Prosjektnotat - IntegER

Avdeling
Nettutvikling

Prosjektansvarlig
Andreas Hammer

Prosjekteier
Rune Paulsen

Dato
07. juli 2020

Gradering
Åpen

Medforfattere (Selskap)
Karoline Ingebrigtsen og
Kjersti Berg (SINTEF)
Ragnhild Nyhavn og
Yngve Skålnes (NTE Holding)

Oppdragsgiver
Skagerak Nett

Oppdragsgivers Ref.
Stig Simonsen

Antall sider
45 + vedlegg

Sammendrag

Dette prosjektnotatet beskriver analysen gjennomført i Tensio TN sitt demoprosjekt på Sparbu. Demoprosjektet omhandler en husholdningskunde med utfordrende laster og solcellepanel, og kunden er tilkoblet et svakt nett med lave kortslutningsverdier. Dette gir varierende spenninger og brudd på FoL (Forskrift om Leveringskvalitet i kraftsystemet). Som et alternativ til reinvestering av strømnettet er et batterisystem installert hos kunden, og både fasebalansering og reduksjon av effekttopper er testet.

Resultatet fra denne analysen viser at det installerte batterisystemet reduserte usymmetrien mellom fasene betraktelig da det ble benyttet til fasebalansering. Andelen timer med usymmetri på over 2 % ble redusert fra 14,74 % til 0,59 %. Analysen viste også at batteriet bidro i liten grad til denne fasebalanseringen, og et mindre batteri kan dermed installeres dersom systemet kun skal benyttes til fasebalansering. Deretter ble systemet programmert om til å redusere effekttopper. Resultatet fra reduksjonen av effekttopper viste at den aller høyeste effekttoppen i testperioden ble redusert fra 25,0 kW til 20,5 kW, en nedgang på 4,5 kW, men samtidig 8 kW over den ønskede effektgrensen. I testperioden klarte batteriet å begrense den totale effekten til tilnærmet 12,5 kW i 95 % av perioden, og den lengste sammenhengende perioden over 12,5 kW ble målt til 69 minutter. Bidraget fra batteriet til reduksjon av effekttopper ble sammenlignet med en tenkt ideell simulator, og resultatet ga en indikasjon på at batteriets degradering, tap, styringssystem og nedramping, begrenset batteribruken til under halvparten av den antatt tilgjengelige kapasiteten. Da systemet ble benyttet til reduksjon av effekttopper resulterte dette i en vesentlig større andel usymmetri. I perioden februar-april var andelen timer med usymmetri på over 2 % på 41,9 %, over 70 ganger så høy andel usymmetri som da systemet ble benyttet til fasebalansering. Resultatet fra den samfunns- og bedriftsøkonomiske analysen viser at det kan være økonomisk lønnsomt å investere i et batterisystem, dersom reinvesteringen av strømnettet kan utsettes.

Innholdsfortegnelse

Sammendrag II
Innholdsfortegnelse III
Liste over figurer IV
Liste over tabeller V
Liste over formler V

1 INNLEDNING 1

2 INFORMASJON OM DEMOAKTIVITETEN 2

2.1 Tidslinje 3
2.2 Systemspesifikasjoner 3
2.3 Økonomi 6
2.4 Tilgjengelig data 7

3 STYRINGSALGORITME FOR BATTERISYSTEM 8

3.1 Batteristyring 8
3.2 Fasebalansering 9
3.3 Reduksjon av effekttopper 10

4 FASEBALANSERING (ANALYSE AV HISTORISKE DATA) 11

4.1 Påvirkning på nett (FoL) 11
4.2 Hvordan ble batteriet benyttet? 17

5 REDUKSJON AV EFFEKTTOPPER 19

5.1 Analyse av historiske data for å bestemme grenseverdi 19
5.1.1 Maksimal reduksjon av effekttopper 20
5.1.2 Analyser med halv batterikapasitet 21
5.1.3 Batteriutnyttelse 23
5.1.4 Batteriutnyttelse sommertid 23
5.2 Resultater fra testing 25
5.2.1 Analyse av effektforbruk 25
5.2.2 Sammenligning av simulering og testresultat 28
5.2.3 Analyse av usymmetri (FoL) 31

6 ØKONOMISK ANALYSE 35

7 OPPSUMMERING OG DISKUSJON 40

7.1 Erfaringer fra bestilling, installasjon, og drift av batterisystemet 40
7.2 Testing av fasebalansering 41
7.3 Testing for reduksjon av effekttopper 42
7.4 Konklusjon 44
7.5 Videre arbeid 45

8 VEDLEGG 46

8.1 Systemspesifikasjon på solcellepanel 46
8.2 Spenninger ved testing for reduksjon av effekttopper 47
8.3 Effekt ved testing for reduksjon av effekttopper 47

Liste over figurer

Figur 1 - Enlinjeskjema til husholdningskunden på Sparbu. 2
Figur 2 - Oversikt over oppbyggingen av batterisystemet. 8
Figur 3 - Flytskjema for styringsalgoritmen som brukes til reduksjon av effekttopper. 10
Figur 4 - Linjespenninger for en tilfeldig valgt uke før batteri ble installert. 14
Figur 5 - Linjespenninger for en tilfeldig valgt uke med batteri (omformerkapasitet på 12 kW). 14
Figur 6 - Linjespenninger for en tilfeldig valgt uke med batteri (omformerkapasitet på 18 kW). 15
Figur 7 - Gjennomsnittlig effekt per fase for hele måleperioden. 15
Figur 8 - Gjennomsnittlig effekt per fase for en uke før batteri ble installert. 16
Figur 9 - Gjennomsnittlig effekt per fase for en uke med batteri (omformerkapasitet på 12 kW). 16
Figur 10 - Gjennomsnittlig effekt per fase for en uke med batteri (omformerkapasitet på 18 kW). 16
Figur 11 – Simuleringsalgoritme til reduksjon av effekttopper. 20
Figur 12 – Resultat fra simuleringsalgoritme. Batteriutnyttelse på 10 kWh, grenseverdi på 12,5 kW. 20
Figur 13 - Resultat fra simuleringsalgoritme. Batteriutnyttelse på 10 kWh, grenseverdi på 11,0 kW. 21
Figur 14 - Resultat fra simuleringsalgoritme. Batteriutnyttelse på 5 kWh, grenseverdi på 16,0 kW. 22
Figur 15 - Resultat fra simuleringsalgoritme. Batteriutnyttelse på 5 kWh, grenseverdi på 12,5 kW. 22
Figur 16 - Resultat fra simuleringsalgoritme. Batteriutnyttelse på 10 kWh, grenseverdi på 7,0 kW. 24
Figur 17 - Analyse av effektforbruk. 26
Figur 18 - Største effektforbruk til huset og batterisystemet. 27
Figur 19 - Minste effektforbruk til huset og batterisystemet. 27
Figur 20 - Resultat fra simuleringsalgoritme med nye målinger. Batteriutnyttelse på 10 kWh, grenseverdi på 12,5 kW. 28
Figur 21 - Resultat fra simuleringsalgoritme med nye målinger sammenlignet med faktiske målinger. Batteriutnyttelse på 4,2 kWh, grenseverdi på 12,7 kW. 29
Figur 22 - Resultat fra simuleringsalgoritme med nye målinger. Batteriutnyttelse på 4,2 kWh, grenseverdi på 12,7 kW. 30
Figur 23 - En periode hvor batterisystemet fungerer bedre enn simuleringsalgoritmen. 31
Figur 24 – Spenningen mellom fasene for en tilfeldig valgt uke der batterisystemet ikke fungerte. 34
Figur 25 - Spenningen mellom fasene for en tilfeldig valgt uke der batterisystemet fungerte. 34
Figur 26 - Forenklet enlinjeskjema. Den aktuelle kunden er markert i blå sirkel. 37
Figur 27 - Antall timer hvor den totale effekten (Ptotal) er større enn grenseverdien (12,5 kW). Y-aksen er antall timer, X-aksen er ulike perioder. 48
Figur 28 - Andelen timer hvor den totale effekten (Ptotal) er større enn grenseverdien (12,5 kW). Y-aksen er %, X-aksen er ulike perioder. 48
Figur 29 - Lengste periode hvor Ptotal er større enn grenseverdien (12,5 kW). Y-aksen er antall timer, X-aksen er ulike perioder. 49
Figur 30 - Forholdet mellom Pess og Pmeter for ulike perioder. 51

Liste over tabeller

Tabell 1 - Systemspesifkasjon batteri. 4
Tabell 2 - Systemspesifikasjon omformer. 4
Tabell 3 - Systemspesifikasjon styringssystem. 5
Tabell 4 – Kundespesifikasjoner. 5
Tabell 5 – CAPEX og OPEX for batterisystemet. 6
Tabell 6 - Anslått investeringskostnad for strømnettet. 7
Tabell 7 - Oversikt over tilgjengelige målinger. 7
Tabell 8 – Antall minutter spenningen er innenfor en gitt verdi for de tre tidsperiodene 12
Tabell 9 - Andel minutter (%) spenningen er innenfor en gitt verdi for de tre tidsperiodene 12
Tabell 10 - Antall minutter hvor usymmetrien er større enn 2%, for de tre tidsperiodene. 13
Tabell 11 - Andel minutter hvor usymmetrien er større enn 2%, for de tre tidsperiodene. 14
Tabell 12 - Parametere for batterisystemet når det ble brukt til fasebalansering i måleperioden 01.02.2018 - 29.05.2018. 17
Tabell 13 – Andel av tiden hvor lade-/utladeeffekt har vært over 5 kW og 10 kW. 18
Tabell 14 - Batteriutnyttelse ved kjøring av simuleringsalgoritme for hele perioden. 23
Tabell 15 - Batteriutnyttelse ved kjøring av simuleringsalgoritme for månedene april-september. 24
Tabell 16 - Antall minutter hvor spenningen er innenfor en gitt verdi for de tre tidsperiodene 32
Tabell 17 - Andel minutter hvor spenningen er innenfor en gitt verdi for de tre tidsperiodene 32
Tabell 18 - Andel minutter hvor usymmetrien er større enn 2%, for de tre tidsperiodene 33
Tabell 19 - Andel minutter hvor usymmetrien er større enn 2%, for hver uke i 2020 33
Tabell 20 - Forutsetninger benyttet i samfunnsøkonomisk analyse. 35
Tabell 21 - Forventet reduksjon i batterikostnad og beregnet investeringskostnad. 36
Tabell 22 - Resultat fra den samfunnsøkonomiske analysen. 38
Tabell 23 - Resultat fra den bedriftsøkonomiske analysen. 39
Tabell 24 - Spesifikasjon solceller. 46
Tabell 25 - Spesifikasjon solcelleomformere. 46
Tabell 26 – Spenninger til kunde målt somt et gjennomsnitt over en time. 47
Tabell 27 – Antall timer og andelen timer hvor Ptotal er større enn grenseverdien (12,5 kW). 49
Tabell 28 - Største effekt målt til kunde og batterisystem for ulike perioder. Merk at tidspunktet for den største effekten kan være forskjellig mellom Pess og Pmeter. 50
Tabell 29 - Minste effekt målt til kunde og batterisystem for ulike perioder. Merk at tidspunktet for den minste effekten kan være forskjellig mellom Pess og Pmeter. 50

Liste over formler

Formel 1 - Grad av usymmetri 13
Formel 2 - Beta for beregning av usymmetri 13

1 Innledning

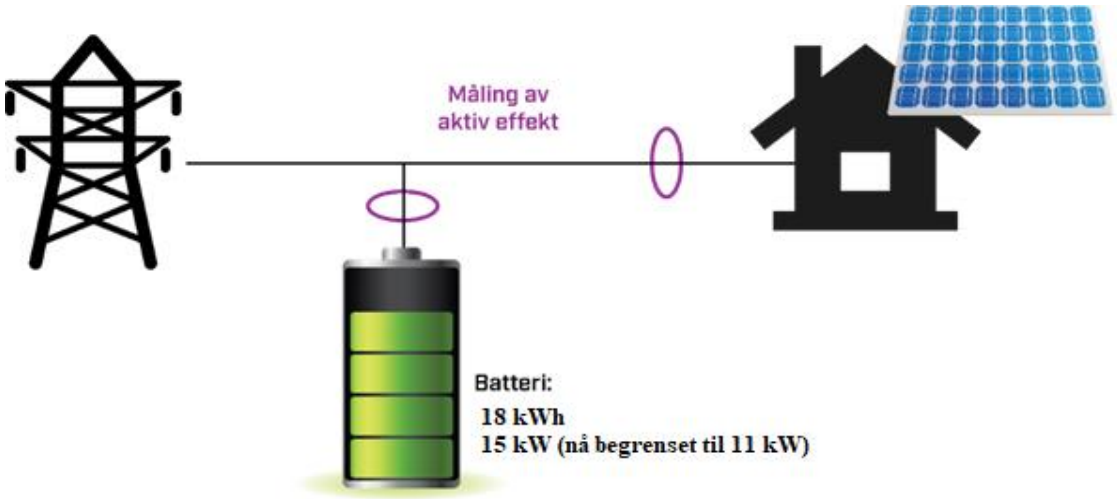
Dette prosjektnotatet er en del av FoU-prosjektet IntegER (Integrasjon av energilager i distribusjonsnettet). FoU-prosjektet involverer ulike aktører og flere nettselskaper. Formålet er å bidra med ny kunnskap og praktiske retningslinjer i arbeidet med å integrere elektriske batterier i distribusjonsnettet. Prosjektet startet i 2017 og vil avsluttes høsten 2020.

Prosjektnotatet beskriver testingen og analysen gjennomført i Tensio TN sitt demoprosjekt. Demoprosjektet omhandler en husholdningskunde på Sparbu i Trøndelag. Kunden har utfordrende laster og solcellepanel, og er tilkoblet et svakt nett med lave kortslutningsverdier. Dette har resultert i tidvis lave spenninger, problemer med spenningskvaliteten og brudd på FoL (Forskrift om Leveringskvalitet i kraftsystemet). Normalt løses disse problemene ved å reinvestere lavspentnettet. Som et alternativ til reinvestering av det svake nettet er det ønskelig å teste hvorvidt et batterisystem kan bedre spenningskvaliteten, og begrense bruddene på FoL.

I denne analysen beskrives først resultatet fra testingen hvor batterisystemet ble benyttet til fasebalansering for å begrense usymmetrien mellom fasene. Videre er det gjort analyser for å undersøke om batterisystemet kan bidra til å redusere effekttopper, og hvordan dette påvirker usymmetrien mellom fasene. Forskjellen i usymmetri fra testingen av fasebalansering og reduksjon av effekttopper vil omtales i dette prosjektnotatet. I forkant av testingen for reduksjon av effekttopper ble det gjennomført en datasimulering for å bestemme effektgrensen benyttet i selve testingen. Degraderingen og tap i batterisystemet er også undersøkt ved å sammenligne resultatet fra den fysiske testingen mot resultatet gitt fra en ideell datasimulator.

Avslutningsvis er det gjort en økonomisk analyse for å undersøke om det vil være lønnsomt å investere i dette batterisystemet, og dermed utsette reinvesteringen av strømnettet. Den økonomiske analysen betrakter hovedsakelig den samfunnsøkonomiske analysen av reinvesteringen, men det kommenteres også hvordan dette vil slå ut bedriftsøkonomisk.

2 Informasjon om demoaktiviteten



Figur 1 - Enlinjeskjema til husholdningskunden på Sparbu.

Batteriet har vært tilknyttet en plusskunde i Tensio TN sitt nett som har hatt diverse problemer med spenningskvalitet, se Figur 1. Kunden har installert solcellepanel på 3,06 kWp og ligger i et svakt nett, med spenning ned mot 195 V og lav kortslutningsytelse. Kunden har vannbåren varme på maks 12 kW som har gitt spenningskvalitetsutfordringer. Forbruket til kunden har økt, og dermed mater kunden mindre solenergi inn på nettet enn tidligere. Opprinnelig plan var å bruke batteriet til fasebalansering, spenningsregulering og økning av kortslutningsytelse. Fasebalansering ble testet i FlexNett-prosjektet, og testingen ble utvidet i IntegER-prosjektet ved å undersøke reduksjon av effekttopper.

2.1 Tidslinje

- Sommer 2016: Idé.
- Desember 2016: Spesifikasjoner bestemt og leverandører kontaktet
- Årsskifte 2016/2017: Bestilling utført. Batterier med kapasitet 170 Ah ble bestilt, men grunnet ekstra lang leveringstid på disse ble det i stedet bestilt 190 Ah til samme pris hos Eltek. Det er usikkert hvor lang leveringstiden av disse var.
- Slutten av mai 2017: System installert 24-25. mai.
- Juni 2017: System utplassert og klart til bruk 6. juni. Startet å hente ut solcellemålinger i starten av juli 2017.
- Høst 2017: Første test startet. I drift fra august 2017, men problemer med ruteren gjorde at systemet var oppe og balanserte spenning først i oktober 2017.
- Desember 2017: Omformerkapasiteten ble økt fra 12 kW til 18 kW.
- Februar 2018: Algoritmen for fasebalansering ble forbedret.
- Juni 2018: Første testing ble avsluttet.
- August 2019: Andre test startet med innhenting av målinger. I perioden fra første test ble avsluttet og til andre test startet ble ruteren ødelagt grunnet lynnedslag. Ny ruter ble bestilt og installert i august og systemet ble dermed startet opp igjen.
- November 2019: Testingen for reduksjon av effekttopper ble startet 1. november.
- April 2020: Andre testperiode ble avsluttet i midten av april, og systemet ble da satt i standby.
- Juli 2020: Batterisystemet ble demontert i juli etter en grundig vurdering av verdien til batterisystemet ved en eventuell flytting.

