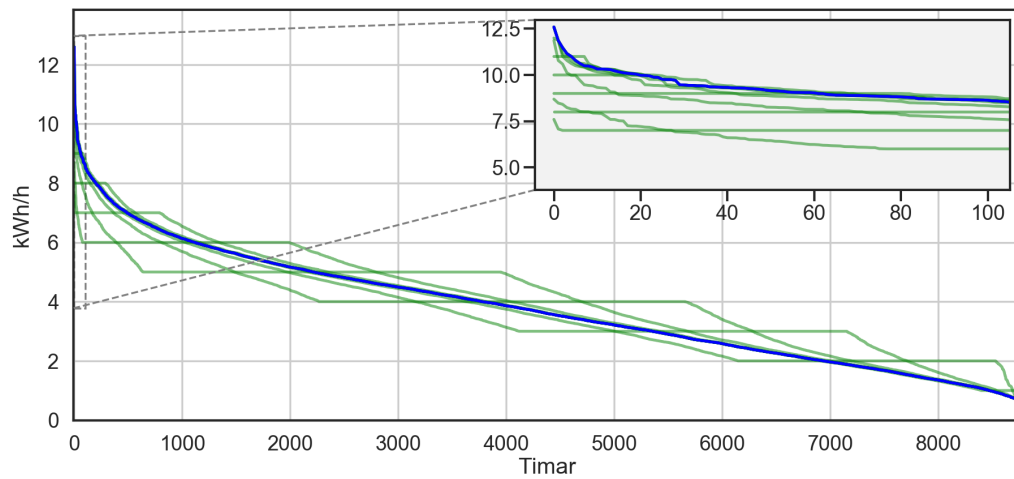


(c) Stort batteri

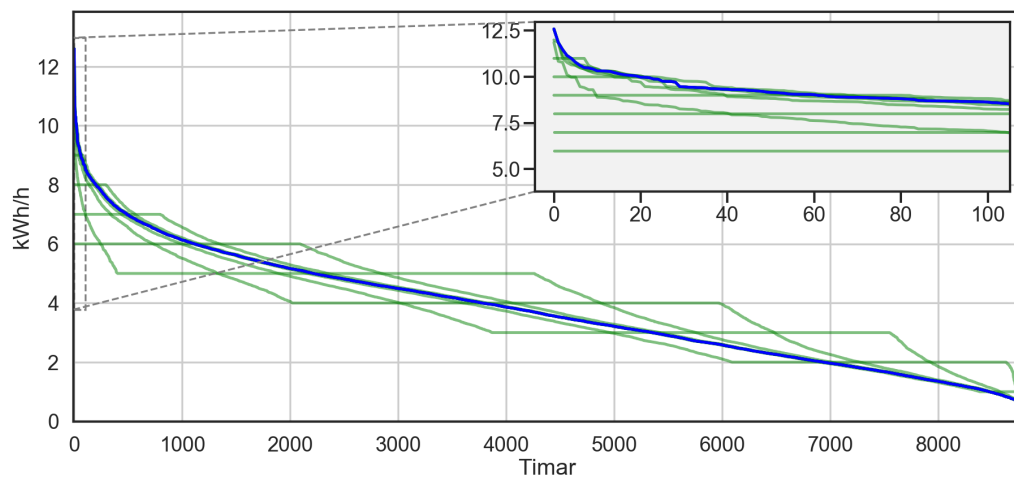
Figur C.2: Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 2 framstilt som varigheitskurve.



(a) *Lite batteri*

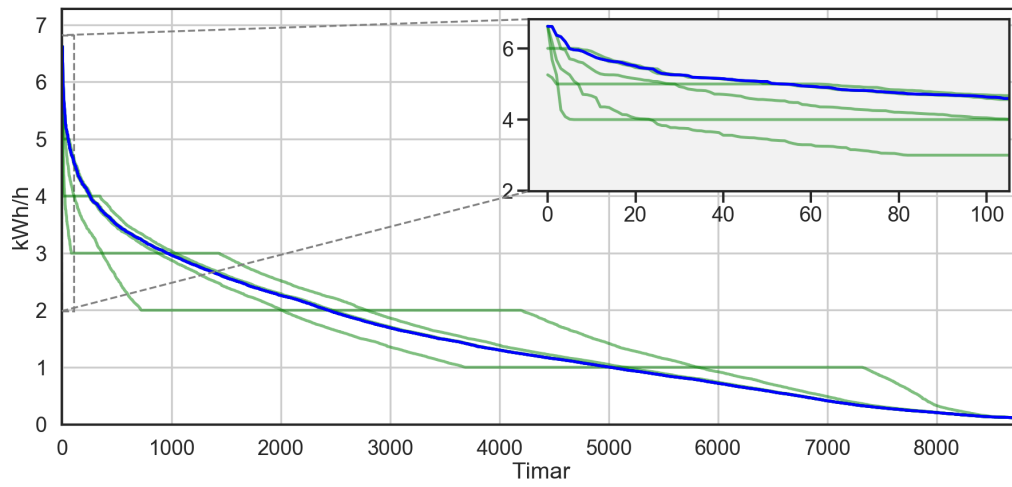


(b) *Middels batteri*

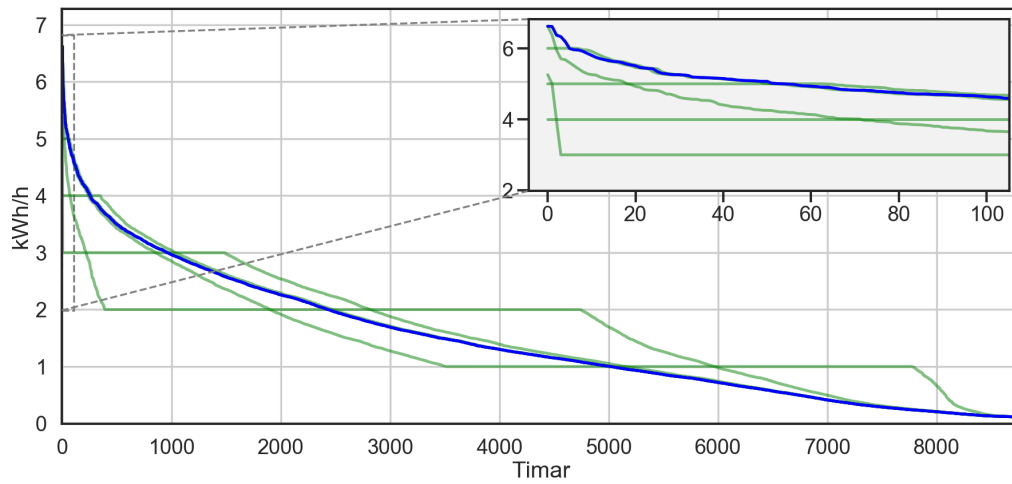


(c) *Stort batteri*

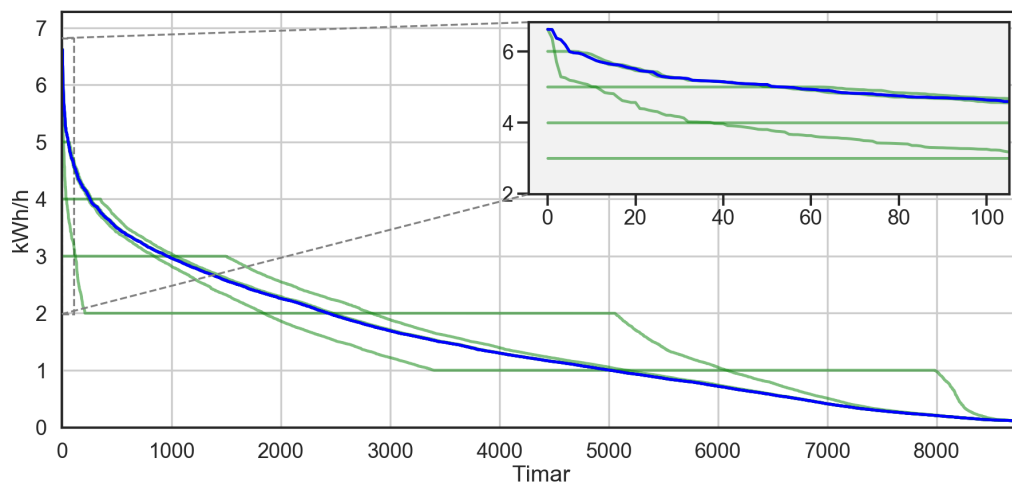
Figur C.3: Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 3 framstilt som varigheitskurve.



(a) Lite batteri

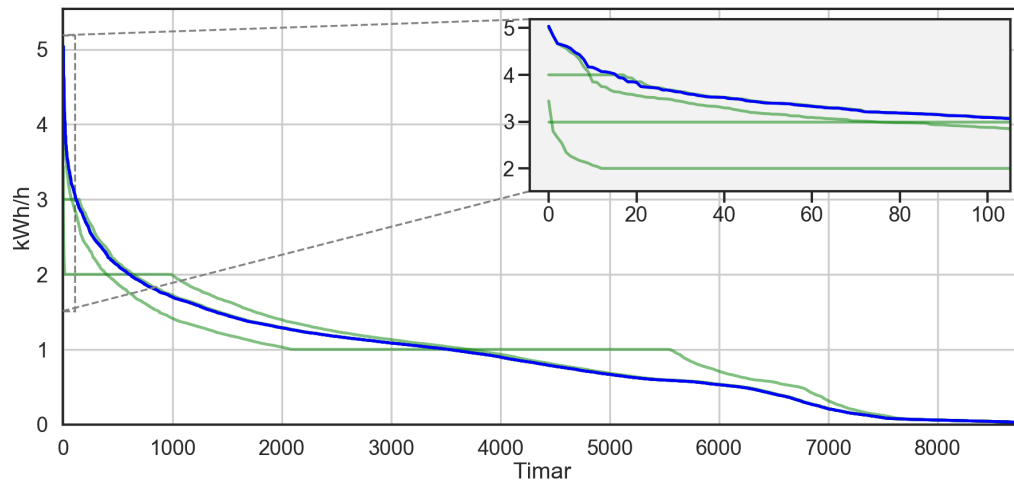


(b) Middels batteri

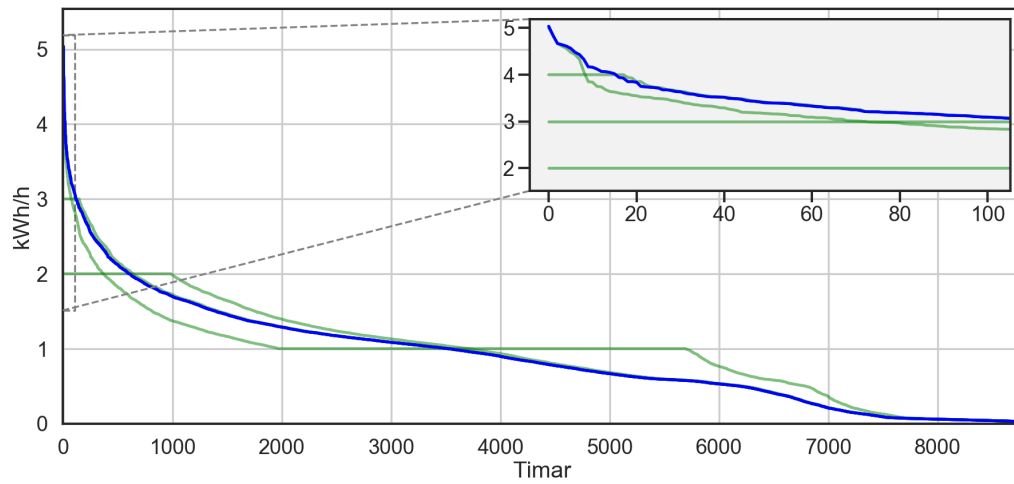


(c) Stort batteri

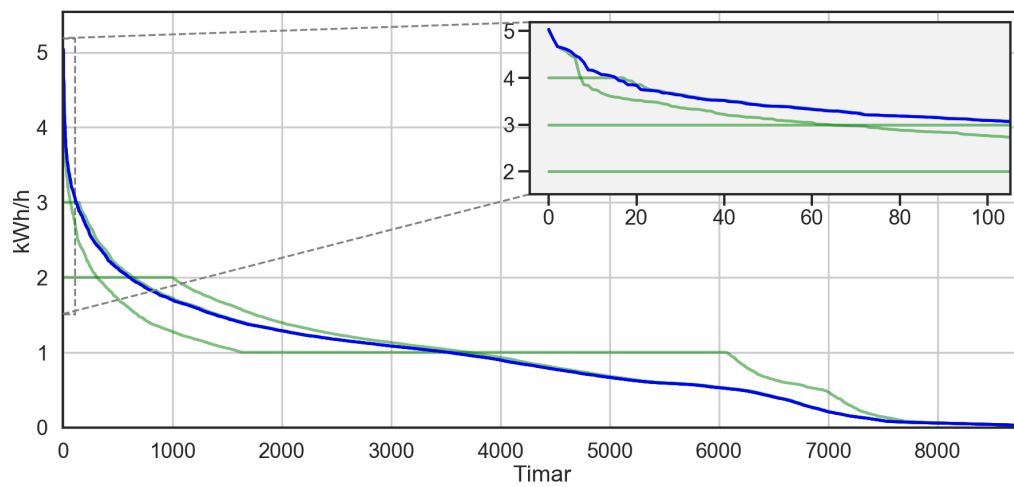
Figur C.4: Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 4 framstilt som varigheitskurve.



(a) Lite batteri

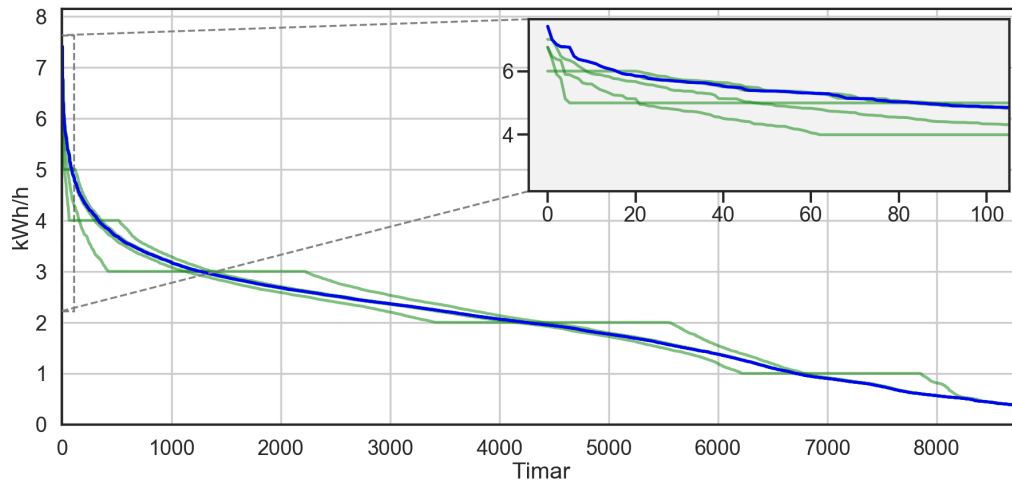


(b) Middels batteri

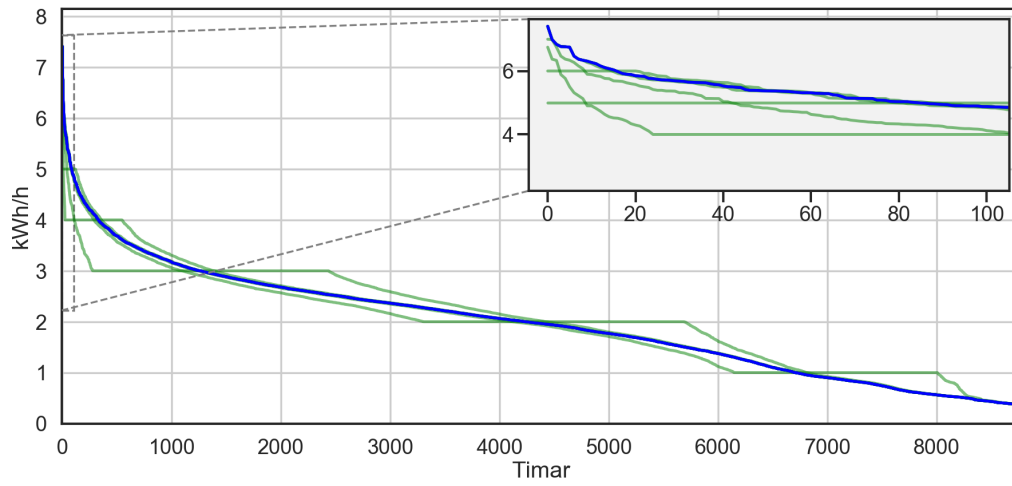


(c) Stort batteri

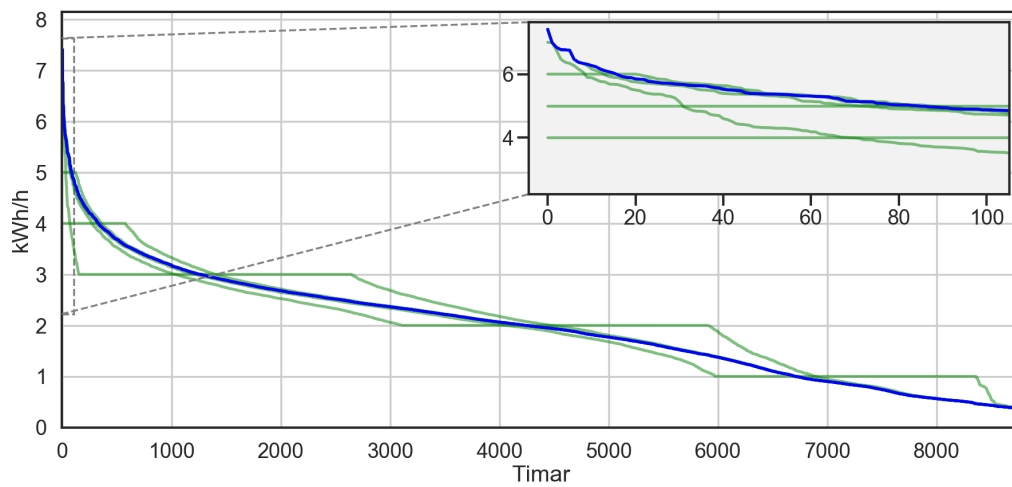
Figur C.5: Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 5 framstilt som varigheitskurve.