2.2 Systemspesifikasjoner

I dette kapitlet omtales systemspesifikasjonene for batteri (Tabell 1), omformer (Tabell 2), og styringssystem (Tabell 3). Alle disse komponentene eies av Tensio TN. I Tabell 4 er det også inkludert noen kundespesifikasjoner som er spesielt for denne kunden. Mer informasjon om solcelleanlegget er vedlagt i kapittel 8.1.

Tabell 1 - Systemspesifikasjon batteri.

Spesifikasjon batteri	Sparbu
Type batteri	Bly
Batteriprodusent	Enersys
Batterimodell	PowerSafe SBS, 2 strenger á 190 Ah
Leverandør av batteri	Eltek
Nominell størrelse på energikapasitet	18 kWh
Nominell spenning	48 V, floatspenning holdes på ca. 54,4 V
Nedre og øvre grense for state-of-charge	40 % nedre og 100 % øvre grense. Lades ikke ut lavere enn 47 V.
Temperatur	Står i et skap uten temperaturregulering

Tabell 2 - Systemspesifikasjon omformer.

Spesifikasjon omformere	Sparbu
Produsent	Eltek
Modell	Flatpack 2 48V/2000X
Leverandør	Eltek
Nominell størrelse på effektkapasitet	18 kW (fra 13. desember 2017). Opprinnelig 12 kW, men omformeren som var tilkoblet det største varmeelementet til kundens vannbårne varme gikk i metning. Derfor ble det installert en ekstra omformer på 2 kW på hver fase.
Virkningsgrad	Ca. 96,2 % (maks)

Tabell 3 - Systemspesifikasjon styringssystem.

Spesifikasjon styringssystem	Sparbu
Leverandør	Eltek
Modell	Smartpack S
Drift av styringssystem	Eltek frem til februar 2018, Pixii fra sommer 2019

Tabell 4 – Kundespesifikasjoner.

Kundespesifikasjon	Sparbu
Vannbåren varme	Kan justeres i fire trinn: 1,5 kW + 2,3 kW + 2,9 kW + 4,5 kW Maksimalt: 11,2 kW
Elbil	Ladet tidligere med 2,2 kW, sannsynligvis høyere nå
Solcelleanlegg	Installert effekt på 3,06 kW_p

2.3 Økonomi

I Tabell 5 er investeringskostnaden for batterisystemet vist. Tabellen inkluderer både kostnaden for batteripakken, omformerne og styringssystemet, samt installasjonskostnaden. De operasjonelle kostnadene for batterisystemet er også inkludert. Den totale kostnaden oppgitt i Tabell 5 vil brukes i den samfunns- og bedriftsøkonomiske analysen i kapittel 6.

Tabell 5 – CAPEX og OPEX for batterisystemet.

Kostnadsfordeling		Kostnad
CAPEX batterisystem	**Totalt**	174 241 kr
	Batteripakke	24 920 kr
	Omformere og styringssystem	74 763 kr
	Installasjonskostnad	39 600 kr (900 kr per time i 2017)
	Annet	5 000 kr (effektmeter inkl. strømtrafoer)
		29 958 kr (utendørskabinett, vifter, osv.)
OPEX batterisystem	**Totalt**	11 400 kr
	Timer	9 000 kr (10 timer á 900 kr)
	Direktekostnader	2 400 kr (skifte av defekt ruter)

Tabell 6 viser en oversikt over anslått investeringskostnad for strømnettet ved tre ulike alternativ. De ulike investeringskostnadene er beregnet ved å bruke prosjektsystemet til REN. «Beregnet nyverdi av dagens lavspentnett» er den anslåtte investeringskostnaden dersom det eksisterende strømnettet skulle blitt bygget på nytt i 2020. Reinvesteringskostnaden for henholdsvis nytt lavspentnett og nytt høyspentnett er basert på den anbefalte løsningen dersom dagens strømnett skulle blitt reinvestert.

Tabell 6 - Anslått investeringskostnad for strømnettet.

Alternativ	Investeringskostnad for strømnett (NOK)
Beregnet nyverdi av dagens lavspentnett	200 000 kr
Reinvestering nytt lavspentnett	550 000 kr
Reinvestering nytt høyspentnett	830 000 kr

2.4 Tilgjengelig data

Tabell 7 viser en oversikt over tilgjengelige målinger, og hvilke målinger som er brukt for analysene i dette prosjektnotatet.

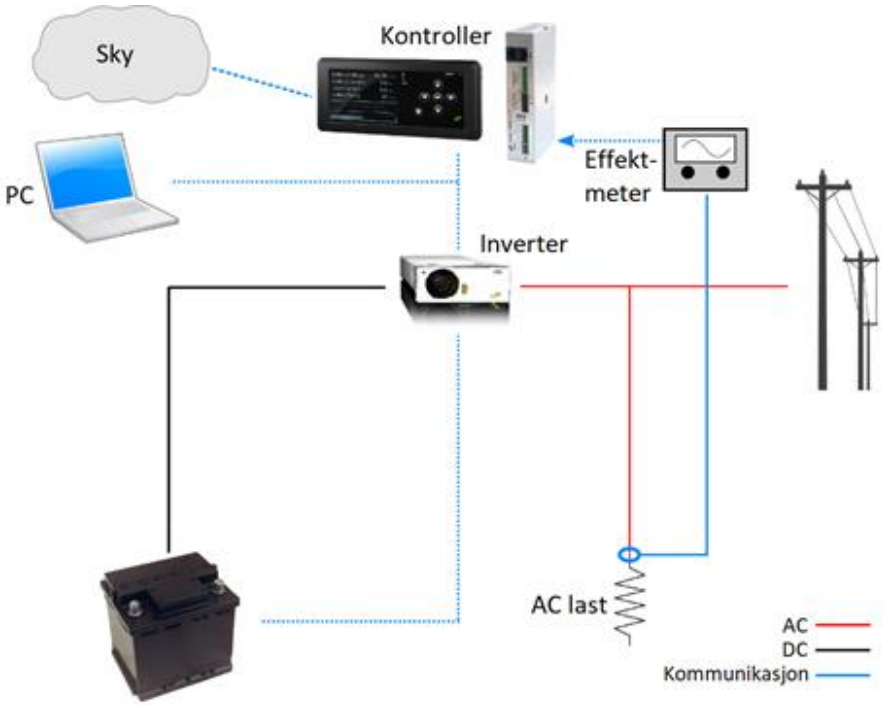
Tabell 7 - Oversikt over tilgjengelige målinger.

Datasett	Måler	Målinger brukt i dette prosjektnotatet
Målinger hos kunde(r)	AMS	
Målinger i utvekslingspunkt til kunde	Elspec	Ja
Målinger på omformer	Elspec	Ja
Forbruk til enkeltlaster	Vannbåren varme og elbil målt med ElitePro	
Solcelleproduksjon	1 min. målinger	
FoL-rapporter	Kan hentes ut	

3 Styringsalgoritme for batterisystem

3.1 Batteristyring

I Figur 2 vises en oversikt over hvordan batterisystemet på Sparbu er bygget opp. Batteriene, omformerne, kontrolleren og en PC er montert i et utendørskabinett plassert 50 meter unna huset. PC-en er koblet til en 4G-ruter for internettilgang, og kontrolleren kommuniserer med PC-en via Ethernet. PC-en samler data fra kontrolleren og laster dataene opp til skytjenesten Emoncms.org for visualisering.



Figur 2 - Oversikt over oppbyggingen av batterisystemet.

Kontrolleren på Sparbu får signaler fra wattmeteret og omformerne som gir praktiske begrensninger for hvor ofte styring kan oppdateres. Data fra omformerne kommer inn en gang hvert 200 ms., mens utregningen i kontrolleren skjer en gang i sekundet. Batterisystemet styres ved bruk av lokal kontroll, altså at systemet opererer autonomt basert på forhåndsdefinerte grenseverdier. Styringssystemet til kontrolleren har to nivå:

- Styring for å unngå at batteriet blir ødelagt (batteristyring).
- Styring for spesifikke bruksområder, slik som fasebalansering og reduksjon av effekttopper.

Batteristyringen har som mål å unngå at batteriet blir ødelagt, og inneholder to funksjonaliteter:

- Holde batterikapasiteten innenfor State of charge-grensene på ca. 40 – 100 % av batteriets energikapasitet. Dette innebærer at utnyttbar energikapasitet er 60 % av installert energikapasitet. Dersom batteriet lader ut til grensen på 40 % slutter batteriet å utlade. Merk at SoC er en beregnet verdi, og vil ikke gi et nøyaktig tall.
- Holde batterispenningen (cellespenningen) innenfor grensene på 47 - 56,5 V. Dersom batterispenningen er lavere enn 47 V slutter batteriet å utlade. Det er også definert en «venteperiode» slik at batterispenningen må nå 50 V før det igjen kan begynne å utlades. Det er definert en nedramping av effektutladningen i intervallet 50 - 47 V, slik at utladingseffekten reduseres lineært fra 100 – 0 %. Dette for å unngå hyppige effektvariasjoner.

3.2 Fasebalansering

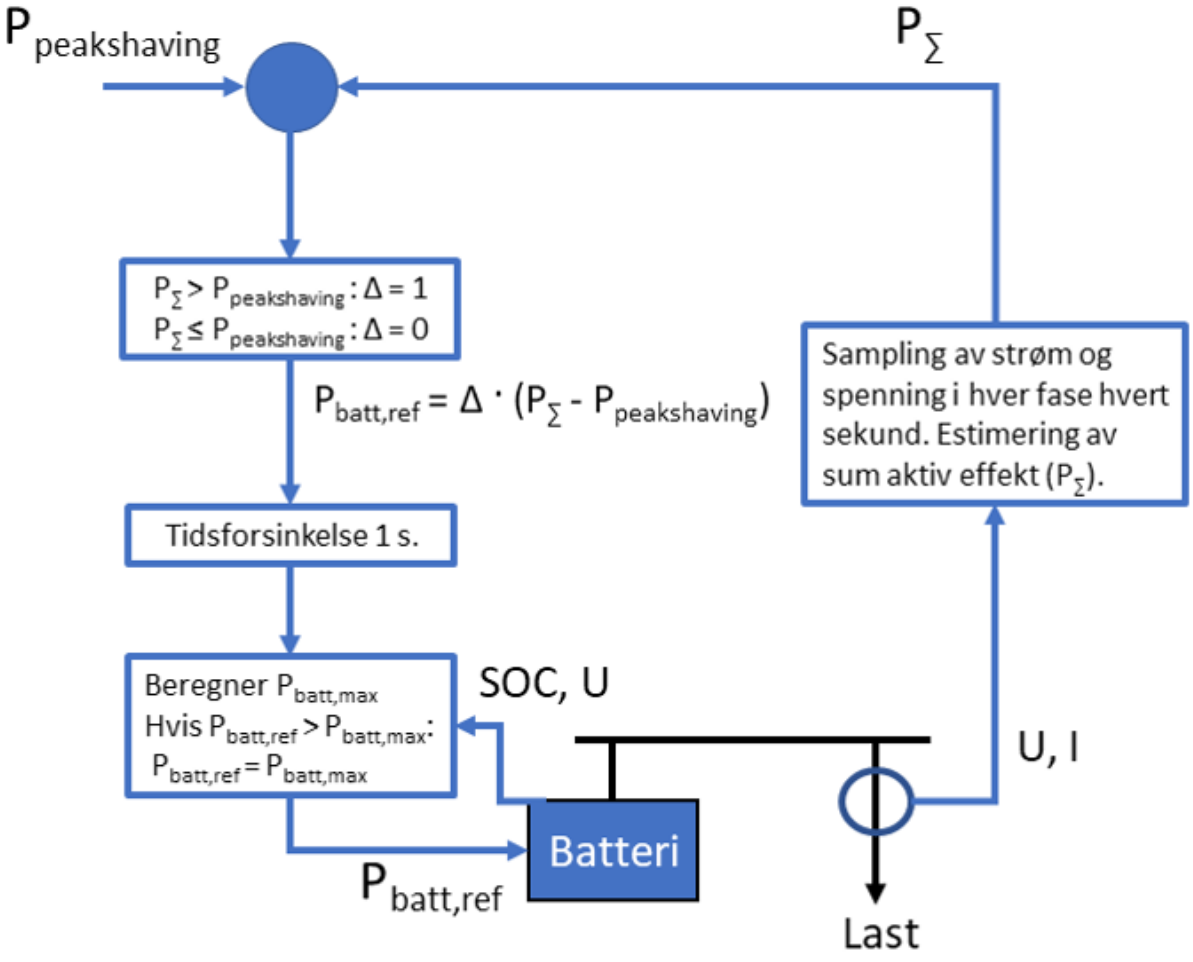
For styringen av fasebalansering går omformerne i autonom modus. Dette konfigureres fra et PC-program, der aktivering og settpunkter skrives inn og overføres via en kommunikasjonsbuss til omformerne. Omformerne regner da selv ut om de skal mate ut eller inn basert på en algoritme og målinger de gjør selv og får via kommunikasjonsbussen. Kontrolleren har mulighet til å kople vekk batteriet dersom spenningen blir for lav, eventuelt sende melding som slår av algoritmen. Hver omformer sender ut statusmeldinger til kommunikasjonsbussen, typisk ca. hvert 200 ms. De inneholder blant annet målt DC-spenning, DC-strøm, AC-effekt og AC-spenning, samt fasen de er koplet til.

Den autonome modusen som går på Sparbu har vært gjennom noen iterasjoner for å optimalisere bruken. I de siste versjonene av algoritmen vil alle omformerne basert på egen AC-spenningsmåling og DC- spenningsmåling, samt min/max-grensene for AC-spenning, regne ut om de skal mate inn eller ut. Dersom DC-spenning (og forenklet State of charge) går ned, vil intern AC-spenningsreferanse gå ned (treg regulator) for å spare batteriet. AC-spenningsreferansen regnes ut ved oppstart, og justeres underveis basert på DC-spenningen. Det er i dette systemet én omformer som gjør denne utregningen og sender til alle de andre.

3.3 Reduksjon av effekttopper

Et flytskjema for styringsalgoritmen er vist i Figur 3, og følger denne logikken:

- Spenning og strøm fra huset måles per fase, og summen av aktiv effekt fra huset (P_Σ) beregnes. Dette skjer ca. hvert sekund.
- $P_{peakshaving}$ er en forhåndsdefinert grense for når batteriet skal begynne å peak shave (redusere effekttoppene), og denne grensen er satt til 12,5 kW på Sparbu (se kapittel 5.1 for fastsettelsen av denne grensen). Dersom P_Σ er mindre eller lik $P_{peakshaving}$, og batteriet ikke er fulladet, vil batteriet lade opp med en effekt som er inntil $P_{peakshaving} - P_\Sigma$. Dersom P_Σ er større enn $P_{peakshaving}$, og batteriet ikke er utladet, skal batteriet utlade for å redusere effekttoppene.
- $P_{batt,ref}$ utregnes for å bestemme hvor mye effekt batteriet skal lade ut med. Dersom $P_{batt,ref}$ er større enn $P_{batt,max}$ (maks effekt batteriet kan utlade), settes batteriutladeeffekten til $P_{batt,max}$. Verdier for battericellespenning og batteristrøm brukes til å regne ut $P_{batt,max}$



Figur 3 - Flytskjema for styringsalgoritmen som brukes til reduksjon av effekttopper.

4 Fasebalansering (analyse av historiske data)

4.1 Påvirkning på nett (FoL)

Det har blitt gjennomført en analyse av fasebalansering basert på tidligere målinger fra batterisystemet. Målingene ble innhentet i perioden juni 2017 - juni 2018. I løpet av denne analyseperioden ble det gjort endringer og oppgraderinger av systemet. I desember 2017 ble omformerkapasiteten økt fra 12 kW til 18 kW, og i løpet av januar 2018 ble algoritmen i systemet forbedret. Analysen av historiske data er derfor delt opp i disse tre periodene:

- Før batterisystemet ble aktivert, men hvor målinger ble innhentet, juni 2017 - oktober 2017.
- Perioden hvor omformerkapasiteten var 12 kW, oktober 2017 - desember 2017.
- Perioden hvor omformerkapasiteten var 18 kW, desember 2017 - juni 2018.

Analysen hadde som formål å sjekke spenningen og effekten til kunden og systemet, samt om kundens forbruk resulterte i brudd på FoL. Bruddene på FoL som ble undersøkt i denne analysen var:

- FoL § 3-3: Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi. Nettselskap skal sørge for at langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi, er innenfor et intervall på ± 10 % av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet.
- FoL § 3-6: Spenningsusymmetri. Nettselskap skal sørge for at grad av spenningsusymmetri ikke overstiger 2 % i tilknytningspunkt, målt som gjennomsnitt over ti minutter.