(a) Lite batteri

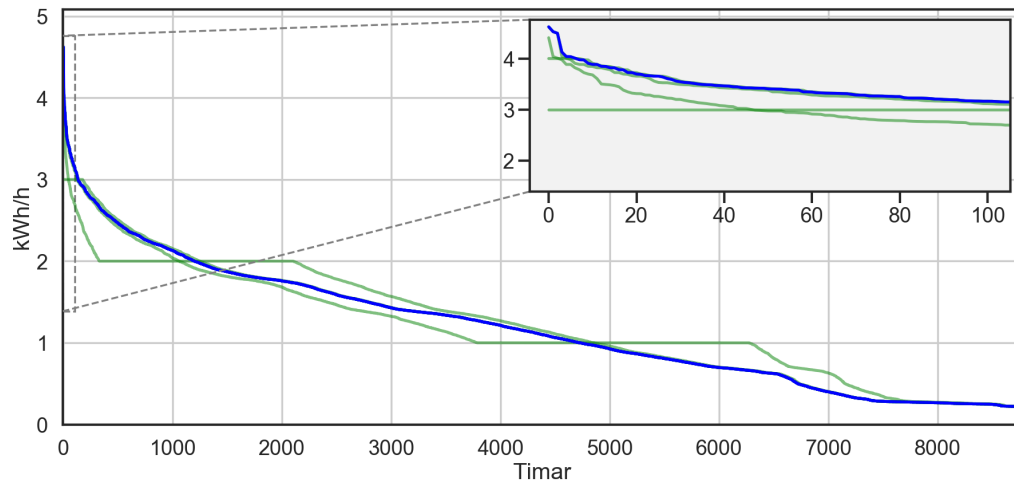


(b) Middels batteri

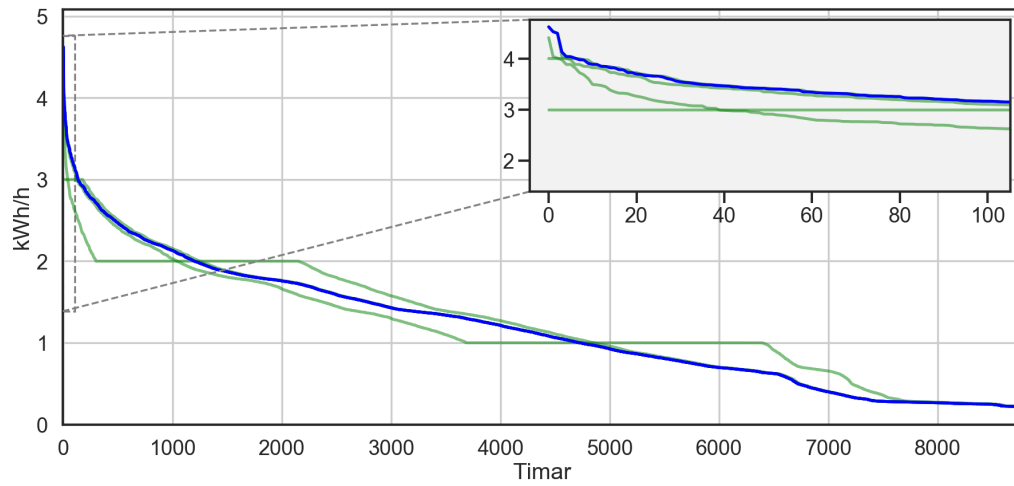


(c) Stort batteri

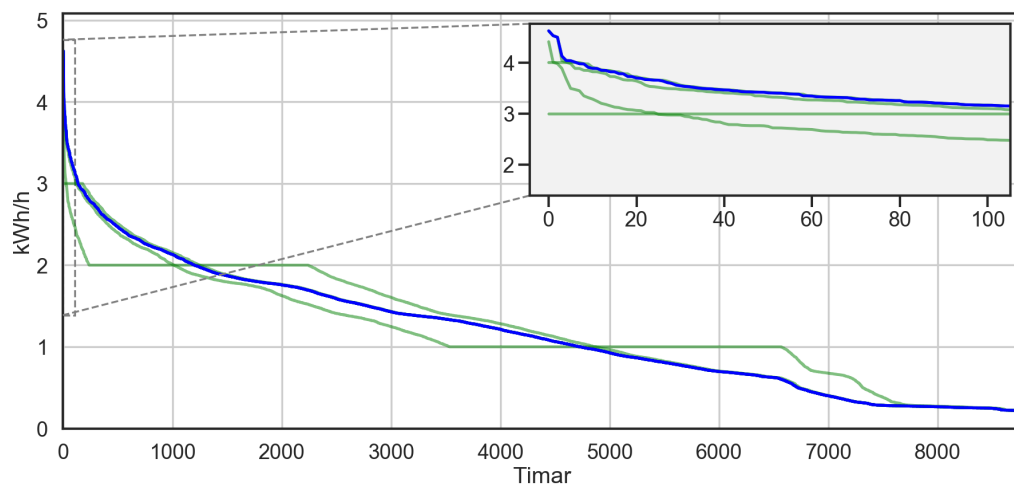
Figur C.6: Resultat frå batterisimulering for hushald nr. 6 framstilt som varigheitskurve.



(a) *Lite batteri*

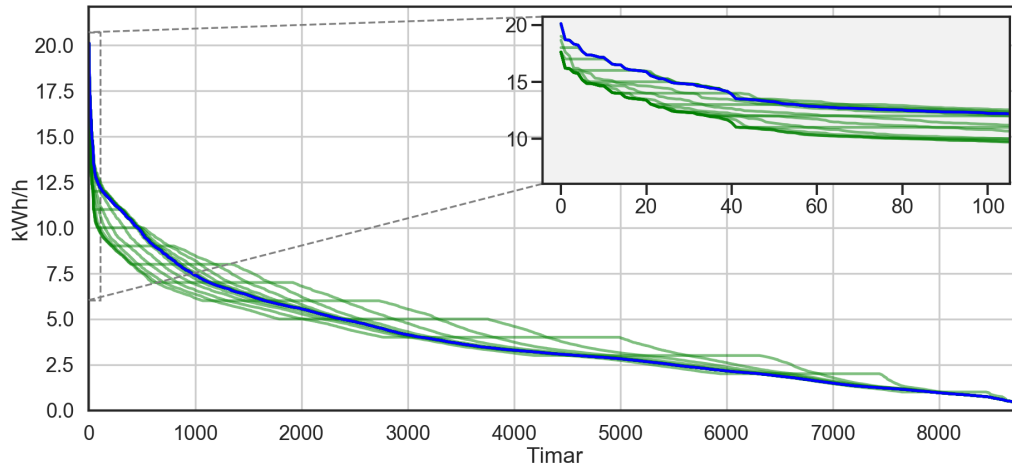


(b) *Middels batteri*

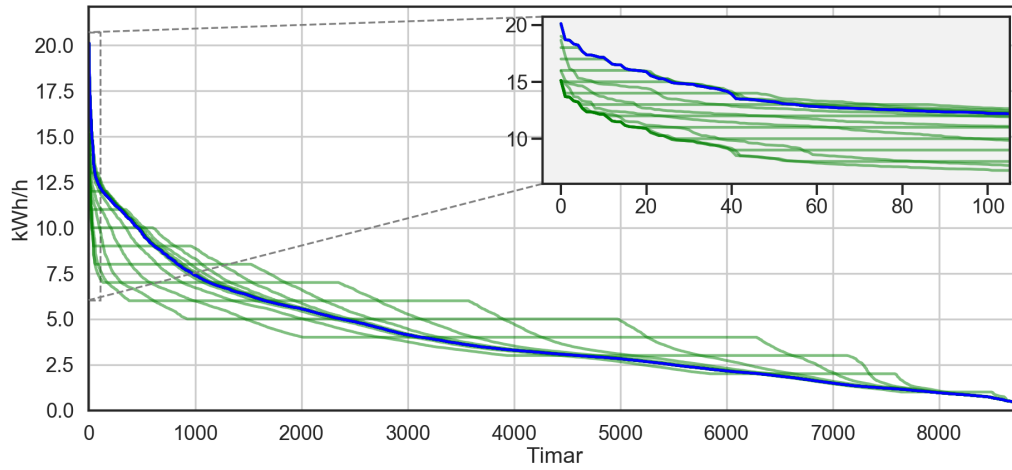


(c) *Stort batteri*

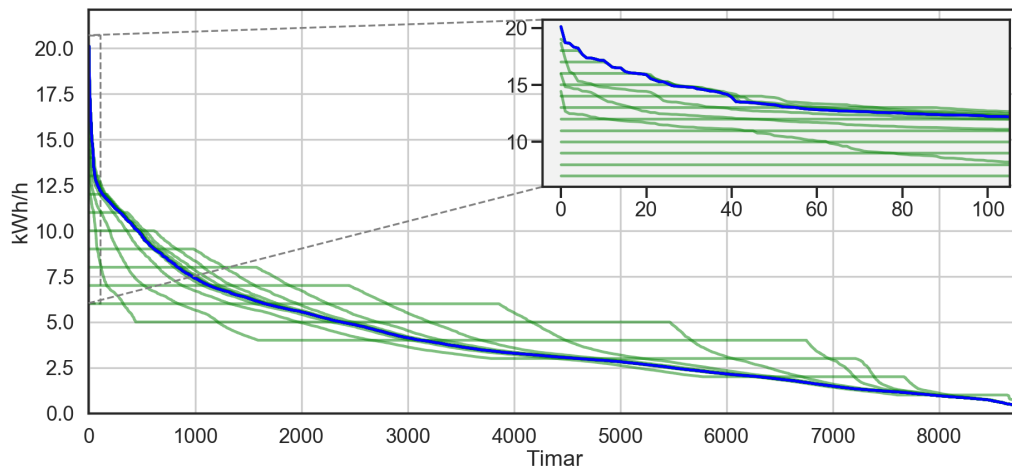
Figur C.7: Resultat frå batterisimulering for gardsbruk nr. 1 framstilt som varigheitskurve.