Resultatet som viser langsomme spenningsvariasjoner er oppsummert i Tabell 8 og Tabell 9. Tabellene viser henholdsvis antall minutter, og andelen minutter, spenningen i de tre fasene er innenfor gitte spenningsintervaller, målt som et gjennomsnitt over 1 minutt.

Tabell 8 – Antall minutter spenningen er innenfor en gitt verdi for de tre tidsperiodene (målt som gjennomsnitt over 1 min).

Periode	Før batteri			Omformer: 12 kW			Omformer: 18 kW		
	V_L1	V_L2	V_L3	V_L1	V_L2	V_L3	V_L1	V_L2	V_L3
$U_{rms} = 0$	34	34	34	0	0	0	0	0	0
$0 < U_{rms} < 207$	60	38	187	327	327	327	604	531	519
$207 < U_{rms} < 253$	220286	220308	220159	48633	48633	48633	221096	221169	221181
$253 < U_{rms}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	220380	220380	220380	48960	48960	48960	221700	221700	221700

Tabell 9 - Andel minutter (%) spenningen er innenfor en gitt verdi for de tre tidsperiodene (målt som gjennomsnitt over 1 min).

Periode	Før batteri			Omformer: 12 kW			Omformer: 18 kW		
	V_L1	V_L2	V_L3	V_L1	V_L2	V_L3	V_L1	V_L2	V_L3
$U_{rms} = 0$	0,02	0,02	0,02	0	0	0	0	0	0
$0 < U_{rms} < 207$	0,03	0,02	0,09	0,68	0,68	0,68	0,27	0,24	0,23
$207 < U_{rms} < 253$	99,96	99,97	99,90	99,32	99,32	99,32	99,73	99,76	99,77
$253 < U_{rms}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	100,01	100,01	100,01	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Usymmetrien mellom de tre fasene ble beregnet ved å benytte Formel 1 og Formel 2. Fra FOL står følgende om beregning av spenningsusymmetri:

- Tilstand i et flerfaset system hvor linjespenningenes effektivverdier (grunnharmonisk komponent), eller fasevinklene mellom etterfølgende linjespenninger, ikke er helt like. Grad av usymmetri beregnes ved forholdet mellom spenningens negative og positive sekvenskomponent, og kan uttrykkes ved:

Formel 1 - Grad av usymmetri

$$\frac{U_-}{U_+} = \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \cdot 100\%$$

- der U_- er spenningens negative sekvenskomponent, U_+ er spenningens positive sekvenskomponent,

Formel 2 - Beta for beregning av usymmetri

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2}$$

- og Uij representerer linjespenningens grunnharmoniske komponent mellom de nummererte faser.

Resultatet fra analysen knyttet til usymmetri er vist i Tabell 10 og Tabell 11. Tabellene viser henholdsvis antall minutter usymmetrien er større enn 2 %, målt i et gjennomsnittsintervall på 10 minutter, og andelen minutter hvor usymmetrien er større enn 2 %. Dette er definert som brudd på FoL §3-6, se over for mer informasjon om innholdet i denne paragrafen.

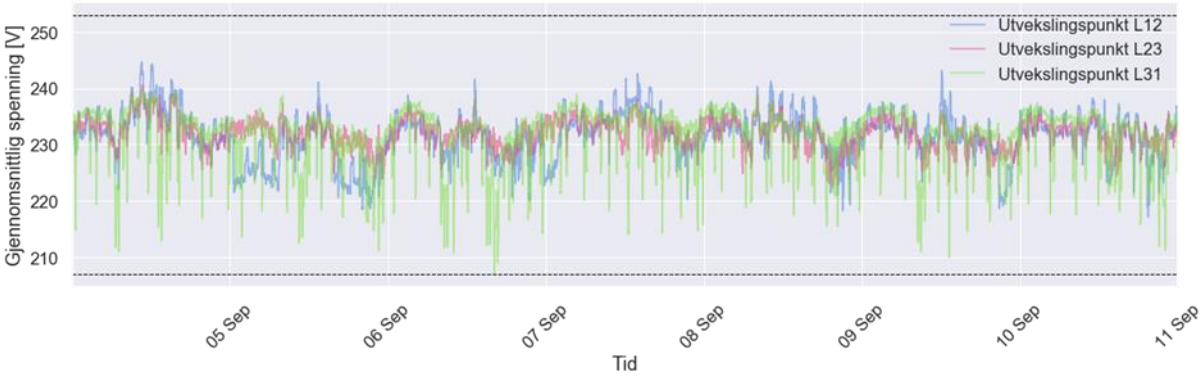
Tabell 10 - Antall minutter hvor usymmetrien er større enn 2 %, målt i et gjennomsnittsintervall på 10 min (brudd på FoL), for de tre tidsperiodene.

Periode	Før batteri	Omformer: 12 kW	Omformer: 18 kW
U-/U+ > 2 %	3 247 min	223 min	132 min

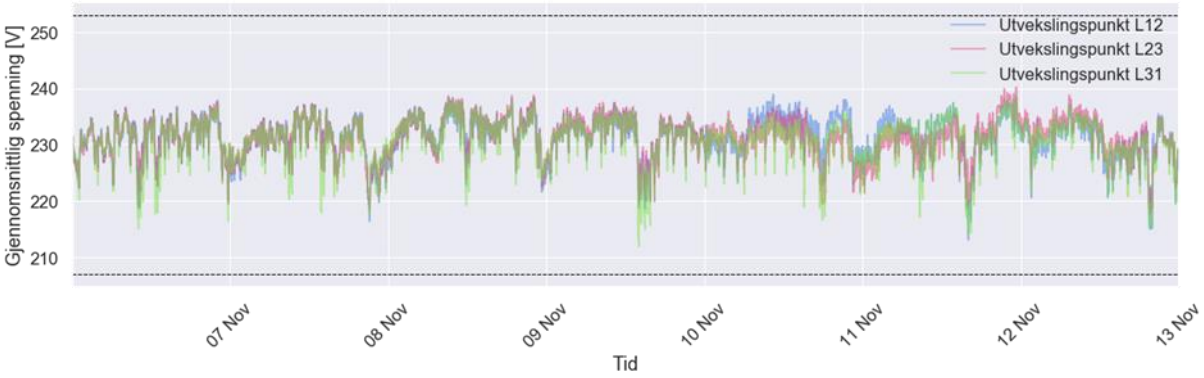
Tabell 11 - Andel minutter hvor usymmetrien er større enn 2 %, målt i et gjennomsnittsintervall på 10 min (brudd på FoL), for de tre tidsperiodene.

Periode	Før batteri	Omformer: 12 kW	Omformer: 18 kW
U-/U+ > 2 %	14,74 %	4,55 %	0,59 %

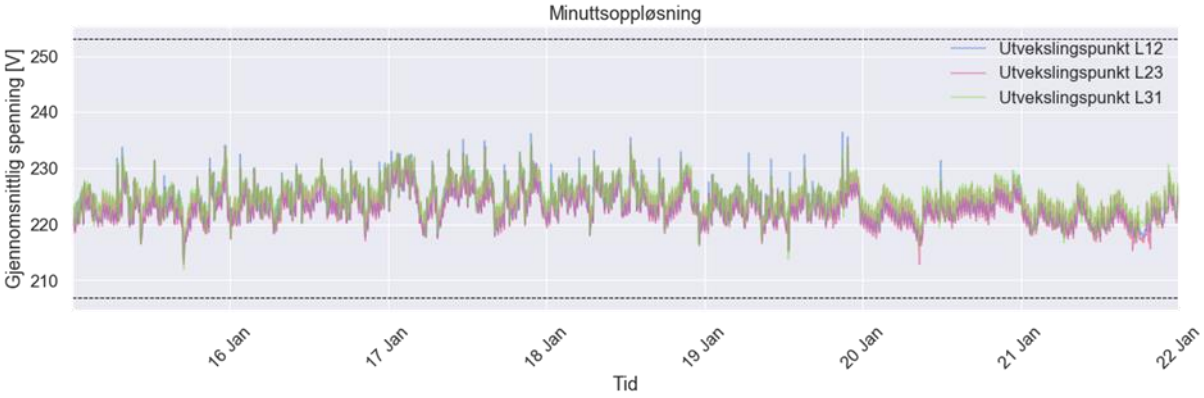
Figur 4 til Figur 6 viser spenningen mellom de tre fasene i en tilfeldig valgt uke for de tre periodene. Periodene er henholdsvis før batteri, omformerkapasitet på 12 kW og omformerkapasitet på 18 kW. Spenningen er her gitt som gjennomsnittlig spenning målt over ett minutt.



Figur 4 – Linjespenninger med minuttsoppløsning for en tilfeldig valgt uke før batteri ble installert.

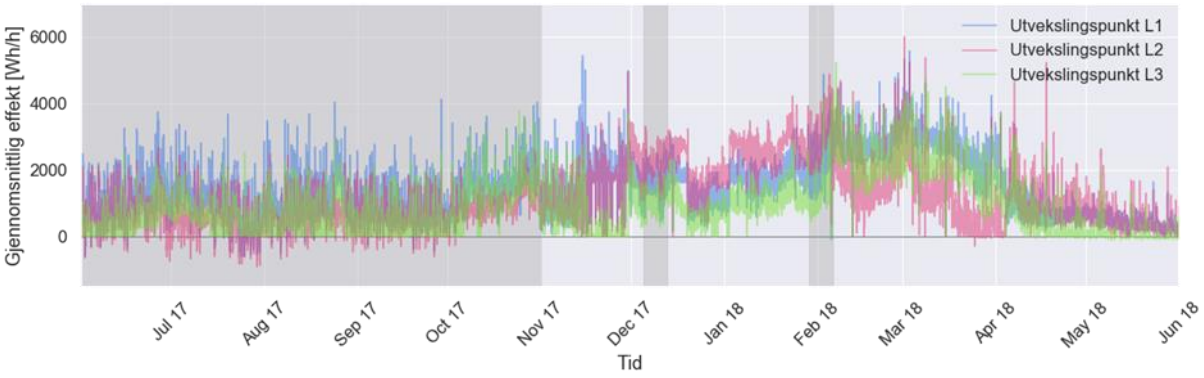


Figur 5 – Linjespenninger med minuttsoppløsning for en tilfeldig valgt uke med batteri (omformerkapasitet på 12 kW).



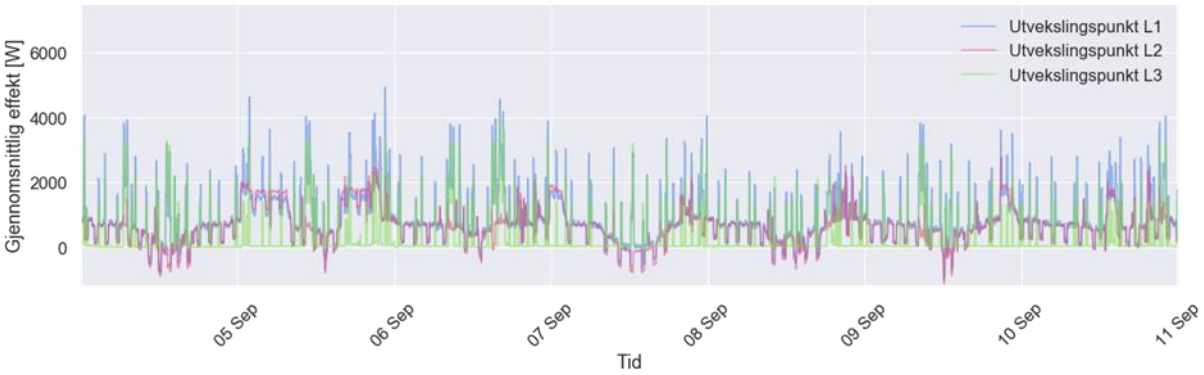
Figur 6 – Linjespenninger med minuttsoppløsning for en tilfeldig valgt uke med batteri (omformerkapasitet på 18 kW).

Figur 7 viser effekten for hver fase i utvekslingspunktet til kunden. Merk at systemet ikke ble igangsatt før slutten av oktober 2017, selv om målingene startet i juni 2017. I tillegg viser figuren at det for en periode i desember 2017, og en periode i februar 2018 var problemer med måleapparatet, og dermed den mørkegrå fargen i figuren.

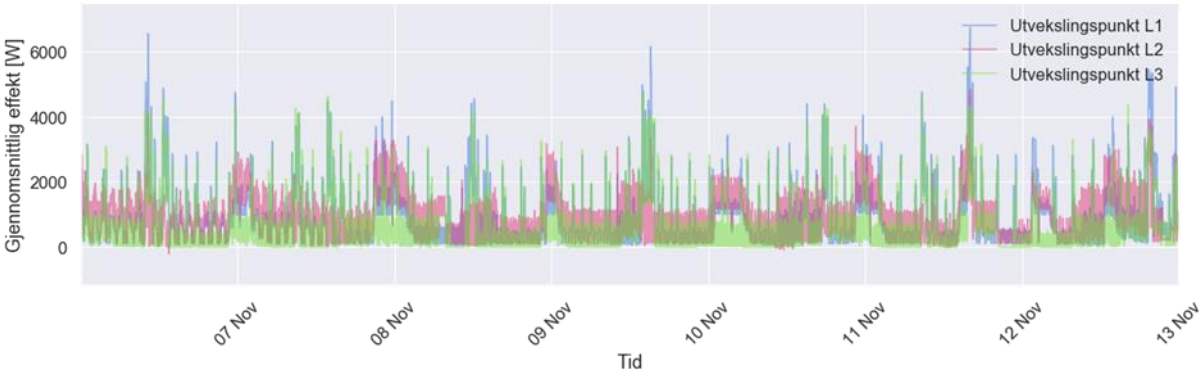


Figur 7 - Gjennomsnittlig effekt per fase med timesoppløsning for hele måleperioden.

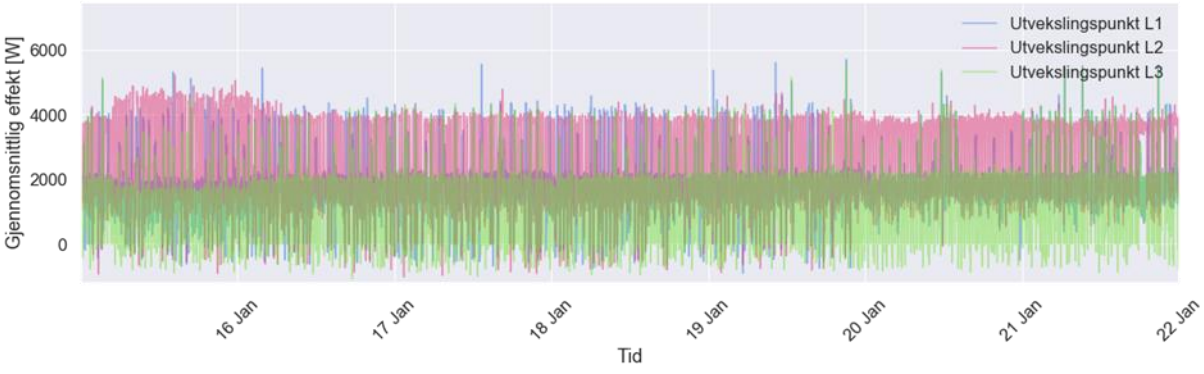
Figur 8 til Figur 10 viser effekten i hver fase for en tilfeldig valgt uke. Periodene er henholdsvis før batteri, omformerkapasitet på 12 kW og omformerkapasitet på 18 kW.



Figur 8 - Gjennomsnittlig effekt per fase med minuttsoppløsning for en uke før batteri ble installert.



Figur 9 - Gjennomsnittlig effekt per fase med minuttsoppløsning for en uke med batteri (omformerkapasitet på 12 kW).



Figur 10 - Gjennomsnittlig effekt per fase med minuttsoppløsning for en uke med batteri (omformerkapasitet på 18 kW).

4.2 Hvordan ble batteriet benyttet?

I tidligere analyser, som omtalt i kapittel 4.1, ble det undersøkt hvorvidt systemet klarte å redusere usymmetrien mellom fasene, og begrense bruddene på FoL. I denne analysen undersøkes det hvorvidt batteriet bidro til forbedringen av spenningskvalitet, eller om det bare var omformerne som bidro til denne forbedringen. Resultatet fra denne analysen vil gi en indikasjon på om batteri er nødvendig, og i så fall hvor stort batteri som er nødvendig, for å bidra til fasebalansering og forbedring av spenningskvaliteten.

Resultatet fra analysen er oppsummert i Tabell 12. Måleperioden som her er benyttet er fra 01.02.2018 til 29.05.2018, noe som gir totalt 1 001 285 målinger. I denne perioden var omformerkapasiteten 18 kW. Målinger uten verdier er fjernet, og perioden er valgt da det i januar 2018 og starten av februar 2018 ble gjort forbedringer av fasebalanseringsalgoritmen. Måleperioden tilsvarer 10 012 850 sekunder eller 2 781 timer.

Tabell 12 - Parametere for batterisystemet når det ble brukt til fasebalansering i måleperioden 01.02.2018 - 29.05.2018.