(a) Lite batteri

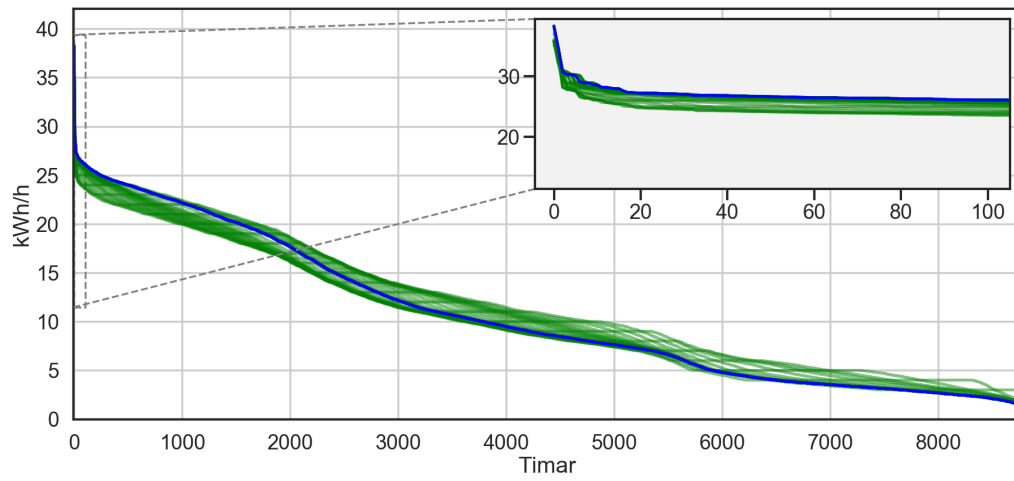


(b) Middels batteri

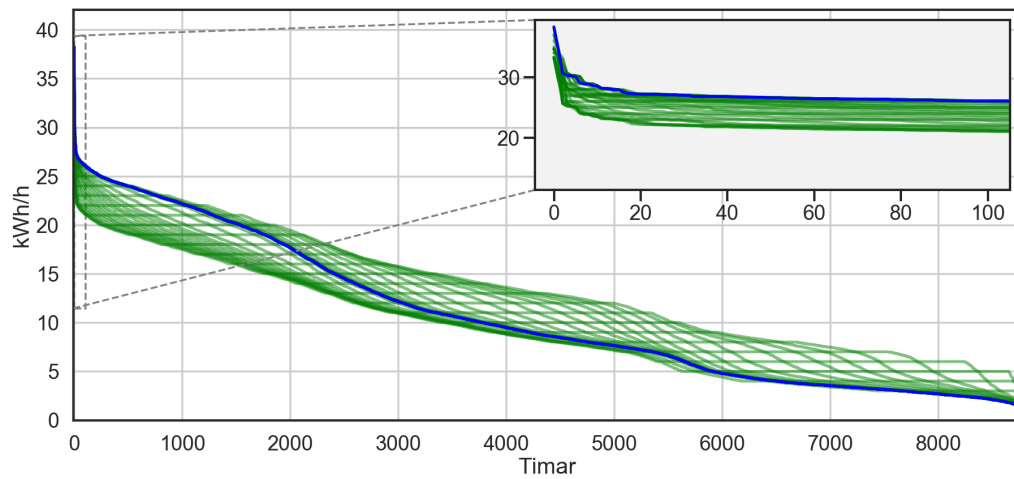


(c) Stort batteri

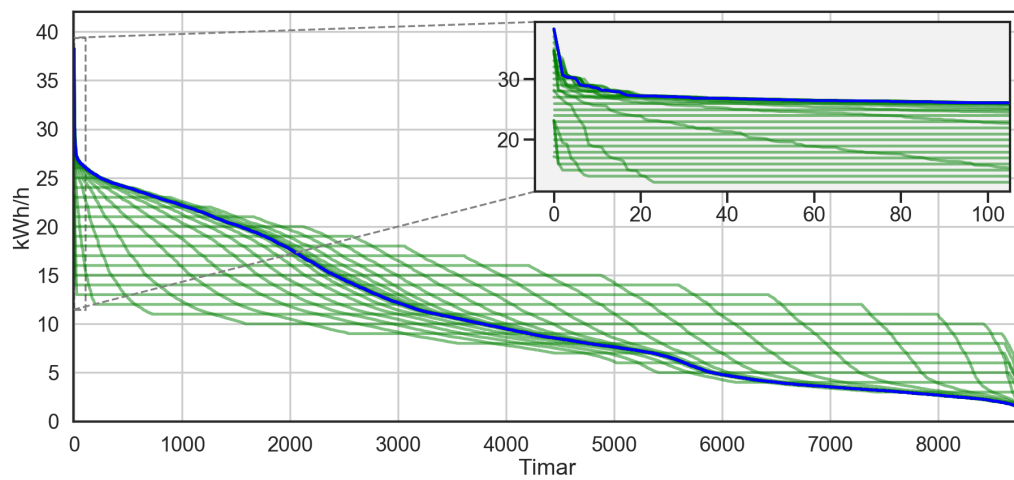
Figur C.8: Resultat frå batterisimulering for gardsbruk nr. 2 framstilt som varigheitskurve.



(a) Lite batteri

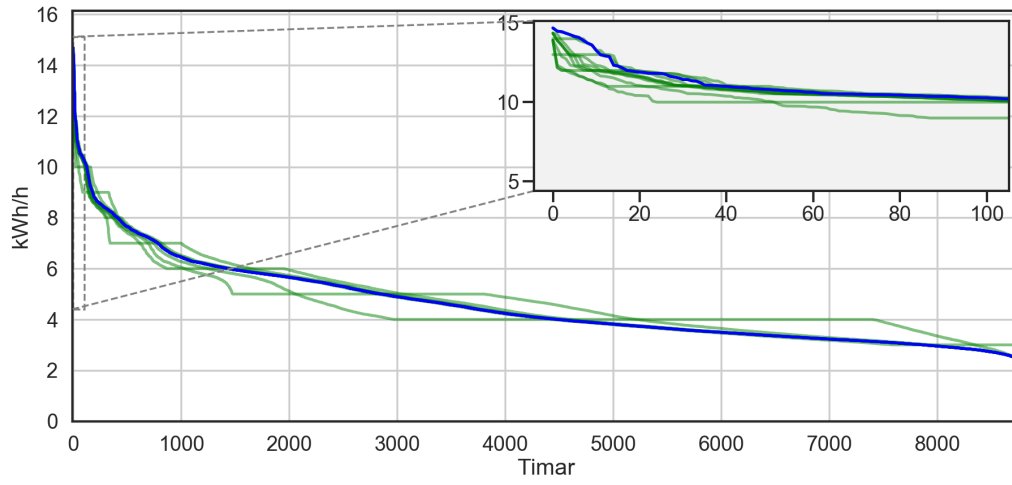


(b) Middels batteri

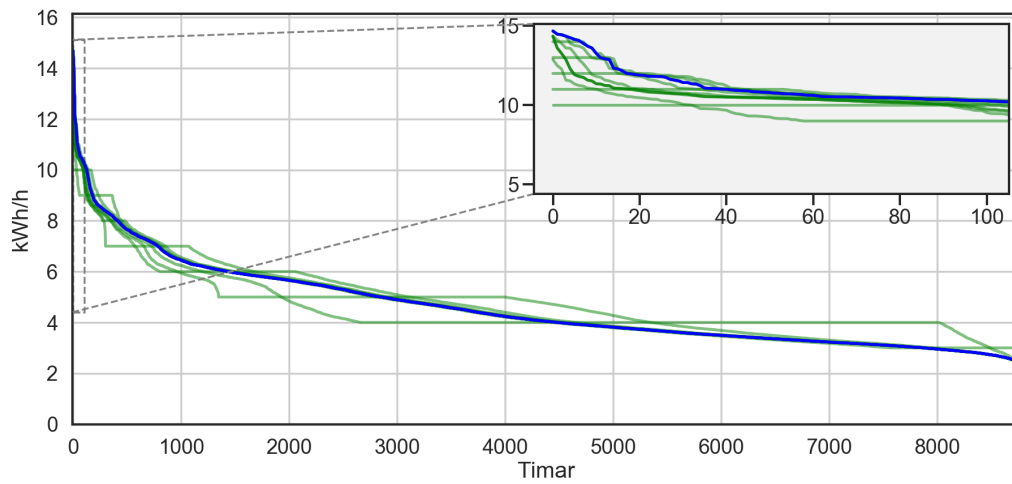


(c) Stort batteri

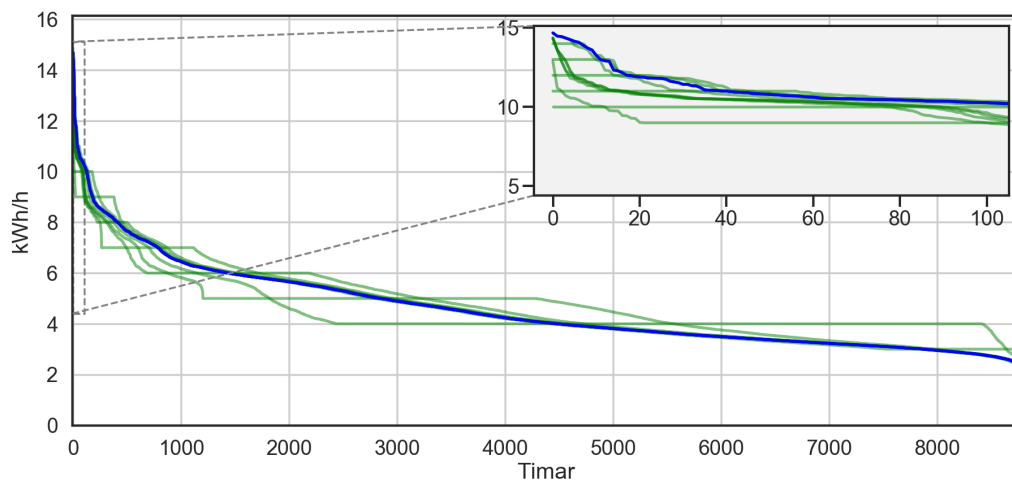
Figur C.9: Resultat frå batterisimulering for gardsbruk nr. 3 framstilt som varigheitskurve.