Parameter til batterisystem	Verdi
I_{min}	-264,4 A
I_{maks}	208,4 A
P_{ut_maks}	-12,45 kW
P_{inn_maks}	11,65 kW
Summert P_{ut}	-2,46 MWh
Summert P_{inn}	2,71 MWh
Lengste sammenhengende periode P_{ut}	-12,61 kWh
Lengste sammenhengende periode P_{inn}	14,79 kWh

Resultatet fra tabellen viser at det i denne perioden har vært et tap i batterisystemet på 0,25 MWh, ettersom Summert P_{inn} = 2,71 MWh mens Summert P_{ut} = -2,46 MWh. Dette tilsvarer rundt 10 % av den totale oppladningen. Resultatet viser også at den lengste sammenhengende perioden med utladning/oppladning er høy, hvor den maksimale

utladningen tilsvarer 12,61 kWh, som utgjør 70 % av batteriets installerte energikapasitet. Dette gjør at batteriet lader ut mer enn den nedre grensen for state-of-charge på 40 % av installert kapasitet. Det maksimale effektuttaket av batteriet på 12,45 kW anses også som høyt, og skyldes høy utladestrøm. Selv om batteriet i perioder benyttes i stor grad, er den totale effekten inn og ut av batteriet lav. I løpet av hele måleperioden er den gjennomsnittlige oppladningen av batteriet tilnærmet lik 1 kWh/h.

Noen av resultatene fra Tabell 12 kan skyldes enkelttilfeller, og det ble derfor undersøkt nærmere hvordan batteriet ble benyttet. Resultatene fra denne analysen er oppsummert i Tabell 13.

Tabell 13 – Andel av tiden hvor lade-/utladeeffekt har vært over 5 kW og 10 kW.

Parameter	Andel av tid (%)
P_{inn} > 5 kW	2,65 %
P_{ut} > 5 kW	1,61 %
P_{inn} > 10 kW	0,02 %
P_{ut} > 10 kW	0,00 %

Som Tabell 13 viser var det sjeldent effekten gjennom batteriet var større enn 5 kW, og tilnærmet neglisjerbart når effekten var større enn 10 kW. Dette tyder på at batteriet sjeldent ble utnyttet til sitt fulle, og at det var enkelttilfeller som ga de høye tallene i Tabell 12 .

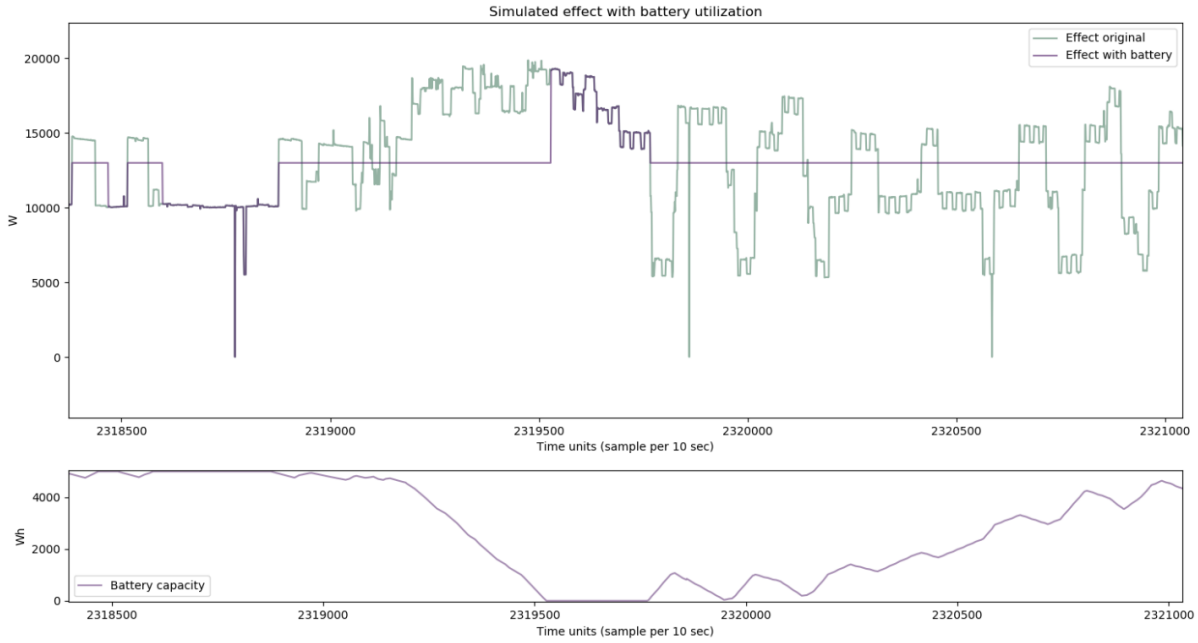
5 Reduksjon av effekttopper

5.1 Analyse av historiske data for å bestemme grenseverdi

I denne analysen er bruken av batteriet i huset analysert for å redusere effekttoppene. Husets makslast ligger på 20 kW i effekt vinterstid, mens batteriet som nevnt har en energi- og effektkapasitet på henholdsvis 18 kWh og 15 kW. Dataene benyttet kommer fra tidsperioden 07.06.2017 21:13:20 til 29.05.2018 12:59:00, med andre ord både i tidsperioden før batteriet ble installert og tidsperioden hvor batteriet gjorde fasebalansering. Totalt er det litt over 3 millioner datapunkt.

Det ble skrevet en simuleringsalgoritme i Python for å beregne hvilke innstillinger for batteriet som fører til størst reduksjon av effekttopper i tillegg til å gi best utnyttelse av batterikapasiteten. Algoritmen tar utgangspunkt i 10 kWh tilgjengelig kapasitet (som tilsvarer den nedre state-of-charge-grensen på 40 %), og vil forsøke å bruke av batterikapasiteten dersom forbruket til huset går over en bestemt øvre grenseverdi for effekt. Det er kjørt simuleringer med forskjellige grenseverdier for å kartlegge hvilke grenseverdier som gir best batteriutnyttelse og størst reduksjon av effekttopper.

Figur 11 viser hvordan algoritmen bruker av batteriet når effekten er over grenseverdien (her 12,5 kW), og hvordan batteriet lades opp når effekten ligger under grenseverdien. I dette tilfellet er batterikapasiteten satt til 5 kWh, og som Figur 11 viser vil batteriet utlades helt i løpet av denne perioden.

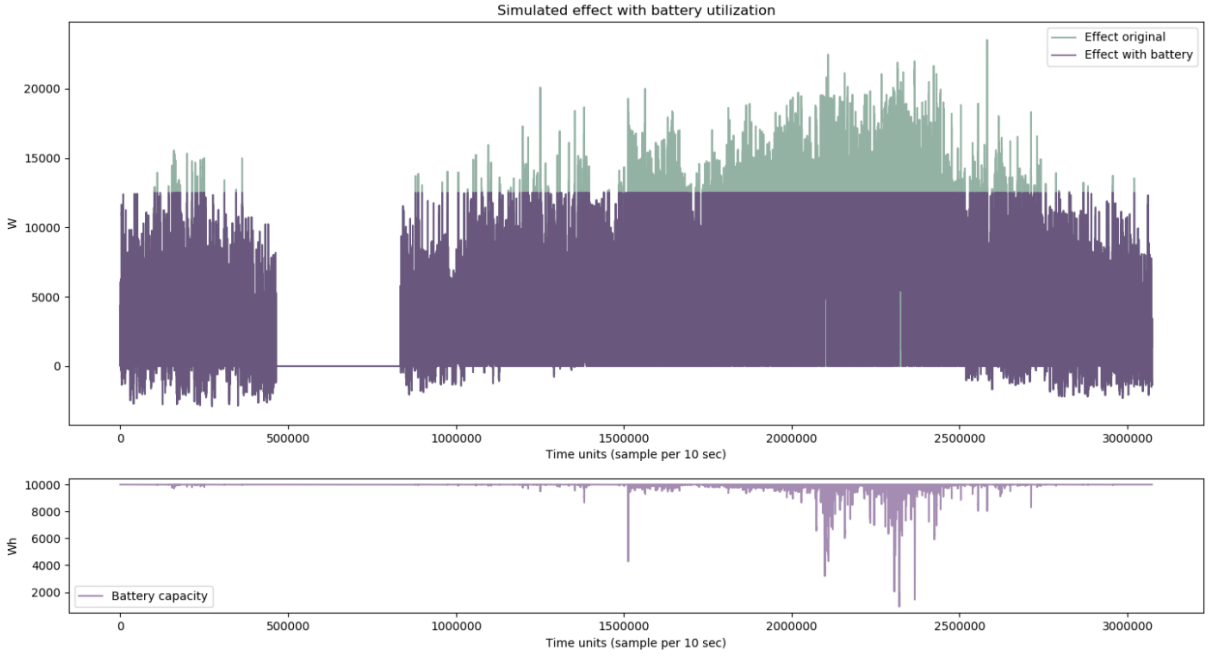


Figur 11 – Simuleringsalgoritme til reduksjon av effekttopper.

5.1.1 Maksimal reduksjon av effekttopper

Algoritmen tar som nevnt utgangspunkt i 10 kWh tilgjengelig batterikapasitet.

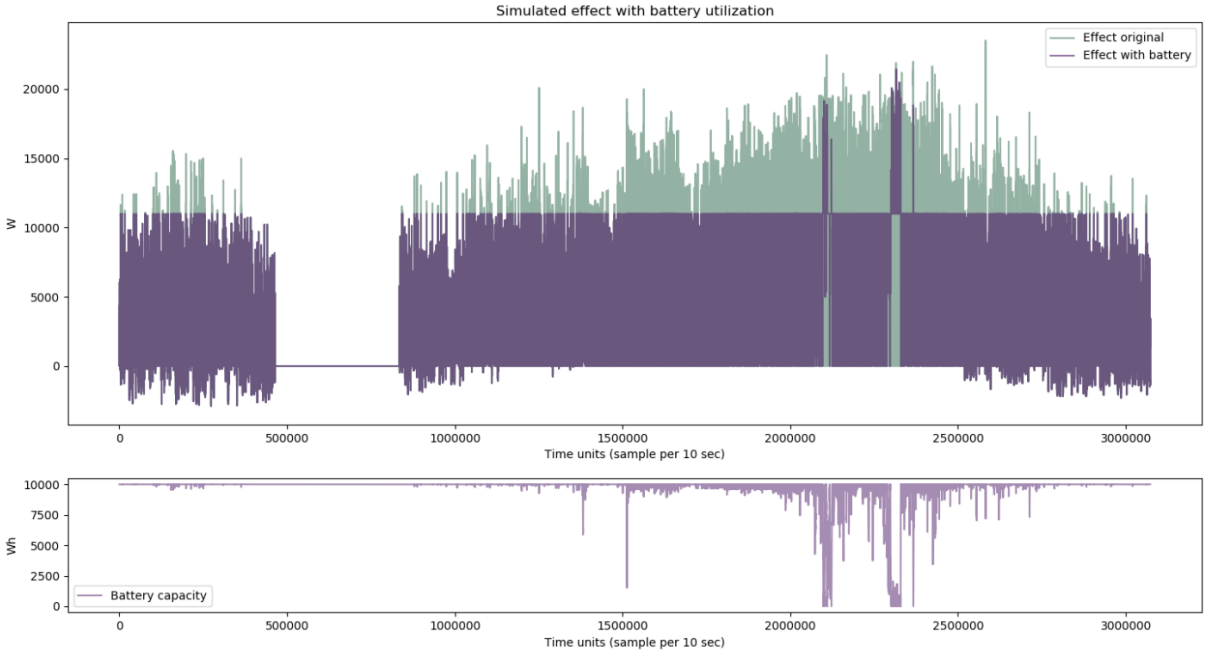
Testing av ulike grenseverdier viser at den grenseverdien som gir den minste effekttoppen er 12,5 kW. Algoritmen vil da forsøke å bruke batteriet når forbruket ligger over 12,5 kW, som beskrevet i Figur 11. Resultatet av denne simuleringen er vist i Figur 12.



Figur 12 – Resultat fra simuleringsalgoritme. Batteriutnyttelse på 10 kWh, grenseverdi på 12,5 kW.

Figur 12 viser at batteriet klarer å holde effekten under grenseverdien for hele perioden dersom denne settes til 12,5 kW. Batteriet utnyttes til sitt fulle potensial på vinterstid, men er nesten ikke i bruk resten av året. Dette demonstreres i det nederste plottet i Figur 12 hvor kapasiteten til batteriet vises. Når batterikapasiteten er 10 kWh er det fulladet og ikke i bruk, mens når det nærmer seg 0 kWh tømmes batteriet og utlades helt.

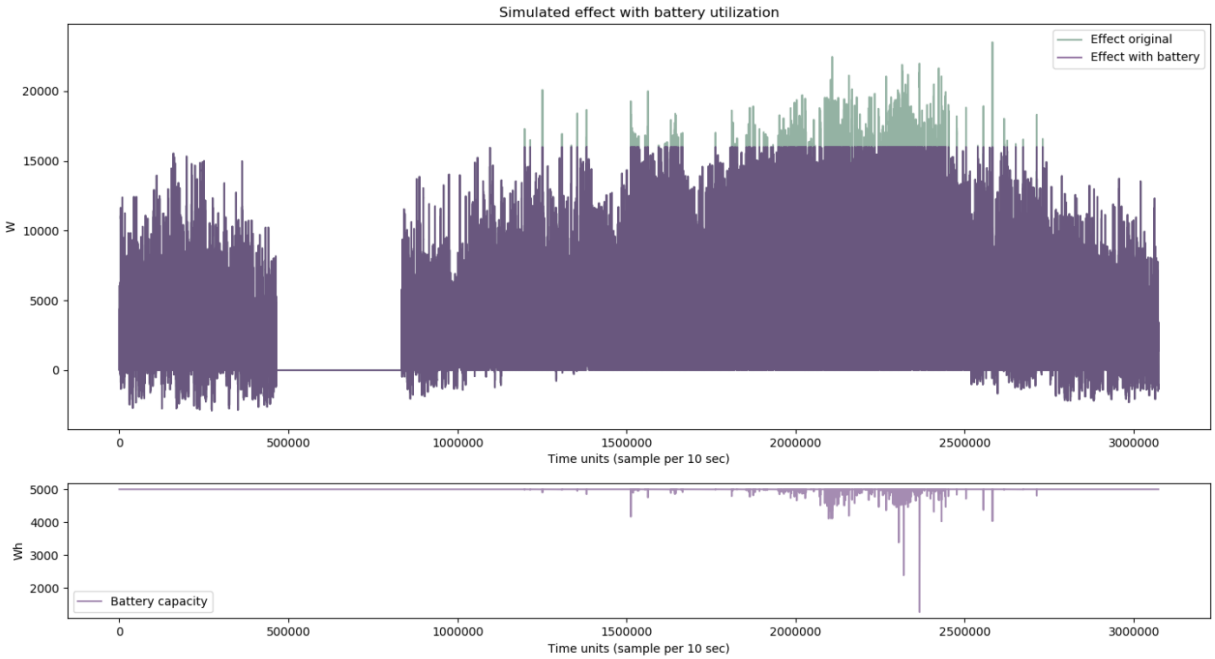
Settes grenseverdien lavere klarer ikke batteriet å dekke de høyeste effekttoppene på vinterhalvåret. Figur 13 viser dette, med grenseverdi satt til 11 kW.



Figur 13 - Resultat fra simuleringsalgoritme. Batteriutnyttelse på 10 kWh, grenseverdi på 11,0 kW.

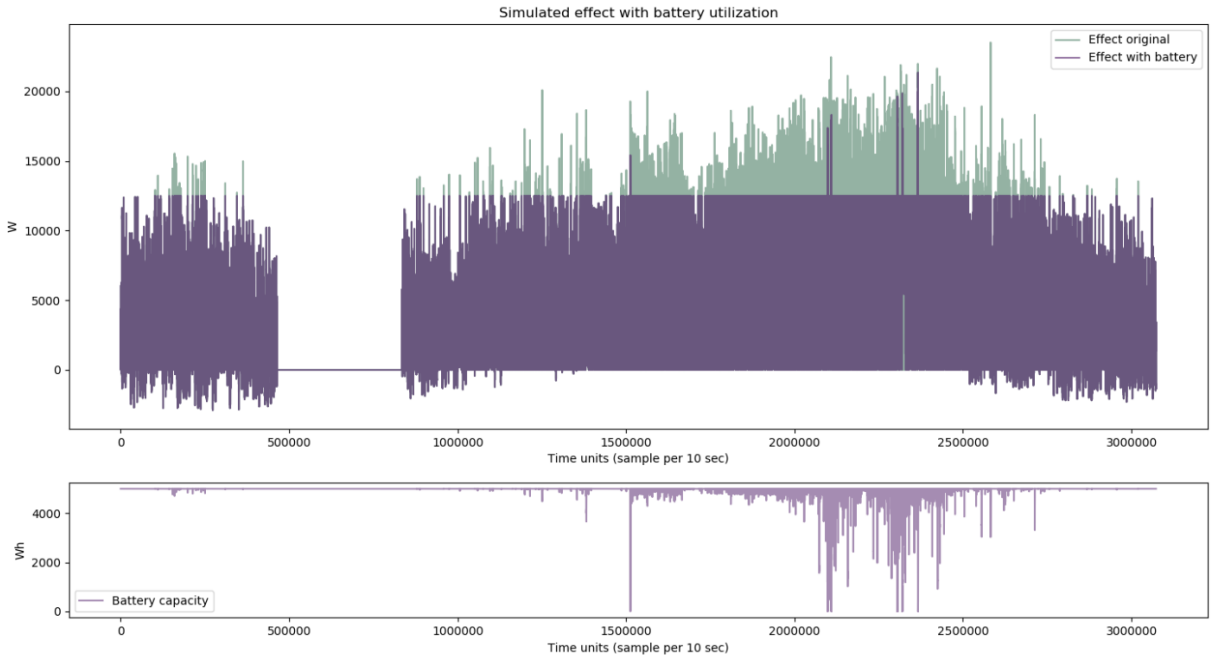
5.1.2 Analyser med halv batterikapasitet

I denne analysen tar algoritmen utgangspunkt i 5 kWh tilgjengelig batterikapasitet. Som forventet må det settes en langt høyere grenseverdi for å redusere effekttoppen. Resultatet, som vist i Figur 14, viser at grenseverdien nå må settes til 16 kW.



Figur 14 - Resultat fra simuleringsalgoritme. Batteriutnyttelse på 5 kWh, grenseverdi på 16,0 kW.

Den høye effektgrensen gjør at batteriet nesten ikke er i bruk i den simulerte perioden. Dersom grenseverdien reduseres til 12,5 kW medfører dette at batteriet ikke klarer å dekke de høyeste effekttoppene på vinterhalvåret. Dette er vist i Figur 15.



Figur 15 - Resultat fra simuleringsalgoritme. Batteriutnyttelse på 5 kWh, grenseverdi på 12,5 kW.

5.1.3 Batteriutnyttelse

Simuleringen av batteriutnyttelse tar utgangspunkt i en batterikapasitet på 10 kWh og summerer all utlading av batteriet i løpet av hele dataperioden. Simuleringen kjøres for forskjellige grenseverdier for effekt. Jo høyere grenseverdien settes, desto mindre brukes batteriet, men høyeste effekttopp reduseres. Tabell 14 viser batteriutnyttelsen ved kjøringen av simuleringsalgoritmen for ulike grenseverdier. Kolonnen for «lengste effekttopp» angir lengden på den lengste sammenhengende effekttoppen, altså perioden hvor effekten holdes over grenseverdien. «Summert tid over grenseverdi» angir summert ikke-sammenhengende tid over grenseverdien, og andelen av tiden over grenseverdien. Som Tabell 14 viser er det kun for grenseverdi lik 12,5 kW at effekten aldri går over grenseverdien. Batteriet blir imidlertid relativt lite brukt for denne grenseverdien (614 kWh). Dersom det kan tillates at den høyeste effekttoppen er over grenseverdien i enkelte minutter i løpet av året, kan en lavere grenseverdi benyttes og energikapasiteten til batteriet utnyttes bedre.

Tabell 14 - Batteriutnyttelse ved kjøring av simuleringsalgoritme for hele perioden.

Grenseverdi	Energi levert fra batteriet	Høyeste effekttopp	Lengste effekttopp over grenseverdi	Summert tid over grenseverdi
12,5 kW	614 kWh	12,5 kW (lik grenseverdi)	0 min	0 min (0,000 %)
12,0 kW	779 kWh	19,6 kW	15 min	90 min (0,018 %)
11,5 kW	939 kWh	20,5 kW	74 min	782 min (0,153 %)
11,0 kW	1 122 kWh	21,4 kW	106 min	1 728 min (0,337 %)

5.1.4 Batteriutnyttelse sommertid

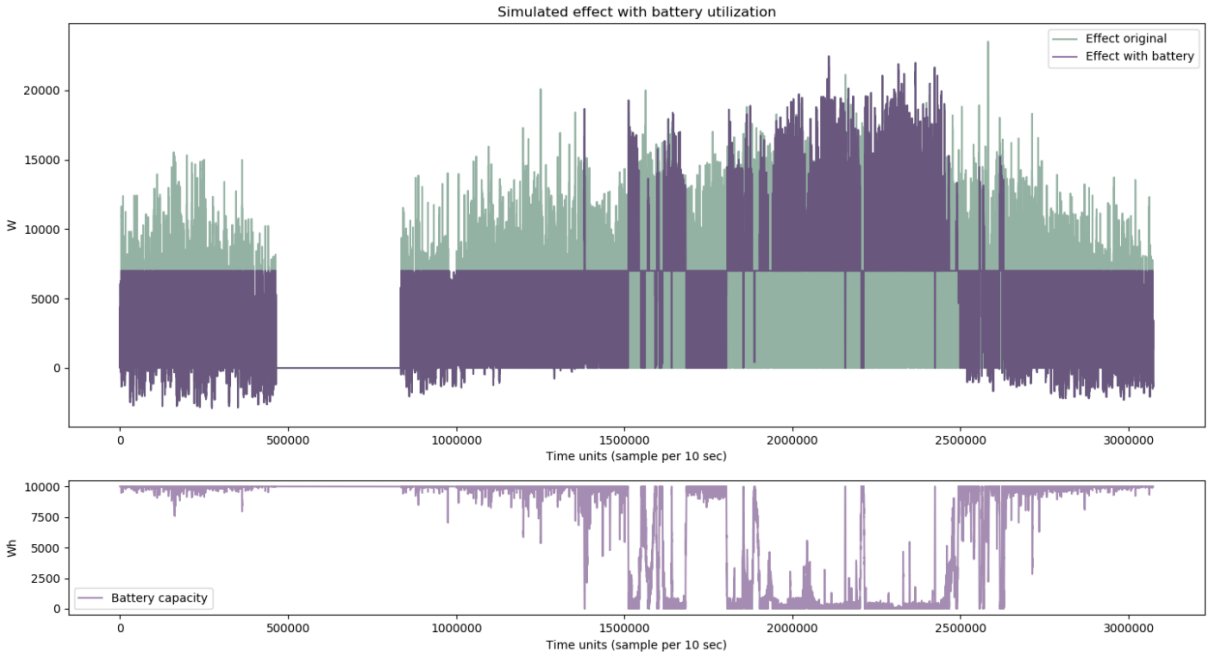
For å utnytte batteriet optimalt gjennom hele året bør det vurderes å benytte én grenseverdi for effekt på sommertid, april-september, og én annen grenseverdi på vintertid. Simulering med lavere grenseverdier på sommertid viser potensiale for bedre utnyttelse av batteriet i denne perioden. Resultatet er vist i Tabell 15. Settes grenseverdien til 7 kW gir dette en høyere batteriutnyttelse sammenlignet med en grenseverdi på 6 kW. Det skyldes at forbruket for en del perioder ligger mellom 6-7 kW. Med en grenseverdi på 7 kW vil batteriet lades opp hvis forbruket ligger mellom 6-7 kW, i motsetning til en

lavere grenseverdi. Når grenseverdien settes til 6 kW vil batteriet i den analyserte måleperioden være utladet en større del av tiden sammenlignet med en grenseverdi på 7 kW.

Tabell 15 - Batteriutnyttelse ved kjøring av simuleringsalgoritme for månedene april-september.

Grenseverdi	Energi levert fra batteriet	Høyeste effekttopp sommer
8,0 kW	2 949 kWh	8,0 kW (lik grenseverdi)
7,0 kW	3 029 kWh	7,0 kW (lik grenseverdi)
6,0 kW	2 722 kWh	6,0 kW (lik grenseverdi)

Figur 16 viser resultatet fra simuleringen hvor grenseverdien er satt til 7 kW. En lavere grenseverdi øker batteriutnyttelsen på sommertid, men batteriet klarer ikke å dekke de høyeste effekttoppene på vintertid. I dette tilfellet vil batteriet være utladet store deler av vinterhalvåret. Ved å bruke to ulike grenseverdier for sommer og vinter vil batteriutnyttelsen bli høyere samtidig som effekttoppene reduseres, sammenlignet med én grenseverdi for hele perioden.



Figur 16 - Resultat fra simuleringsalgoritme. Batteriutnyttelse på 10 kWh, grenseverdi på 7,0 kW.

5.2 Resultater fra testing

Fra 1. november 2020 ble testingen for reduksjon av effekttopper startet, og dermed avsluttet testingen av fasebalansering. Basert på resultatet fra analysen i kapittel 5.1, ble effektgrensen til systemet satt til 12,5 kW. Det vil si at forbruk over 12,5 kW skal dekkes av batteriet.

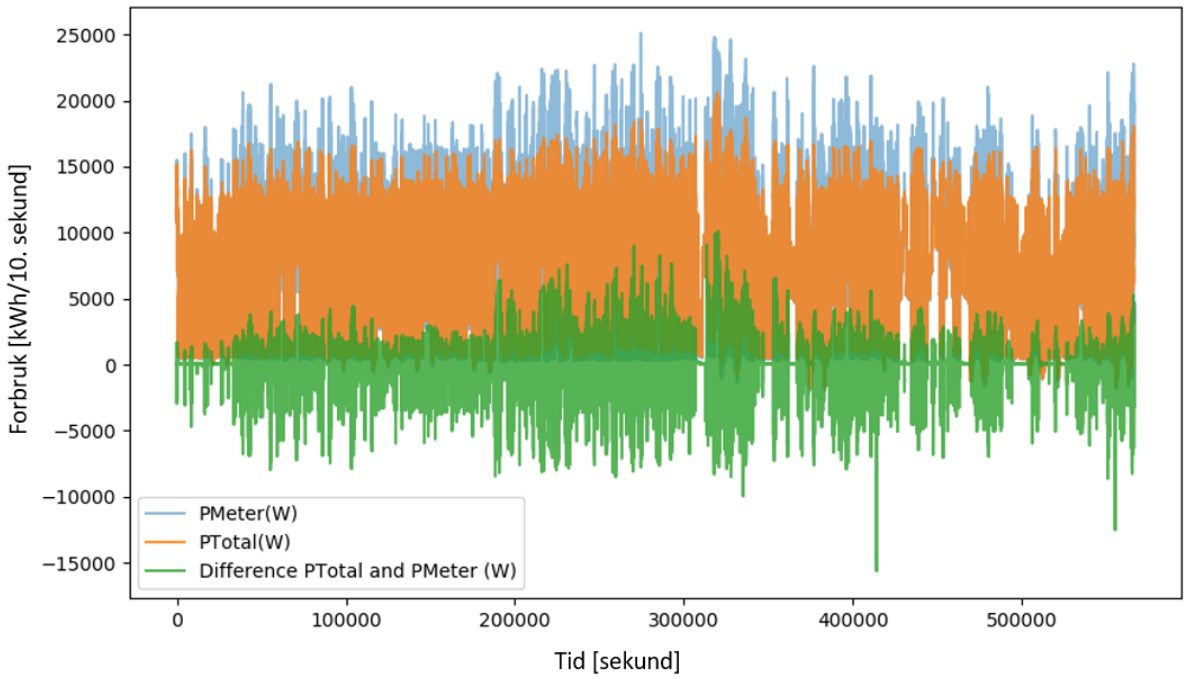
I løpet av testperioden 01.11.2019 - 17.04.2020 var det perioder hvor systemet ble utkoblet grunnet ulike problemer. En oppsummering av disse periodene er vist under:

- 18.12.2019 - 06.01.2020: En batterialarm gjorde at systemet ble utkoblet.
- 12.01.2020 - 20.01.2020: En kritisk Windows-oppdatering gjorde at systemet ble utkoblet.
- 14.03.2020 - 24.03.2020: En ukjent årsak gjorde at systemet ble utkoblet.

For den resterende testperioden fungerte systemet. Allikevel viste det seg at utladehastigheten til systemet var satt til 28 A i starten av testperioden. Dette resulterte i en maksimal utladeeffekt på 1,6 kW. Denne ble oppjustert til 190 A slik at maksimal utladeeffekt økte til 10,7 kW. Grunnet oppstartsproblemer er analysen av forbruket fra testingen for reduksjon av effekttopper (kapittel 5.2.2) basert på perioden etter 1. februar 2020, utenom perioden hvor systemet var utkoblet. Analysen av usymmetri (kapittel 5.2.1) tar derimot utgangspunkt i hele testperioden, utenom tidsperioden mellom 18.12.2019-20.01.2020 hvor systemet var periodevis utkoblet.

5.2.1 Analyse av effektforbruk

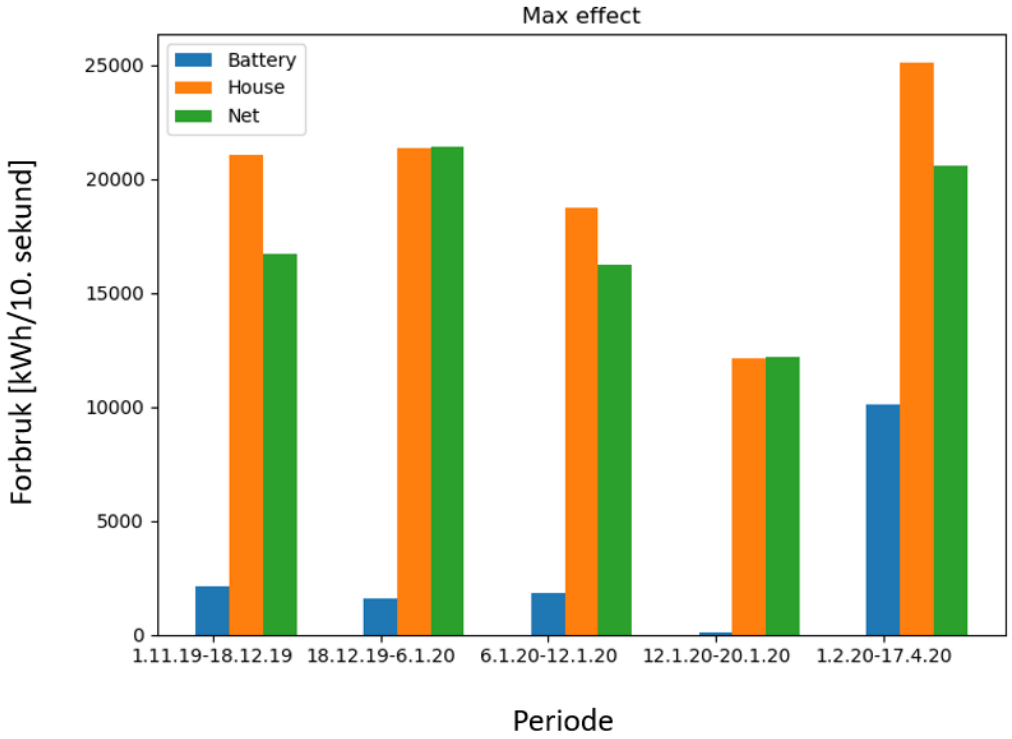
Figur 17 viser effektforbruket til huset (P_{meter}) og summen av forbruket til huset og batterisystemet (P_{total}). Figuren viser perioden fra 1. februar 2020 til 17. april 2020, hvor målinger er innhentet hvert 10. sekund. Siden P_{total} er en variabel som er gitt av summen av P_{meter} og batterisystemet, vil differansen mellom P_{total} og P_{meter} tilsvare forbruket til batterisystemet. Som Figur 17 viser bidrar batterisystemet til å redusere effekttoppene sammenlignet med det opprinnelige forbruket, altså at P_{total} er mindre enn P_{meter}.



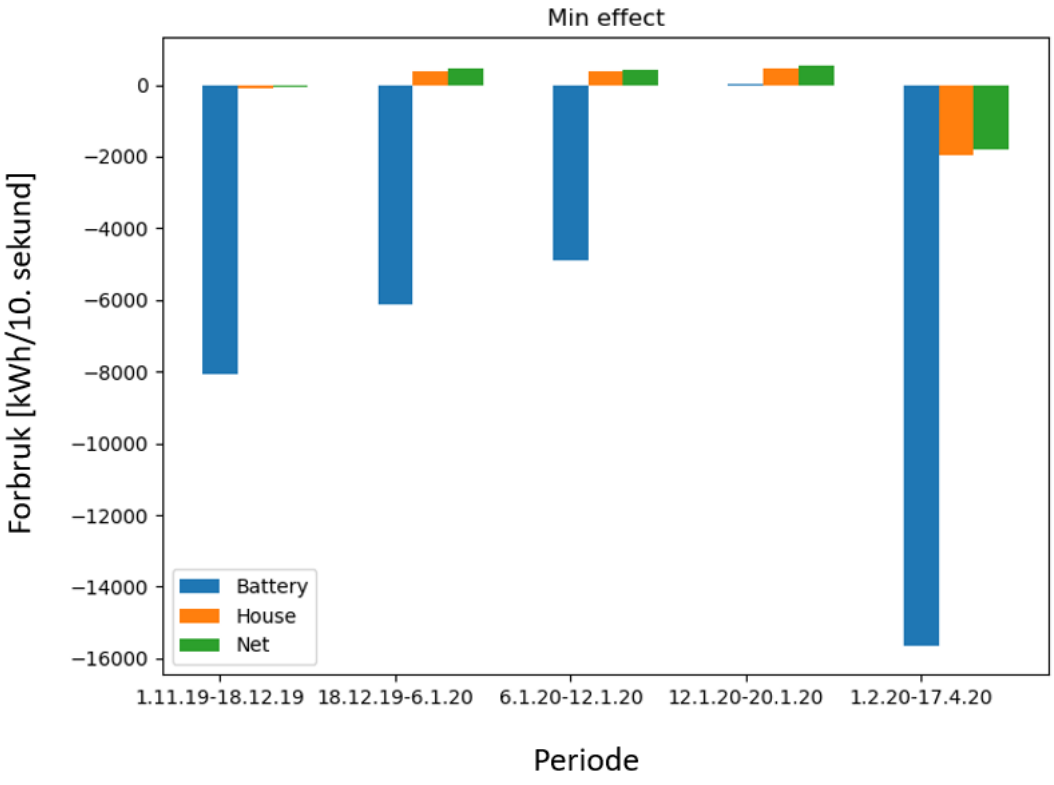
Figur 17 - Analyse av effektforbruk.