(a) Lite batteri

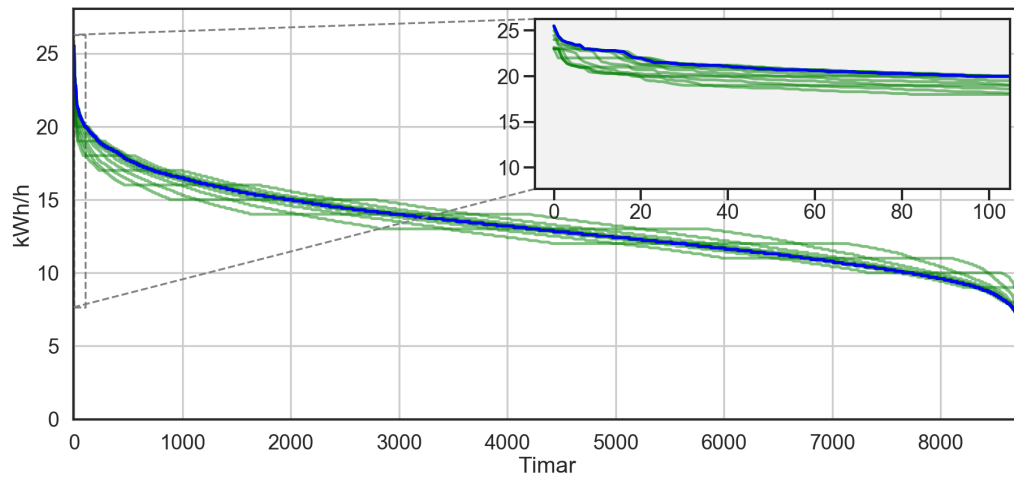


(b) Middels batteri

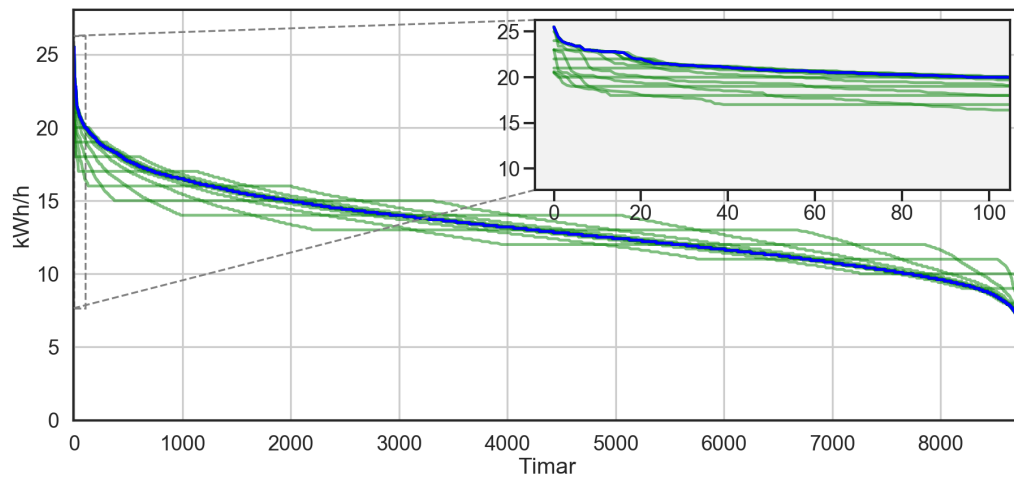


(c) Stort batteri

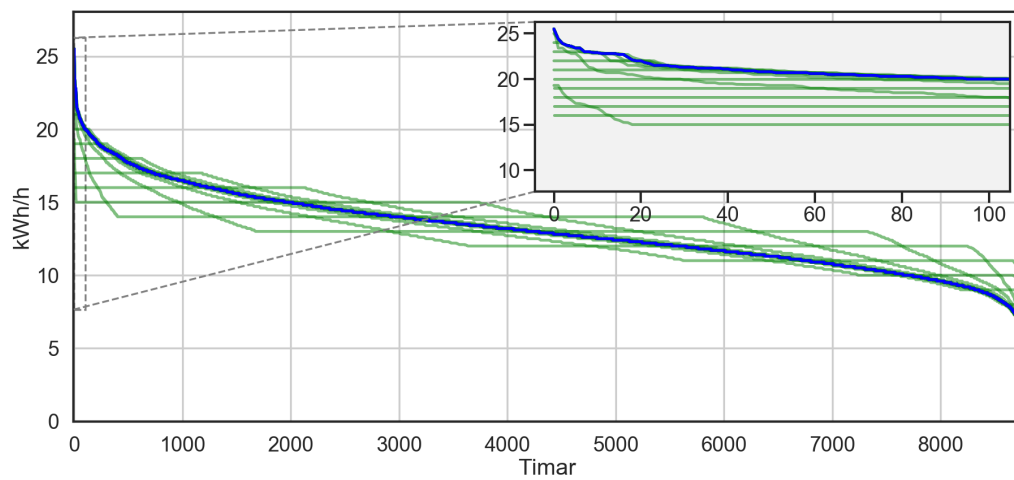
Figur C.10: Resultat frå batterisimulering for gardsbruk nr. 4 framstilt som varigheitskurve.



(a) Lite batteri



(b) Middels batteri

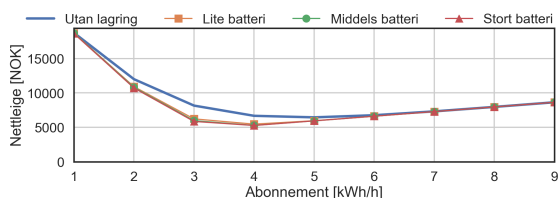


(c) Stort batteri

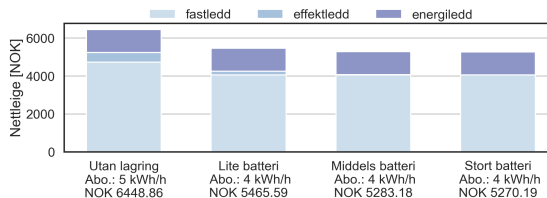
Figur C.11: Resultat frå batterisimulering for gardsbruk nr. 5 framstilt som varigheitskurve.

C.2 Beste effekttak

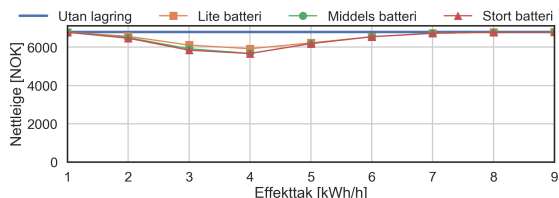
Her er ekstensive resultat frå estimering av beste effekttak som ikkje vart presentert i delkapittel 4.3.3 vist. For kvart hushald og gardsbruk vert seks figurar presentert. Figurar (a), (c) og (e) viser resultatet av nettleigestimering med ulike effekttak for høvesvis modellen abonnert effekt, målt effekt og sikringsdifferensiert nettleige. Figurar (b), (d) og (f) viser ledda i den lågaste nettleiga for kvart batterialternativ for dei same modellane.