Selv om effekttoppen er redusert gjennom hele perioden viser analysen at batterisystemet ikke klarer å begrense det totale forbruket til 12,5 kW. I perioden 01.02.2020 - 17.04.2020 er det totale forbruket over 12,5 kW i 263 timer (16 % av tiden), mens den lengste sammenhengende perioden over 12,5 kW er på 69 minutter. Samtidig viser analysen at huset har et forbruk over 12,8 kW i 16% av tiden, mens batterisystemet klarer å begrense det totale forbruket til 12,8 kW i 95 % av tiden i denne perioden. Den store forskjellen mellom en effektgrense på 12,5 kW og 12,8 kW skyldes at tapet i batterisystemet kommer i tillegg til den fastsatte effektgrensen.

Det er gjort en analyse som viser det største og minste forbruket til huset og batterisystemet. Resultatet er oppsummert i henholdsvis Figur 18 og Figur 19, og periodene er fordelt ut ifra om batterisystemet fungerte eller ikke (se kapittel 5.2). Figurene viser at huset forbruker maksimalt 25 kW (Figur 18), og batterisystemet lader opp med maksimalt 10 kW (Figur 19). Samtidig er det største totalforbruket fra huset og batterisystemet på 20,5 kW. Det betyr at batterisystemet klarer å begrense den aller høyeste effekttoppen med 4,5 kW. Det negative effektforbruket viser at huset i noen perioder mater effekt inn på strømnettet. I tillegg viser målinger at batterisystemet har en maksimal utladning på 15,6 kW.



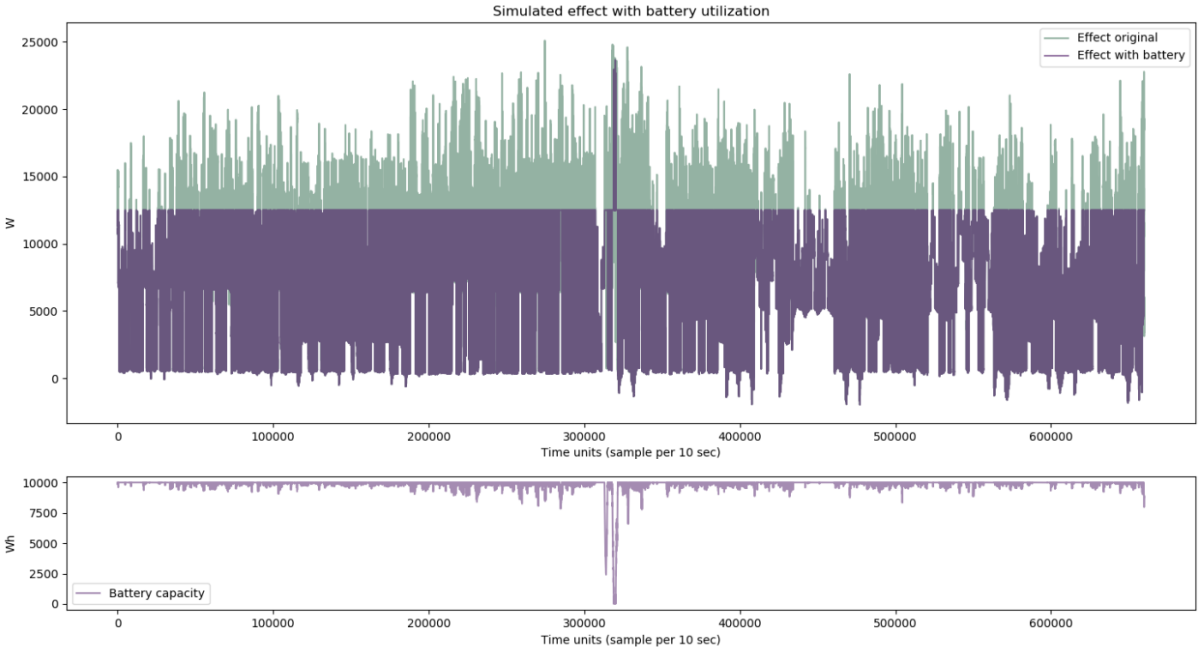
Figur 18 - Største effektforbruk til huset og batterisystemet.



Figur 19 - Minste effektforbruk til huset og batterisystemet.

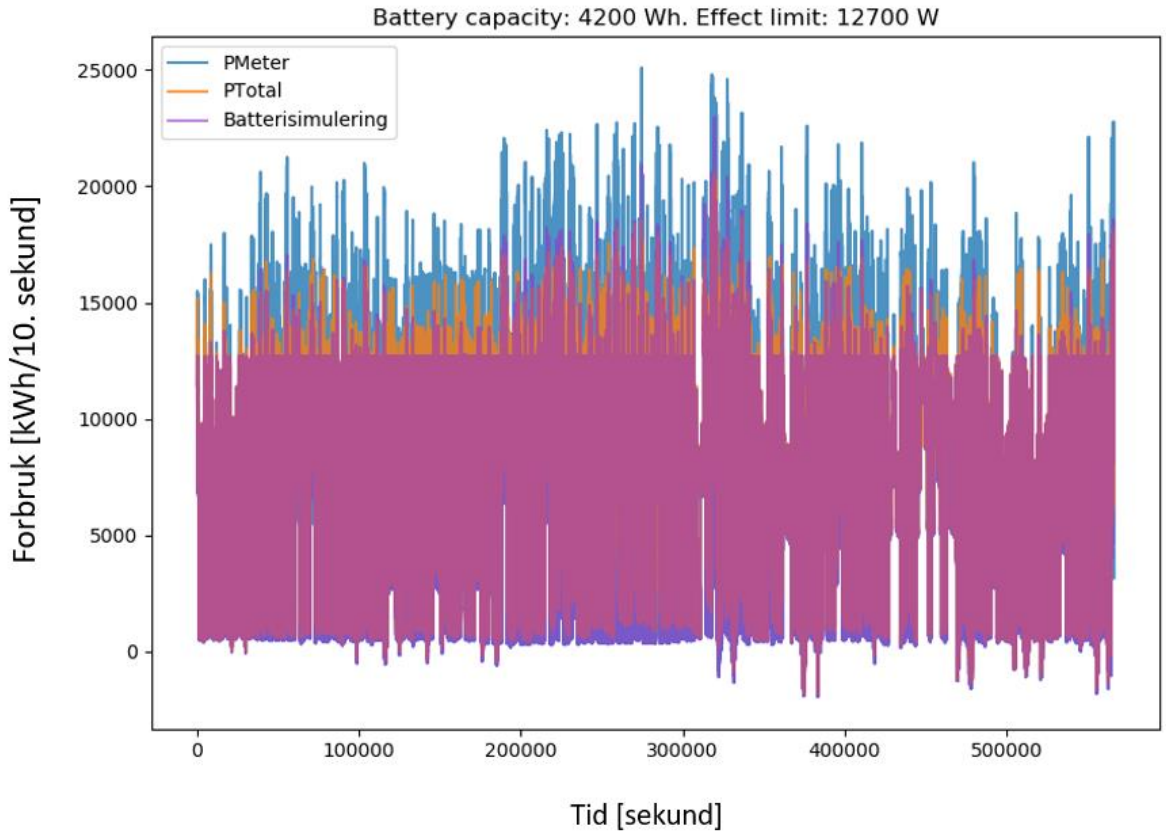
5.2.2 Sammenligning av simulering og testresultat

I dette kapitlet undersøkes batteriets utnyttelse ved kjøring av simulatoren for reduksjon av effekttopper, samme simulator som benyttet i kapittel 5.1. Figur 20 viser simulatorens kjøring sammen med originalt forbruk, og batterikapasiteten fortløpende på nederste plott. Figuren viser hva man opprinnelig burde forventet av resultat under den fysiske testingen, dersom en hadde sett bort fra tap, degradering av batteriet og den lineære nedrampingen av effektkapasitet etter hvert som batteriet utlades (beskrevet i kapittel 3). Parameterne i denne figuren er en effektgrense på 12,5 kW, og et batteri med 10 kWh energikapasitet og 10 kW effektkapasitet.



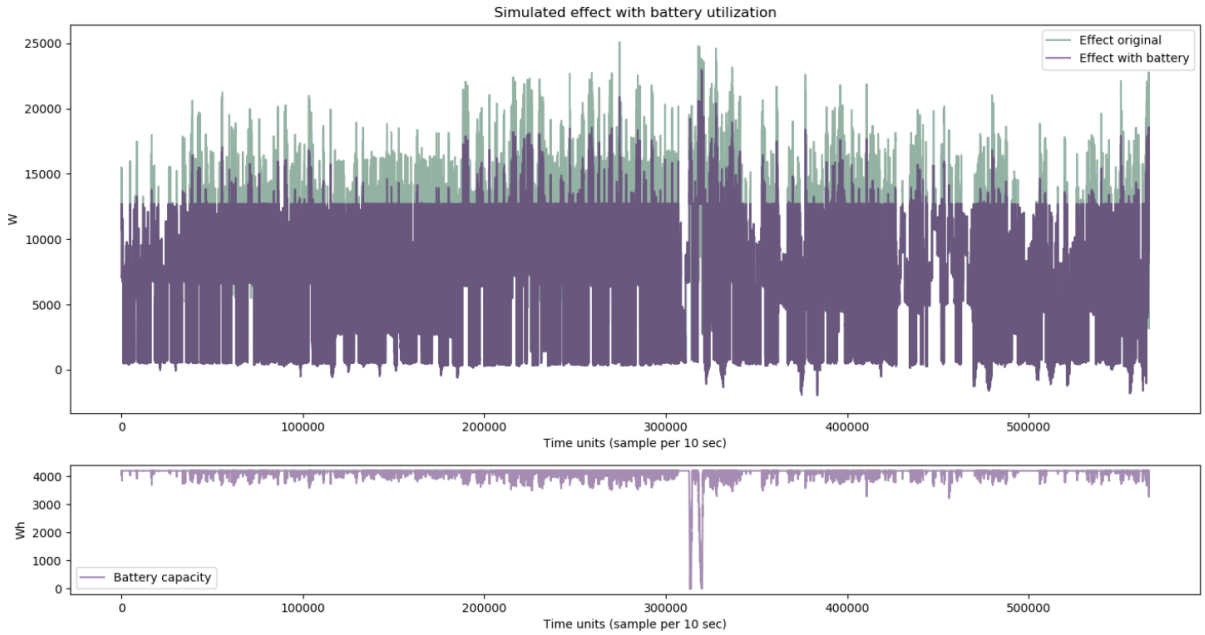
Figur 20 - Resultat fra simuleringsalgoritme med nye målinger. Batteriutnyttelse på 10 kWh, grenseverdi på 12,5 kW.

Målingene fra det fysiske batterisystemet viser at degradering av batteriet, tap i batterisystemet og lineær nedramping av effektkapasiteten utgjør en betydelig del av batteriets evne til å utjevne effekttoppene. Dette kan ses i Figur 21. Figuren viser resultatet fra simulatoren med tilpassede parametere, for å få tilsvarende resultat som det fysiske batterisystemet ga i testene som ble utført for reduksjon av effekttopper. Ut ifra analysen viser det seg at grenseverdien bør settes mellom 12,7 kW – 12,8 kW, samt at batteriets energi- og effektkapasitet reduseres til 4,2 kWh/4,2 kW. Dette tilsvarer over en halvering av batteriets installerte energi- og effektkapasitet på 10 kWh/10 kW. Figur 21 viser også det opprinnelige husholdningsforbruket.



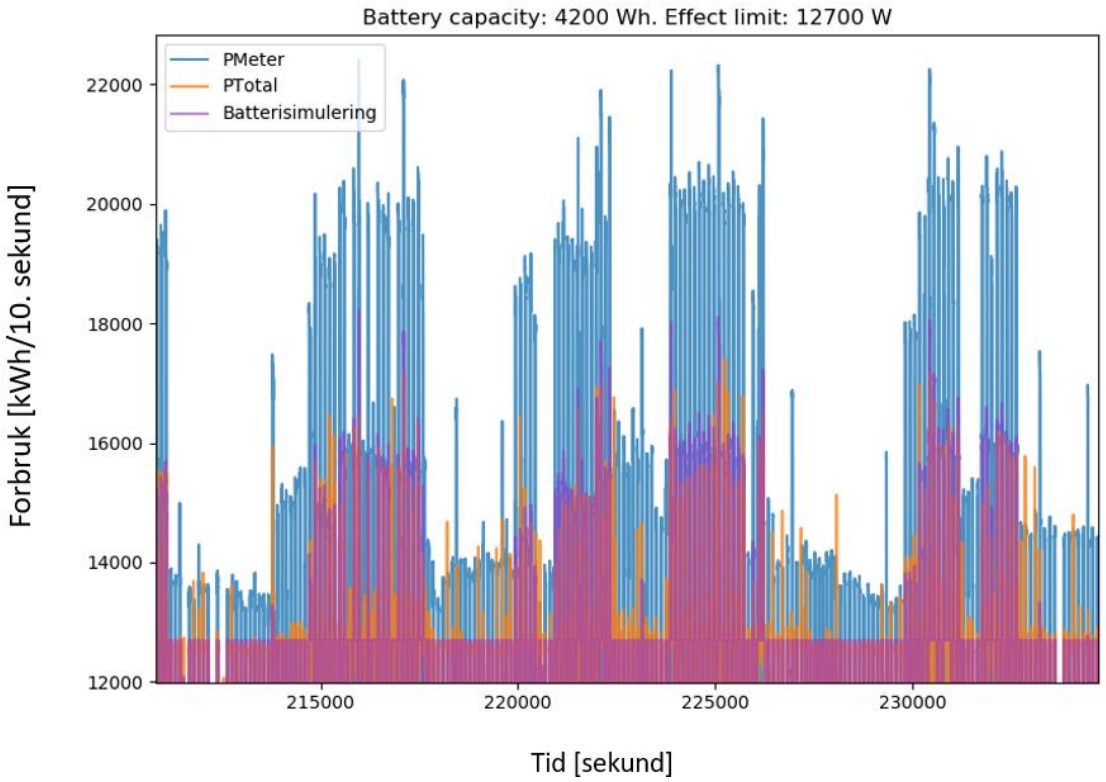
Figur 21 - Resultat fra simuleringsalgoritme med nye målinger sammenlignet med faktiske målinger. Batteriutnyttelse på 4,2 kWh, grenseverdi på 12,7 kW.

Dersom en kjører simulatoren hvor parameterne settes slik at grenseverdien blir 12,7 kW, og batteriets energi- og effektkapasitet blir 4,2 kWh/4,2 kW, gir dette resultatet som vist i Figur 22. Batteriet vil klare å redusere husholdningsforbruket til grenseverdien store deler av perioden, men den begrensende batterikapasiteten medfører at forbruket til tider vil ligge over grenseverdien. Den nederste delen av Figur 22 viser at det kun er en periode hvor batteriet lades helt ut. Det er altså den reduserte effektkapasiteten som hovedsakelig er grunnen til at effekttoppene ikke reduseres til 12,7 kW.



Figur 22 - Resultat fra simuleringsalgoritme med nye målinger. Batteriutnyttelse på 4,2 kWh, grenseverdi på 12,7 kW.

Det er også verdt å merke seg at det er en periode hvor det fysiske batterisystemet reduserer effekttoppene mer enn simulatoren. Dette er vist i Figur 23. Grunnen til dette er at simulatoren utlader batteriet helt i en periode, slik at det ikke klarer å redusere den etterfølgende effekttoppen. Det fysiske batterisystemet klarer derimot ikke å redusere de foregående effekttoppene i like stor grad som simulatoren, men det betyr igjen at batteriet har mer kapasitet til å redusere de etterfølgende effekttoppene. I tillegg vil begrensningen av effektkapasitet på 4,2 kW bidra til at simulatoren ikke klarer å redusere forbruket med mer enn 4,2 kW, selv om det fysiske batterisystemet i perioder viser seg å ha en bedre effektkapasitet.



Figur 23 - En periode hvor batterisystemet fungerer bedre enn simuleringsalgoritmen.

5.2.3 Analyse av usymmetri (FoL)

Ettersom systemet nå benyttes til reduksjon av effekttopper, undersøkes det hvordan dette påvirker usymmetrien mellom fasene og eventuelt brudd på FoL. I denne analysen er tidsperioden delt opp i tre ulike perioder hvor disse er listet opp under:

- 1.11.2019 - 17.12.2019: Reduksjon av effekttopper fungerte. Utladehastigheten frem til 14.11.2019 var lav.
- 18.12.2019 - 20.01.2020: Reduksjon av effekttopper fungerte periodevis.
- 21.01.2020 - 16.04.2020: Reduksjon av effekttopper fungerte, hvor batteriet kan utnyttes maksimalt ved behov.

Resultatet som viser langsomme spenningsvariasjoner er oppsummert i Tabell 16 og Tabell 17. Tabellene viser antall minutter (Tabell 16), og andelen minutter (Tabell 17), spenningen i de tre fasene er innenfor gitte spenningsintervaller, målt som et gjennomsnitt over 1 minutt.

Tabell 16 - Antall minutter hvor spenningen er innenfor en gitt verdi for de tre tidsperiodene (målt som gjennomsnitt over 1 min).

Periode	01.11.2019-17.12.2019			18.12.2019-20.01.2020			21.01.2020-16.04.2020		
	V_L1	V_L2	V_L3	V_L1	V_L2	V_L3	V_L1	V_L2	V_L3
$U_{rms} = 0$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$0 < U_{rms} < 207$	1	2	0	209	65	0	219	63	6
$207 < U_{rms} < 253$	67679	67678	67680	36601	36745	36810	124874	125030	125087
$253 < U_{rms}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	67680	67680	67680	36810	36810	36810	125093	125093	125093

Tabell 17 - Andel minutter hvor spenningen er innenfor en gitt verdi for de tre tidsperiodene (målt som gjennomsnitt over 1 min).

Periode	01.11.2019-17.12.2019			18.12.2019-20.01.2020			21.01.2020-16.04.2020		
	V_L1	V_L2	V_L3	V_L1	V_L2	V_L3	V_L1	V_L2	V_L3
$U_{rms} = 0$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$0 < U_{rms} < 207$	0,00	0,00	0,00	0,57	0,18	0,00	0,18	0,05	0,00
$207 < U_{rms} < 253$	100,00	100,00	100,00	99,43	99,82	100,00	99,82	99,95	100,00
$253 < U_{rms}$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Resultatet fra analysen knyttet til usymmetri er vist i Tabell 18. Tabellen viser andelen minutter usymmetrien er større enn 2 %, målt i et gjennomsnittsintervall på 10 minutter, for hver av de tre periodene i tillegg til perioden før reduksjon av effekttopper startet. Dette

er definert som brudd på FoL §3-6, se kapittel 4.1 for mer informasjon om innholdet i denne paragrafen.

Tabell 18 - Andel minutter hvor usymmetrien er større enn 2 %, målt i et gjennomsnittsintervall på 10 min (brudd på FoL), for de tre tidsperiodene.

Periode	01.09.2019-01.11.2019	01.11.2019-17.12.2019	18.12.2019-20.01.2020	21.01.2020-16.04.2020
U-/U+ > 2 %	22,9%	26,2 %	50,0 %	41,9 %

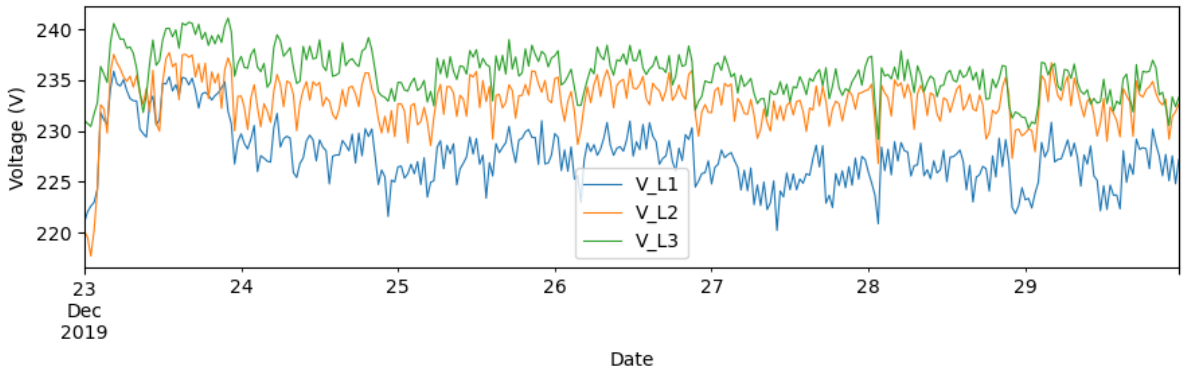
Usymmetrien for hver uke i 2020 er gitt i Tabell 19. Tabellen viser også forbruket til kunden i de samme ukene. Merk at det i uke 3 var problemer med målingene, noe som resulterte i et svært lavt forbruk.

Tabell 19 - Andel minutter hvor usymmetrien er større enn 2 %, målt i et gjennomsnittsintervall på 10 min (brudd på FoL), for hver uke i 2020.

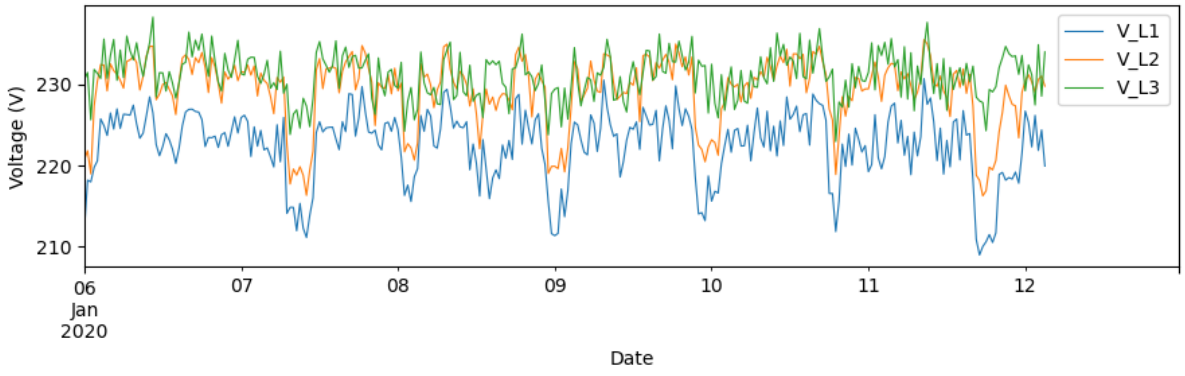
Uke	Summert P_{meter} (forbruk til kunde)	Andel av tiden der usymmetrien er større enn 2 % (målt over et gjennomsnittsintervall på 10 minutter)
1	1079 kWh	61,2 %
2	719 kWh	45,4 %
3	70 kWh	3,4 %
4	915 kWh	54,5 %
5	976 kWh	57,7 %
6	994 kWh	42,4 %
7	893 kWh	36,8 %
8	1010 kWh	32,6 %
9	1234 kWh	56,0 %
10	1279 kWh	25,9 %

11	1028 kWh	29,1 %
12	1258 kWh	23,3 %
13	1106 kWh	21,2 %
14	1209 kWh	30,0 %
15	749 kWh	13,5 %

Figur 24 og Figur 25 viser spenningen mellom de tre fasene i to tilfeldig valgte uker. Periodene er henholdsvis når batterisystemet ikke fungerte, og når batterisystemet fungerte.



Figur 24 – Spenningen mellom fasene for en tilfeldig valgt uke der batterisystemet ikke fungerte.



Figur 25 - Spenningen mellom fasene for en tilfeldig valgt uke der batterisystemet fungerte.

6 Økonomisk analyse

Det er gjennomført en samfunnsøkonomisk analyse av batterisystemet på Sparbu for å undersøke hvorvidt det er lønnsomt å investere i et batterisystem for å kunne utsette en nødvendig reinvestering av strømnettet til denne kunden. Basert på analysene i dette prosjektnotatet forutsettes det at batterisystemet klarer å forbedre spenningskvaliteten nok til at reinvesteringen kan utsettes. Det antas altså at tilstanden på strømnettet er grei nok til at reinvesteringen kan utsettes, og at det er den dårlige spenningskvaliteten som er den utløsende faktoren for reinvesteringen.

Den samfunnsøkonomiske analysen tar utgangspunkt i planleggingsmetodikken til REN, og kostnadskalkylen for reinvestering er beregnet i prosjektsystemet til REN. Tapskostnader er beregnet i NetBAS, og det antas videre at forskjellen i avbruddskostnader er neglisjerbar mellom de ulike alternativene. I Tabell 20 er det listet opp enkelte forutsetninger benyttet i prosjektsammenligningen.

Tabell 20 - Forutsetninger benyttet i samfunnsøkonomisk analyse.

Forutsetning	Verdi
Analyseperiode	40 år
Kalkulasjonsrente	4,00 %
Tapenes brukstid	2 400 timer
Investeringskostnad for batterisystem	183 241 kr
Antatt år for reinvestering uten batterisystem	2020
Antatt år for reinvestering med batterisystem	2030

Investeringskostnaden for batterisystemet var 183 241 kr i 2016, noe som tilsvarer ca. 10 000 kr/kWh. Siden kostnaden for batterier har falt betydelig de siste årene, og det er forventet at kostnaden vil fortsette å falle, ville en investering i et batterisystem i 2019 resultert i en antatt lavere investeringskostnad sammenlignet med investeringen i 2016. Erfaringstall tilsier at batterisystemet i 2019 ville hatt en anslått investeringskostnad på

rundt 146 400 kr [1]. Det tilsvarer en reduksjon på 20 % sammenlignet med kostnaden i 2016, se Tabell 21 under for mer informasjon. Det er senere i kapitlet gjort en beregning for å undersøke hvordan en slik reduksjon påvirker den økonomiske analysen.

Tabell 21 - Forventet reduksjon i batterikostnad og beregnet investeringskostnad.

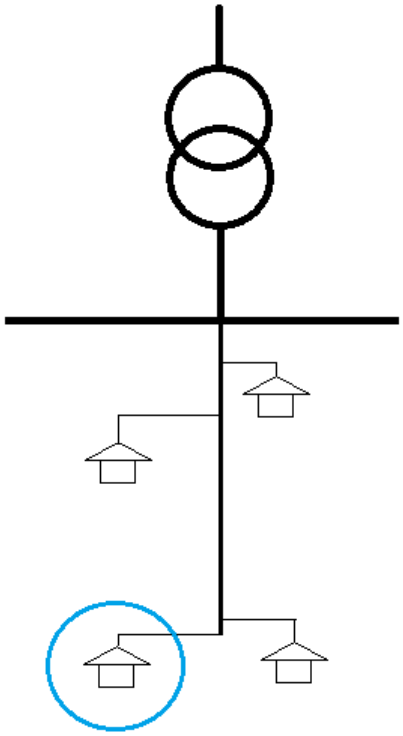
Verdier	2016	2019
Gjennomsnittlig valutakurs[2]	8,3987 NOK/USD	8,8037 NOK/USD
Forventet batterikostnad[3]	1250 USD/kWh	950 USD/kWh
Anslått investeringskostnad per kWh	10 498 NOK/kWh	8 364 NOK/kWh
Anslått investeringskostnad for et batterisystem med installert kapasitet på 18 kWh	189 000 NOK	151 000 NOK
Investeringskostnad for batterisystemet på Sparbu	183 241 NOK	146 400 NOK (forventet)

Nettskjemaet for radialen tilhørende denne kunden er vist i Figur 26. Den aktuelle kunden er ytterst på radialen og markert i den blå sirkelen. Merk at det i virkeligheten også er andre radialer tilknyttet denne nettstasjonen, men disse vil ikke påvirke analysen og fjernes for enklere visualisering.

[1] Investeringskostnaden for batterisystemet på Sparbu var i 2016 på 183 241 kr, altså 3,047 % lavere enn anslått investeringskostnad gitt tabell 21. Gitt at batterisystemet på Sparbu er 3,047 % lavere enn anslått kostnad i 2019, gir dette en kostnad på 146 400 kr.

[2] https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=USD

[3] https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/50848/10/20170620_FINAL_ExpCurves_Main.pdf



Figur 26 - Forenklet enlinjeskjema. Den aktuelle kunden er markert i blå sirkel.

Det er gjort kostnadskalkyler for å beregne nyverdien av dagens nett under nettstasjonen, samt fire alternativer for reinvestering. Nyverdien av dagens nett brukes som referanseverdi for den bedriftsøkonomiske analysen. De fire foreslåtte alternativene er:

- Reinvestering og omlegging til lavspentkabel i 2020.
- Reinvestering og omlegging til lavspentkabel i 2030 og installering av batterisystem i 2020.
- Reinvestering og omlegging til høyspentkabel i 2020.
- Reinvestering og omlegging til høyspentkabel i 2030 og installering av batterisystem i 2020.

Drift- og vedlikeholdskostnader beregnes ut ifra en gitt prosentsats av investeringskostnaden og vil dermed variere mellom de ulike alternativene. For alternativene som innebærer utsettelse av reinvesteringen vil dagens nett legges til grunn frem til reinvesteringen gjennomføres.

Resultatet fra den samfunnsøkonomiske analysen er vist i Tabell 22. Tabellen viser en oppsummering av investeringskostnad, drift- og vedlikeholdskostnad, og tapskostnad for alle alternativene. Merk at tallene er her gitt som nåverdien av kostnader.

Tabell 22 - Resultat fra den samfunnsøkonomiske analysen.

PROSJEKTKOSTNADER		Lavspent				
		Samlede kostnader	Kostnadskomp.:	Kabel	Luftlinje	Nettstasjon	Demontering
Tapskostnader	[Kr]	21 490					
Drift og Vedlikeholdskostnader	[Kr]	103 119					
Investeringskostnader	[Kr]	547 111		480 925	0	26 712	39 474
Sum kostnader	[Kr]	671 720					

PROSJEKTKOSTNADER		Høyspent				
		Samlede kostnader	Kostnadskomp.:	Kabel	Luftlinje	Nettstasjon	Demontering
Tapskostnader	[Kr]	19 003					
Drift og Vedlikeholdskostnader	[Kr]	176 086					
Investeringskostnader	[Kr]	833 686		612 873	9 534	171 805	39 474
Sum kostnader	[Kr]	1 028 775					

PROSJEKTKOSTNADER		Lavspent med batterisystem				
		Samlede kostnader	Kostnadskomp.:	Kabel	Luftlinje	Nettstasjon	Demontering+ batterisystem
Tapskostnader	[Kr]	39 729					
Drift og Vedlikeholdskostnader	[Kr]	60 863					
Investeringskostnader	[Kr]	506 151		283 846	0	15 766	206 539
Sum kostnader	[Kr]	606 743					

PROSJEKTKOSTNADER		Høyspent med batterisystem				
		Samlede kostnader	Kostnadskomp.:	Kabel	Luftlinje	Nettstasjon	Demontering+ batterisystem
Tapskostnader	[Kr]	38 233					
Drift og Vedlikeholdskostnader	[Kr]	146 288					
Investeringskostnader	[Kr]	675 290		361 723	5 627	101 401	206 539
Sum kostnader	[Kr]	859 811					

Fra Tabell 22 vil nåverdien av investeringskostnad reduseres med 65 000 kr for alternativet lavspentnett med batterisystem, sammenlignet med alternativet lavspentnett uten batterisystem. For alternativet med nytt høyspentnett vil nåverdien av investeringskostnad reduseres med 170 000 kr for alternativet høyspentnett med batterisystem, sammenlignet med alternativet høyspentnett uten batterisystem. I denne samfunnsøkonomiske analysen vil en reinvestering i nytt lavspentnett med batterisystem anbefales da den gir den laveste summerte kostnaden (606 743 kr). Ønsker man i stedet å bygge nytt høyspentnett, noe som vil gi en stor økning i kortslutningsytelsen, anbefales det å installere et batterisystem i år 2020, og utsette reinvesteringen til år 2030 (gir den laveste summerte kostnaden på 859 811 kr).

Det er også gjort en bedriftsøkonomisk analyse av alternativene basert på verdiene fra den samfunnsøkonomiske analysen. I denne analysen sammenlignes alternativene mot referansen, som innebærer nyverdien av dagens nett. I tillegg inkluderes resultatet fra DEA-modellen hos NVE sett fra Tensio TN sitt ståsted. DEA-modellen er laget av NVE for å måle nettselskapenes relative effektivitet, og investeringer i høyspentnettet vil dermed gi ulike resultat for hvert nettselskap. Modellen bestemmer hvor mye nettselskapet kan ta betalt for en gitt investering. Resultatet fra den bedriftsøkonomiske analysen er vist i Tabell 23. Tabellen viser den beregnede netto nåverdien for de fire alternativene.

Tabell 23 - Resultat fra den bedriftsøkonomiske analysen.