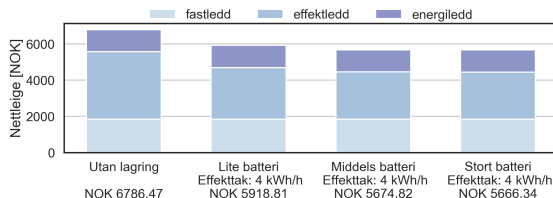
(a) Abonnert effekt



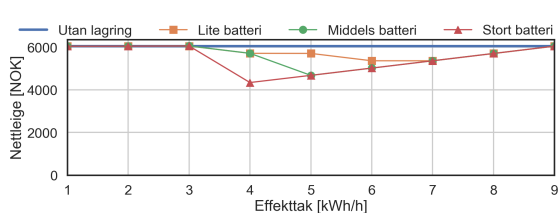
(b) Abonnert effekt - beste alternativ



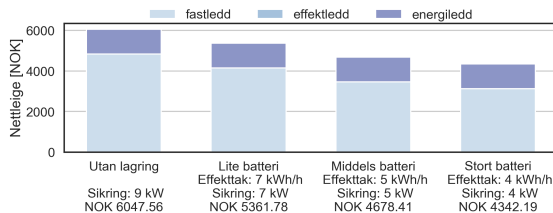
(c) Målt effekt



(d) Målt effekt - beste alternativ

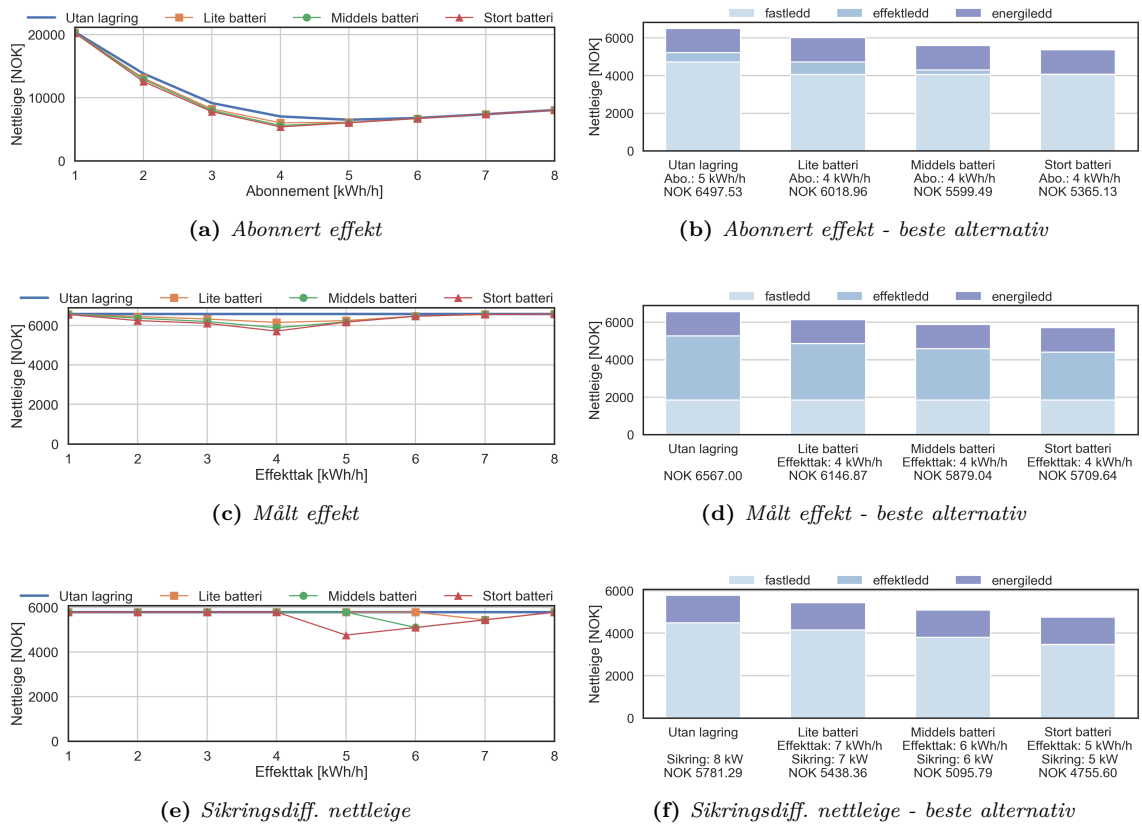


(e) Sikringsdiff. nettleige

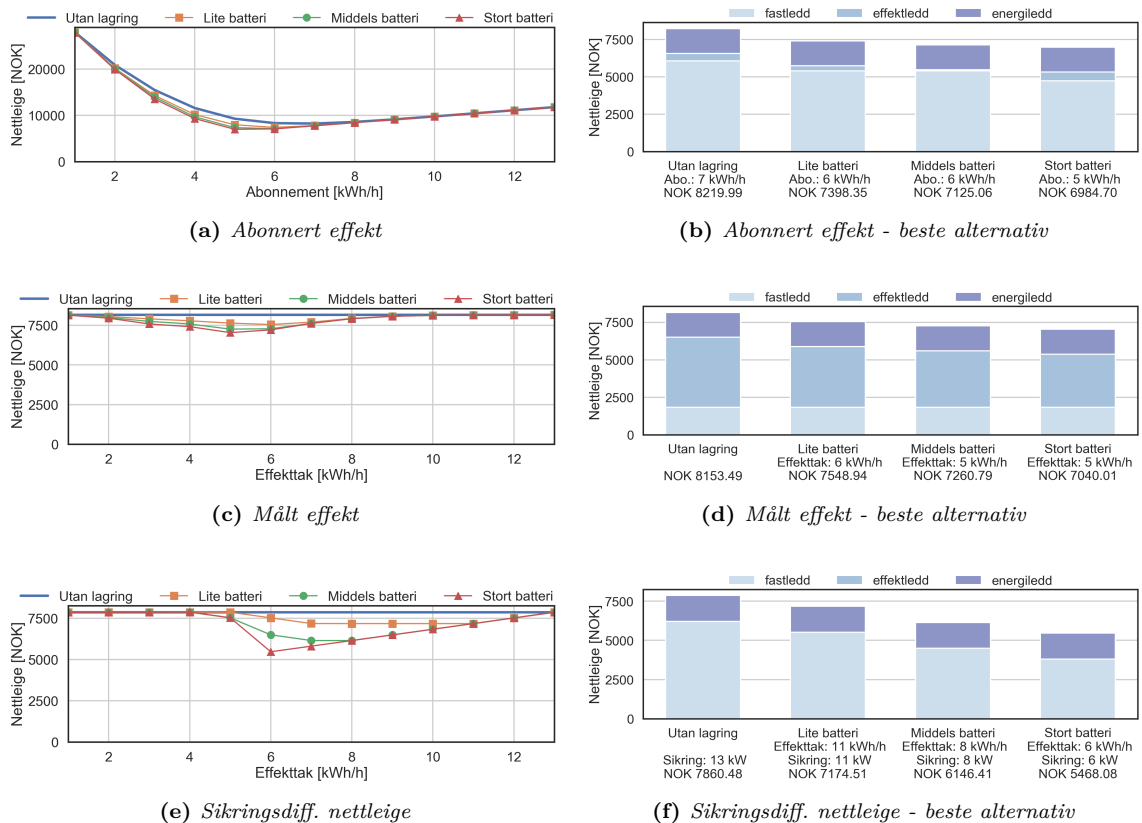


(f) Sikringsdiff. nettleige - beste alternativ

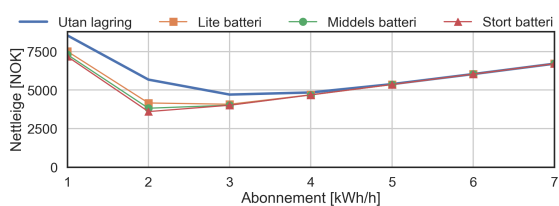
Figur C.12: Resultat frå nettleigestimering for hushald nr. 1



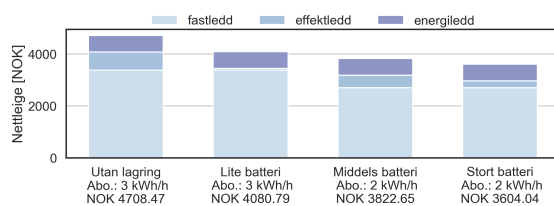
Figur C.13: Resultat frå nettleigeestimering for hushald nr. 2



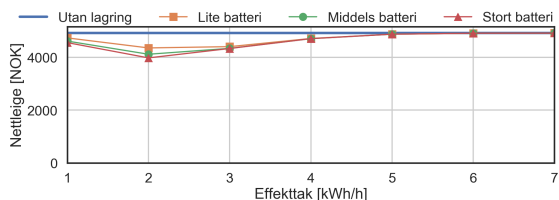
Figur C.14: Resultat frå nettleigeestimering for hushald nr. 3



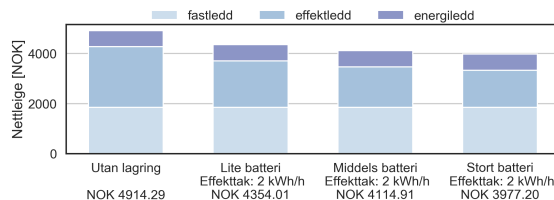
(a) Abonnert effekt



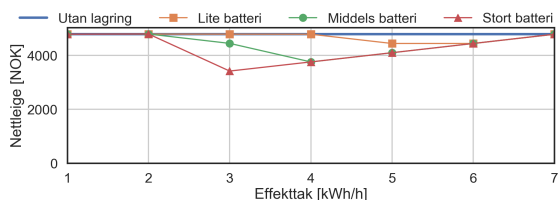
(b) Abonnert effekt - beste alternativ



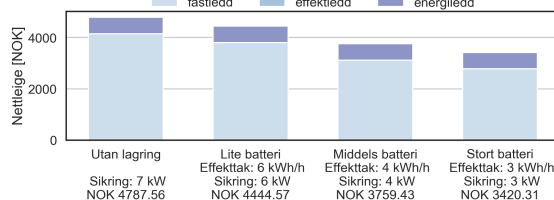
(c) Målt effekt



(d) Målt effekt - beste alternativ

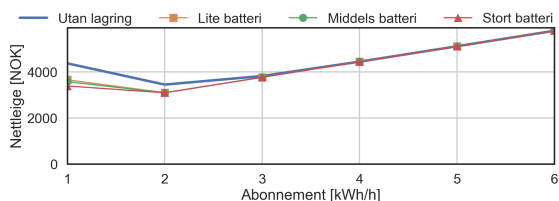


(e) Sikringsdiff. nettleige

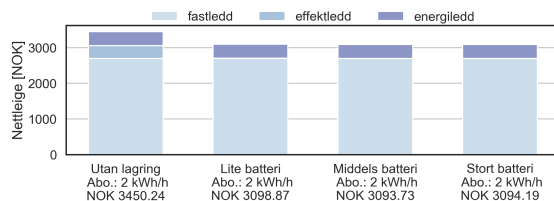


(f) Sikringsdiff. nettleige - beste alternativ

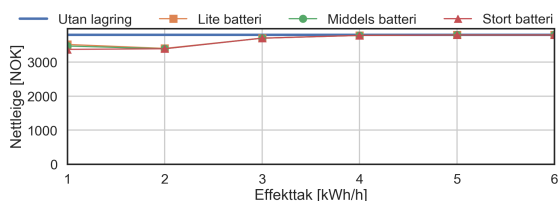
Figur C.15: Resultat frå nettleigestimring for hushald nr. 4



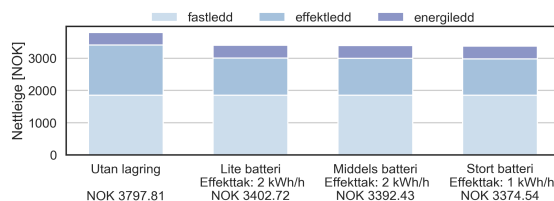
(a) Abonnert effekt



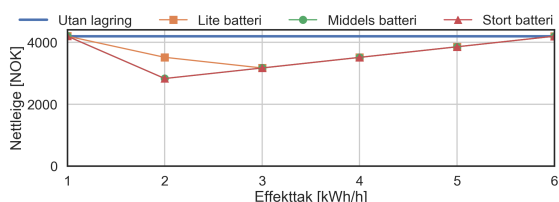
(b) Abonnert effekt - beste alternativ



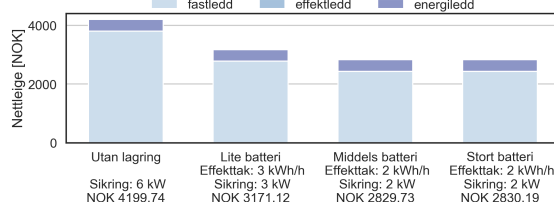
(c) Målt effekt



(d) Målt effekt - beste alternativ

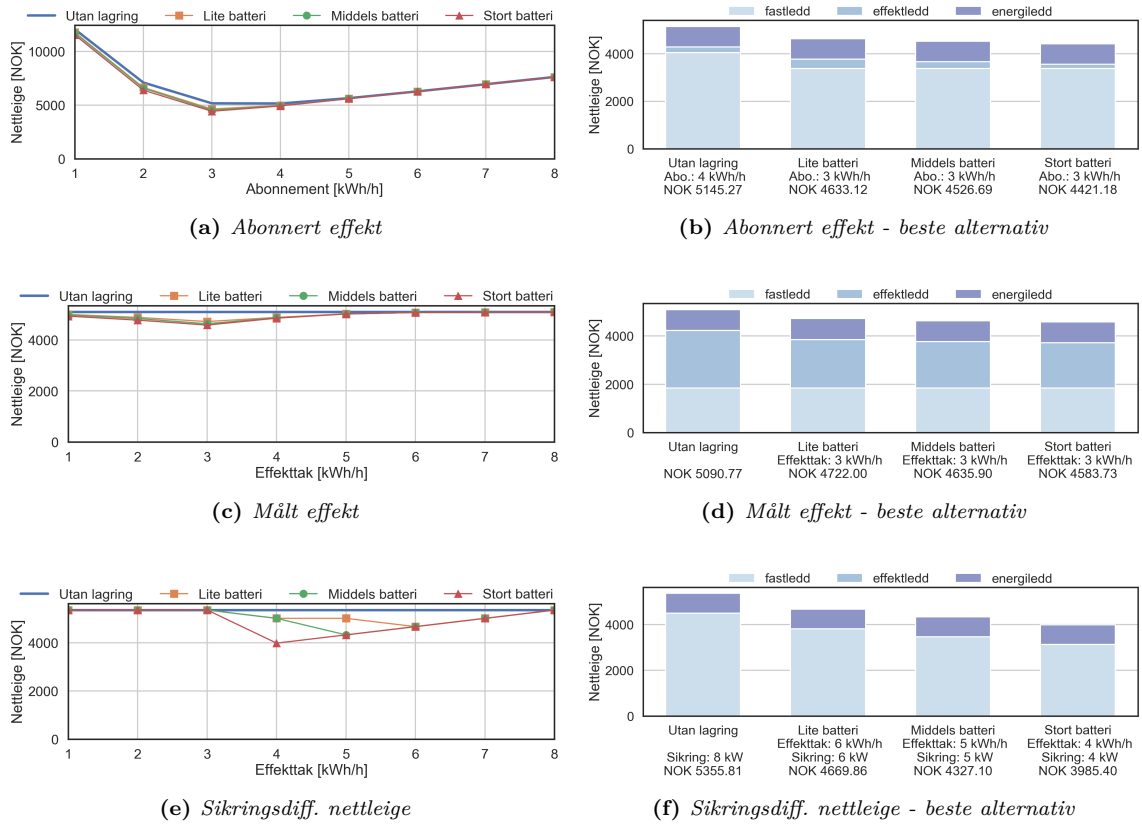


(e) Sikringsdiff. nettleige

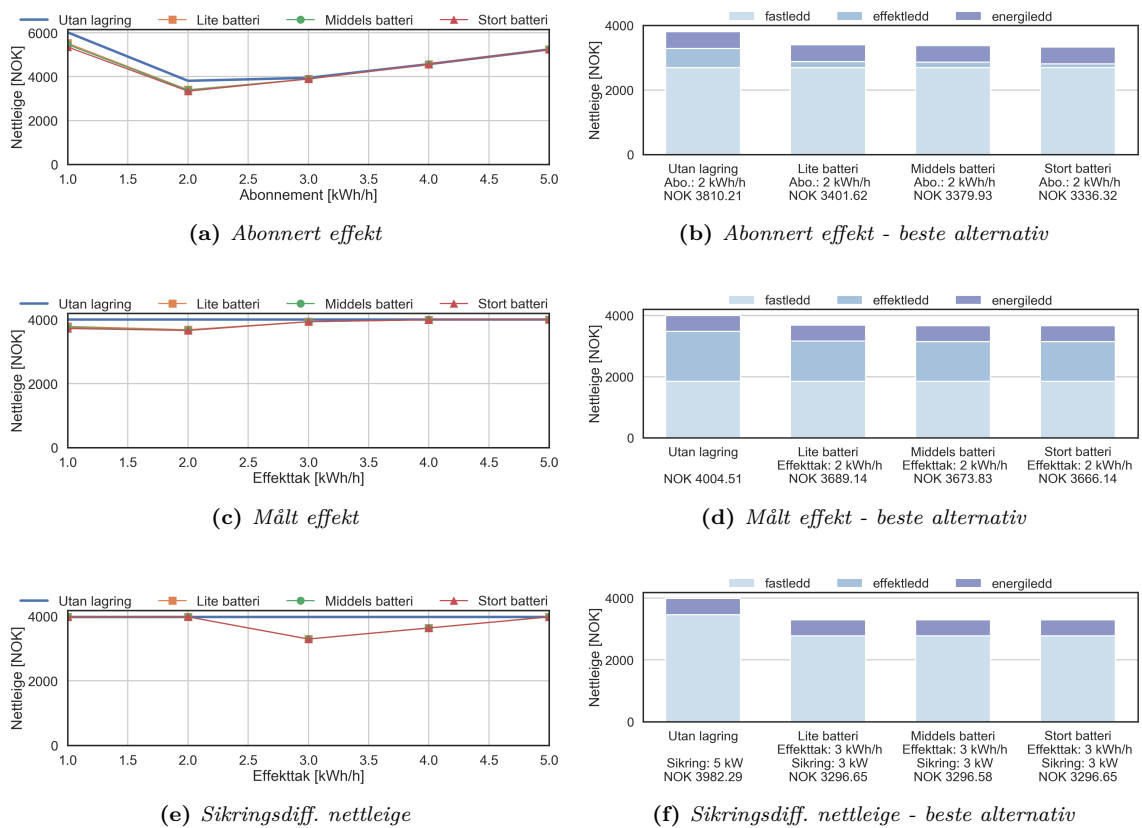


(f) Sikringsdiff. nettleige - beste alternativ

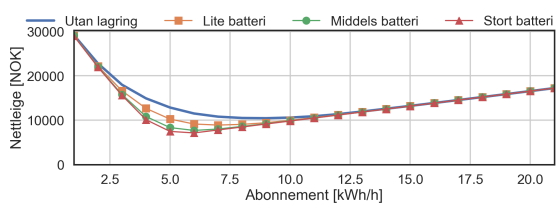
Figur C.16: Resultat frå nettleigestimring for hushald nr. 5



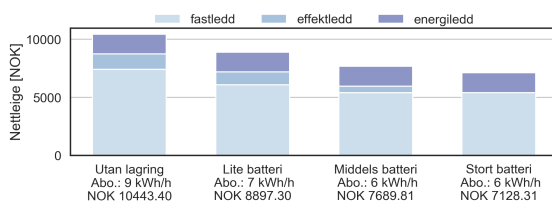
Figur C.17: Resultat frå nettleigeestimering for hushold nr. 6



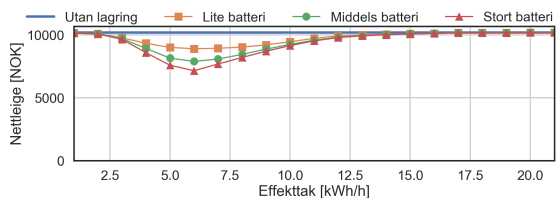
Figur C.18: Resultat frå nettleigeestimering for gardsbruk nr. 1