Alternativ	Netto nåverdi
Reinvestering og omlegging til lavspentkabel i 2020	- 150 000 kr
Reinvestering og omlegging til lavspentkabel i 2030 og installering av batterisystem i 2020	- 140 000 kr
Reinvestering og omlegging til høyspentkabel i 2020	248 000 kr
Reinvestering og omlegging til høyspentkabel i 2030 og installering av batterisystem i 2020	169 000 kr

Resultatet fra den bedriftsøkonomiske analysen tyder på at det for Tensio TN vil være mest lønnsomt å reinvestere i nytt høyspentnett i år 2020. Dette gir den høyeste positive netto nåverdien (248 000 kr) gitt antagelsene som beskrevet tidligere. Dersom det i stedet er ønskelig å reinvestere i nytt lavspentnett vil det være mest lønnsomt å reinvestere i et batterisystem i 2020, og utsette reinvesteringen av lavspentnettet til 2030 (-140 000 kr, den beste netto nåverdien mellom lavspentalternativene). Benyttes den forventede reduserte investeringskostnaden for batterisystemet (146 400 kr), gir denne en netto nåverdi for lavspentalternativet på -131 000 kr, og for høyspentalternativet på 178 000 kr. Antagelsen om redusert batterikostnad medfører dermed at alternativet med batteri og utsatt reinvestering av nytt lavspentnett (-131 000 kr) blir enda mer lønnsomt sammenlignet med alternativet for reinvestering av nytt lavspentnett i 2020 (-150 000 kr). Med en forventet reduksjon i batterikostnader vil dette medføre at alternativer med batterisystem blir høyst aktualisert. Merk at investeringskostnaden for batterisystemet i denne analysen refereres til 2019-priser, mens selve reinvesteringen skjer i 2020. En

ytterligere reduksjon i batterikostnader mellom 2019 og 2020 antas derfor å være neglisjerbar. Denne reduksjonen vil også kunne bortfalle grunnet den økte valutakursen mellom 2019 og 2020, men det foretas ingen videre spekulasjoner i valutakurs i dette prosjektnotatet.

7 Oppsummering og diskusjon

7.1 Erfaringer fra bestilling, installasjon, drift, og demontering av batterisystemet

I kapittel 2.1 er det en tidslinje som viser de viktigste hendelsene i dette FoU-prosjektet. Ideen om prosjektet ble fremlagt i det tidligere FoU-prosjektet FlexNett, mens det ble overført til IntegER sommeren 2019. Grunnet ekstra lang leveringstid for de planlagte batteriene ble større batterier bestilt. Erfaring fra denne bestillingen viser at det er nødvendig å planlegge bestillingen i god tid før idriftsettelse. Underveis i FoU-prosjektene har det også blitt gjort oppgraderinger av systemet og forbedringer av algoritmen for fasebalansering. Av oppgraderinger må det nevnes at både strømtrafo, spenningstrafo og ruter har blitt ødelagt i løpet av testperiodene. Sannsynligvis er lynnedslag hovedgrunnen til at disse har blitt ødelagt. I tillegg viste målingene tidlig at de første installerte omformerne hadde for lav effektkapasitet til å bidra med full fasekompensering, slik at ekstra omformere måtte bestilles og installeres. Dette har resultert i noe tap av målinger, og at nye komponenter har måttet bestilles og installeres.

I andre testperiode var det problemer med kommunikasjonen med systemet, og en ekstra antenne ble nødvendig å installere på utsiden av skapet. I tillegg gjorde en systemalarm og en kritisk Windows-oppdatering at funksjonen for reduksjon av effekttopper ble avslått, slik at systemet ikke fungerte som tiltenkt i perioder. Dette måtte løses manuelt for å reaktivere systemet. I endringen av systemspesifikasjoner mellom første og andre testperiode, altså når systemet ble endret til å redusere effekttoppene, gikk nyttig systeminformasjon tapt. Dette medførte at det ble vanskelig å endre systemet tilbake for å bidra til fasebalansering, ettersom de nødvendige systemspesifikasjonene ikke ble lagret. Erfaringen fra å endre systemspesifikasjoner viser hvor viktig det er med nøye og grundig dokumentasjon, slik at det vil være mulig å gjenskape tidligere analyser på senere tidspunkt.

Det har i løpet av andre testperiode blitt vurdert hvorvidt systemet skal flyttes og brukes på en ny lokasjon. Selv om resultatene fra testingen er lovende, viser de samtidig at batteriet har tapt seg i stor grad. Det ble derfor besluttet å demontere skapet og kaste komponentene, men det vil i etterkant gjøres en egen vurdering av om noen komponenter kan gjenbrukes. Selve demonteringen gikk greit, men det tok tid å demontere ett og ett batteri. Til senere installasjoner vil det være fordelaktig om hele batterisystemet kan flyttes ved å bare løfte opp kabinettet, slik at det ikke er behov for å demontere alle batteriene separat. Det viste seg også at kabinettet ikke var plassert på en sokkel, men på tryggimpregnerte treplanker. Dette resulterte i skarpe bøyer på kablene, samt at de lå veldig grunt på utsiden av kabinettet. Erfaringen fra demontering tilsier at det ville vært mulig å flytte systemet og gjenbruke det en annen plass, og dette er noe som bør vurderes ved senere demoprosjekt.

7.2 Testing av fasebalansering

Testing av fasebalansering ble utført i IntegER-prosjektet basert på målingene innhentet fra oktober 2017 – juni 2018 (innhentet fra FlexNett-prosjektet). Hovedmålet med fasebalanseringen var å minimere brudd på FoL ved hovedsakelig å redusere usymmetri. Det er også interessant å se om dette hadde en positiv påvirkning på langsomme spenningsvariasjoner. Resultatet fra analysen er oppsummert under:

- Langsomme spenningsvariasjoner: Resultatet fra analysen viste at spenningen mellom fasene var under 207 V i 0,02-0,68 % av tiden.
- Usymmetri: Tiden hvor usymmetrien mellom fasene var større enn 2 % ble forbedret fra 14,74 % til 0,59 % ved installasjon av batterisystemet.

Som beskrevet i kapittel 3.2 er det hovedsakelig omformerne som bidrar til fasebalanseringen. Det ble derfor gjort en analyse på bruken av selve batterisystemet i tilsvarende periode, for å se hvorvidt det er nødvendig med batterier for å bidra til fasebalansering. Resultatet fra denne analysen viser at batteriene i gjennomsnitt ble lite brukt i perioden, med en gjennomsnittlig oppladning tilsvarende 1 kWh/h. Allikevel ble batteriet benyttet maksimalt i perioder, hvor den største sammenhengende perioden med utladning tilsvarte 12,61 kWh. Det innebærer 70 % av batteriets kapasitet og dermed over den nedre grensen for utladning (Tabell 1). Dette illustrerer unøyaktigheten i SoC-beregningen, og er grunnen til at det er definert en nedramping av effekten når spenningen faller under 50 V. I tillegg var den største effektutladningen på 12,45 kW, og det største

enkeltuttaket av strøm var på 264 A. Basert på resultatet fra Tabell 13 tyder mye på at dette var knyttet til enkelttilfeller siden batterisystemet ladet ut med 5 kW eller mer i mindre enn 2 % av målingene. Det er ikke gjort noen videre undersøkelser av dette resultatet, men analysen tyder på at det ikke er nødvendig med et såpass stort batterisystem for å bidra til fasebalanseringen. Dersom et batteri med mindre energikapasitet kunne blitt brukt, ville dette minsket investeringskostnadene.

7.3 Testing for reduksjon av effekttopper

Testing for reduksjon av effekttopper ble utført i testperioden november 2019 - april 2020. Hovedmålet med testingen var å minimere brudd på FoL ved å unngå langsomme spenningsvariasjoner under 207 V, og redusere effekttoppene. Det er også interessant å se om dette hadde en påvirkning på usymmetrien.

I forkant av testingen for reduksjon av effekttopper ble det gjort en dataanalyse basert på historiske målinger. Analysen var nødvendig for å fastsette effektgrensen som batterisystemet skulle styres etter. Denne analysen er omtalt i kapittel 5.1, og resultatet viste at den effektgrensen som begrenset effekttoppene mest, og samtidig bidro til høyest batteriutnyttelse, var 12,5 kW. I denne analysen er det gjort enkelte antagelser som kan gjøre at den fysiske testingen ikke gir et like godt resultat som denne datasimuleringen. I dette inngår blant annet at alt av tap neglisjeres, at det ikke hensyntas degradering eller nedramping av batterisystemet, og at det ikke settes noen annen begrensning til systemet enn en maksimal batterikapasitet på 10 kWh, tilsvarende 55 % av batteriets installerte kapasitet.

Resultatet fra den fysiske testingen viste at batteriet klarte å begrense effekttoppene, men at det i perioder ikke klarte å holde effekten under den ønskede effektgrensen på 12,5 kW. Batterisystemet viste seg å fungere vesentlig bedre fra perioden etter februar 2020, sammenlignet med perioden november - desember 2019, uten at dette har en god forklaring. Det ble derfor besluttet å fokusere denne analysen på perioden etter februar 2020. Resultatet viste at det samlede forbruket, huset og batterisystemet, var over 12,5 kW i 16 % av tiden. Dette selv om den lengste perioden med forbruk over 12,5 kW ble begrenset til 69 minutter. En av grunnene til dette relativt høye tallet skyldes at tapet til systemet kommer i tillegg til denne effektgrensen. Altså er målingen av forbruket på «strømnett-siden» av batterisystemet, mens effektgrensen på 12,5 kW bestemmes på

«hus-siden» av batterisystemet. Sammenlignes i stedet andelen av tiden hvor det totale forbruket var over 12,8 kW reduseres tallet til rundt 5 % av tiden, mens huset i seg selv hadde et forbruk over 12,8 kW i 16% av tiden. Batterisystemet klarte altså å redusere tiden hvor forbruket var over 12,8 kW fra 16% til 5%. Selv om systemet i 95 % av tiden klarte å begrense effektgrensen til tilnærmet 12,5 kW, viser målingene at den høyeste effekttoppen ble målt til 20,5 kW. Dette skyldes at batteriet ble utladet, og ikke hadde kapasitet til å begrense effekttoppene. Allikevel klarer batterisystemet å begrense den aller høyeste effekttoppen med 4,5 kW. Merk også at forbruket til huset har økt fra i overkant av 20 kW til 25 kW fra første til andre testperiode. Dette kan være en forklaring på at batterisystemet ikke klarer å begrense forbruket til 12,5 kW, som antatt fra den første simuleringen. Hadde effektgrensen blitt satt høyere enn 12,5 kW ville dette kunne bidratt til å redusere den aller høyeste effekttoppen i andre testperiode.

Det ble gjennomført en analyse for å undersøke betydningen av degradering og tap i batterisystemet, og hvordan det fysiske batterisystemet kan sammenlignes med den ideelle simulatoren. Analysen viser at batterisystemet har et tap på mellom 0,2 - 0,3 kW, slik at effekten som trekkes fra nettet vil være 0,2 - 0,3 kW høyere enn den bestemte effektgrensen. Dette utgjør tilnærmet 2 % av det totale forbruket til huset og batterisystemet. Basert på prøving og feiling viste simulatoren at et batteri på 4,2 kWh/4,2 kW gir et tilnærmet likt resultat som det fysiske batterisystemet. Selv om det er tidvise forskjeller mellom simulatoren og batterisystemet, gir dette en indikasjon på at batteriets degradering, tap, styringssystem og nedramping, begrenser batteribruken til under halvparten av den antatt tilgjengelige kapasiteten. Dette selv om batteriet bare er tre år, og at det i de første to årene var begrenset bruk av batteriet.

I kapittel 5.2.3 ble det gjort en analyse av usymmetrien når batteriet benyttes til reduksjon av effekttopper. Resultatet fra analysen er oppsummert under:

- Langsomme spenningsvariasjoner: Resultatet fra analysen viste at spenningen mellom fasene var under 207 V i 0,00-0,57 % av tiden.
- Usymmetri: Tiden hvor usymmetrien mellom fasene var større enn 2 % varierte mellom 13,5 % - 61,2 % for hver uke i 2020. I perioden 21.01.2020 - 16.04.2020 var den gjennomsnittlige usymmetrien på 41,9 %. Tiden hvor usymmetrien er større enn 2 % er altså over 70 ganger større når batterisystemet brukes til reduksjon av effekttopper, sammenlignet med når det

brukes til fasebalansering. Bruddene på FoL for usymmetri begrenses dermed betraktelig når batterisystemet hjelper til med å balansere fasene.

Det er usikkert hvorvidt systemet i seg selv forverrer usymmetrien når det brukes til å redusere effekttopper siden usymmetrien er høy også i perioder hvor systemet var utkoblet, og i perioden før batterisystemet ble brukt til reduksjon av effekttopper. En av grunnene til at usymmetrien er høyere i andre testperiode kan skyldes et generelt høyere forbruk til kunden, samtidig som strømnettet er svakt. Det er også verdt å merke at systemet ikke kan benyttes til fasebalansering og reduksjon av effekttopper samtidig, siden systemet ikke klarer å prioritere mellom disse to funksjonene.

7.4 Konklusjon

I dette demoprosjektet har et batterisystem blitt installert hos en kunde med et høyt og varierende forbruk, og hvor kunden er koblet til et svakt nett. Denne kombinasjonen har gitt store svingninger i spenningen hos kunden og samtidig resultert i ubalanse mellom fasene.

Resultatene fra dette demoprosjektet viser at systemet gir svært lovende resultater for fasebalansering, hvor usymmetrien mellom fasene blir tilnærmet fjernet. Dette forutsetter at omformerne er riktig dimensjonert, hvor det i starten av prosjektet ble installert for små omformere slik at disse gikk i metning. Omformerne måtte derfor oppgraderes fra 12 kW til 18 kW, dette til forskjell fra batteriet som maksimalt klarte å levere 12,45 kW. Analysen tyder på at man kan begrense størrelsen på batteriet dersom systemet kun skal benyttes til fasebalansering. Dette vil igjen kunne redusere investeringskostnaden. Batterisystemet klarer å begrense den aller høyeste effekttoppen med rundt 20 % når det benyttes til reduksjon av effekttopper, men batteriet blir utladet og vil ikke klare å holde forbruket innenfor den ønskede grensen gjennom hele testperioden. Et batterisystem som kun brukes til reduksjon av effekttopper gir en svært varierende bruk av batteriet i løpet av året, og vil dermed ikke anbefales som løsning sammenlignet med forsterkning av strømnettet. Verdien av batteriet i et slikt tilfelle er dermed begrenset.

Basert på den økonomiske analysen omtalt i kapittel 6 viser resultatet at det kan være samfunns- og bedriftsøkonomisk lønnsomt å investere i et batterisystem, gitt antagelsene som er gjort. Resultatet fra den samfunnsøkonomiske analysen viser at det vil være mest

lønnsomt å investere i et batterisystem i 2020 og reinvestere i nytt lavspentnett i 2030. Samtidig viser analysen at en reduksjon i investeringskostnad for batterisystemet gjør alternativet med batterisystem enda mer lønnsomt. Dette forutsetter at batterisystemet gir et tilfredsstillende resultat for problemene med usymmetri slik at reinvesteringen kan utsettes. Fra den bedriftsøkonomiske analysen vil alternativet med nytt høyspentnett i 2020 være det foretrukne alternativet, da dette gir den høyeste netto nåverdien. Det er også interessant at det minst samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativet, er det alternativet som er mest lønnsomt bedriftsøkonomisk. Dette henger sammen med hvordan NVE beregner inntektsrammen til nettselskapene.

7.5 Videre arbeid

Testperioden kunne med fordel blitt forlenget for å gi et bedre datagrunnlag. Spesielt hadde det vært interessant å teste batterisystemet til fasebalansering med nye målinger, siden usymmetrien har økt betydelig siden første testperiode. Det ble vurdert å flytte systemet for å bruke det på en ny lokasjon, men grunnet problemer med å gjenskape de tidligere systemspesifikasjonene ble det besluttet at dette ikke skulle gjøres. En eventuell flytting av slike batterisystem vil gi nyttig informasjon i forhold til hvor mobile disse er, og noe som bør testes i senere prosjekter.

I dette batterisystemet benyttes blybatterier, selv om batterier basert på litium-ion er mer vanlig. Det er ikke gjort noen videre undersøkelser av forskjellen mellom disse batteritypene. Generelt har litium-ion batterier lengre levetid og kostnaden for denne typen batterier har falt drastisk de siste årene, i takt med den økte bruken i elbiler. Testing med ulike batterityper, og økonomiske analyser basert på disse, ville vært interessant i et videre studie.

8 Vedlegg

8.1 Systemspesifikasjon på solcellepanel

I tabell 24 og tabell 25 er en oppsummering av spesifikasjonene til kundens solcelleanlegg.

Tabell 24 - Spesifikasjon solceller.

Spesifikasjoner solceller	Sparbu
Produsent	REC
Modell	REC PE
Installert effekt	3,06 kWp (12 paneler á 255 W)
Installert areal	Ukjent
STC virkningsgrad	15,5 %
Produksjon normalår	Ca. 2100 kWh
Spesifikk ytelse	686 kWh/kWp/år
Tilt/vinkel	15°
Azimuth	Sørvendt

Tabell 25 - Spesifikasjon solcelleomformere.

Spesifikasjoner solcelleomformere	Sparbu
Produsent	Fronius
Modell	Fronius Galvio 3.1-1
Størrelse	H: 645 mm B: 431 mm L: 204 mm
Maks virkningsgrad / EU virkningsgrad	96,1 %/95,4 %

8.2 Spenninger ved testing for reduksjon av effekttopper