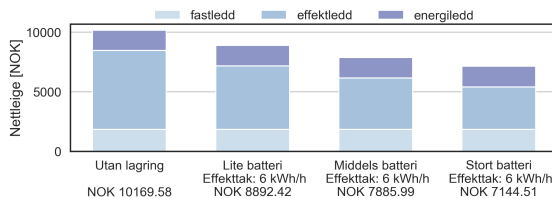
(a) Abonnert effekt



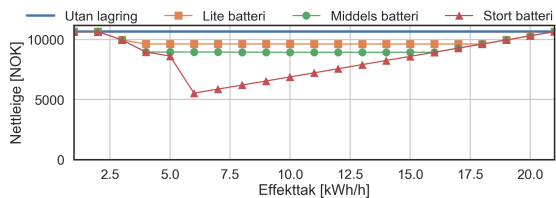
(b) Abonnert effekt - beste alternativ



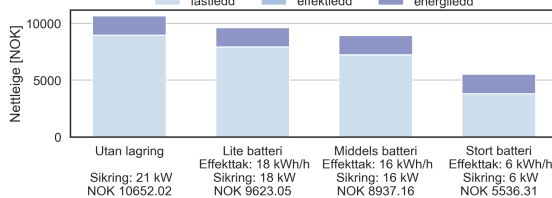
(c) Målt effekt



(d) Målt effekt - beste alternativ

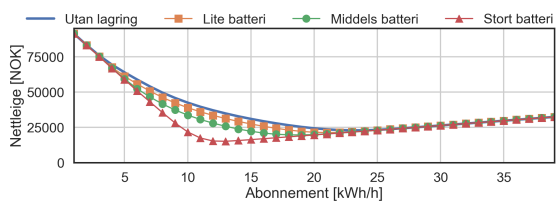


(e) Sikringsdiff. nettleige

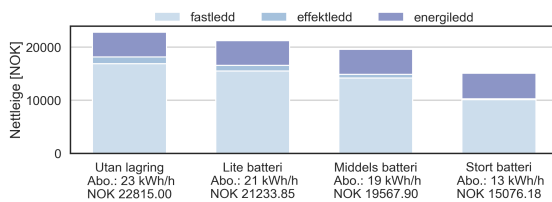


(f) Sikringsdiff. nettleige - beste alternativ

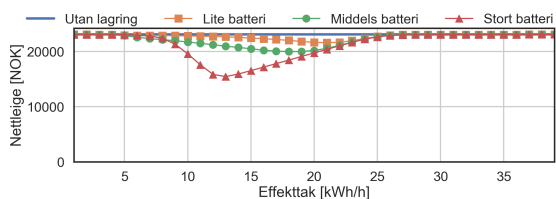
Figur C.19: Resultat frå nettleigeestimering for gardsbruk nr. 2



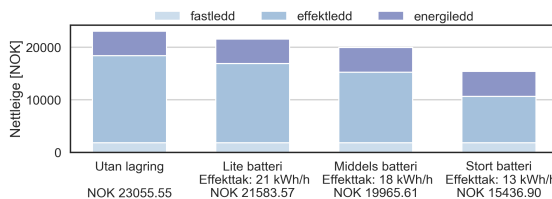
(a) Abonnert effekt



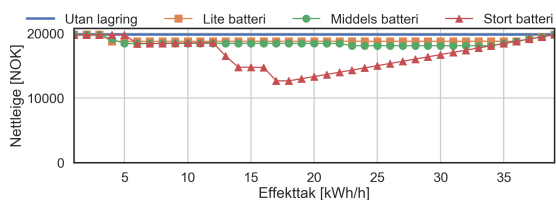
(b) Abonnert effekt - beste alternativ



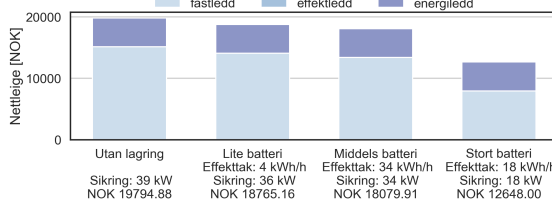
(c) Målt effekt



(d) Målt effekt - beste alternativ

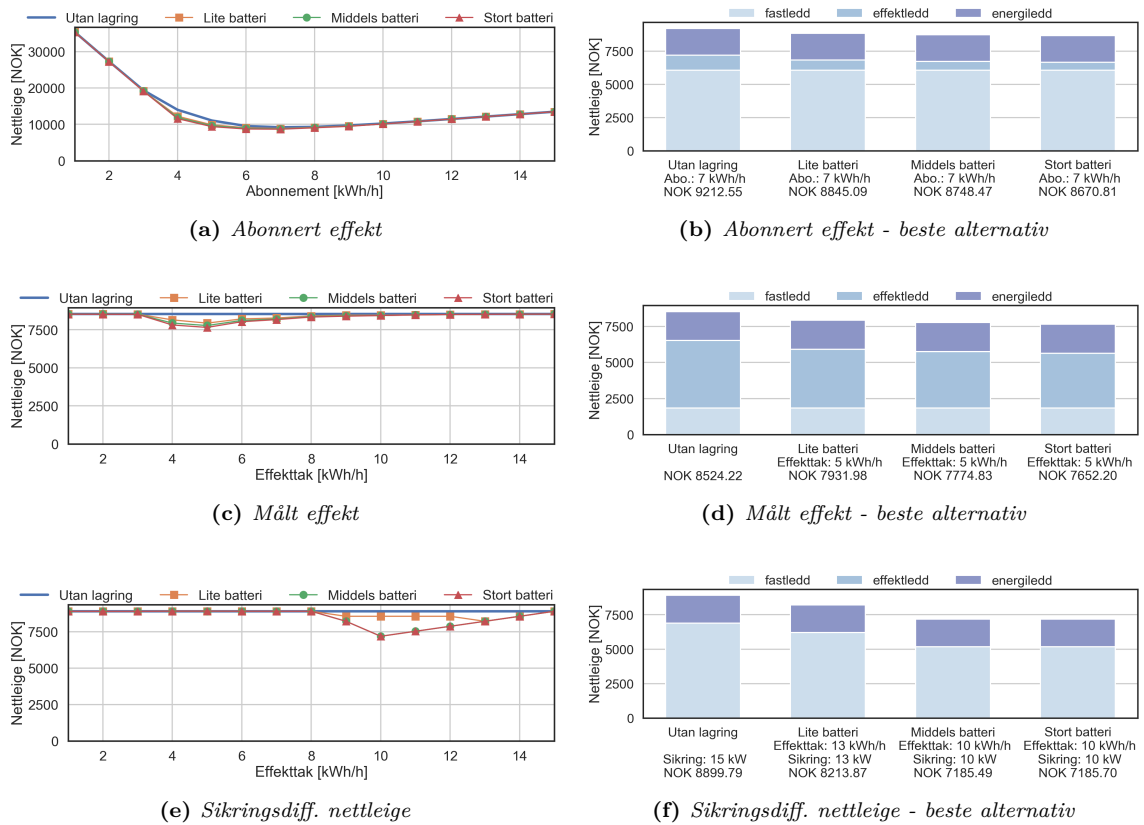


(e) Sikringsdiff. nettleige

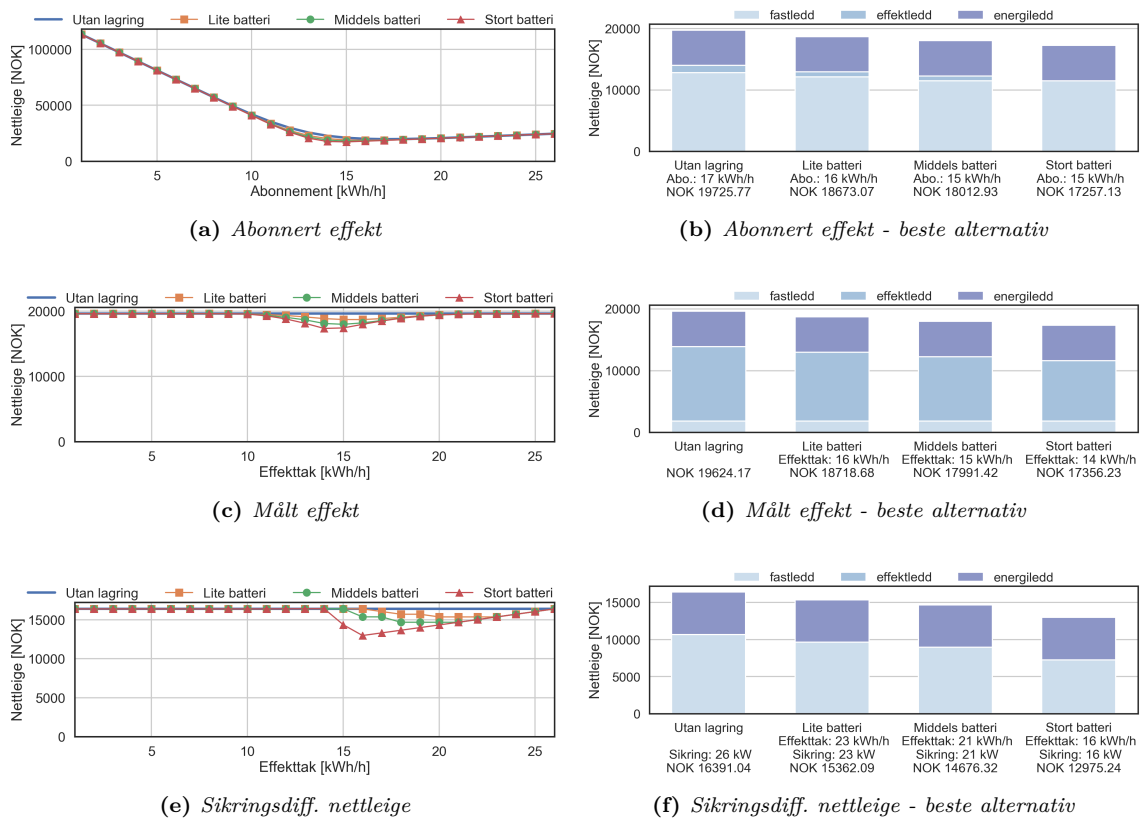


(f) Sikringsdiff. nettleige - beste alternativ

Figur C.20: Resultat frå nettleigeestimering for gardsbruk nr. 3



Figur C.21: Resultat frå nettleigeestimering for gardsbruk nr. 4



Figur C.22: Resultat frå nettleigeestimering for gardsbruk nr. 5



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway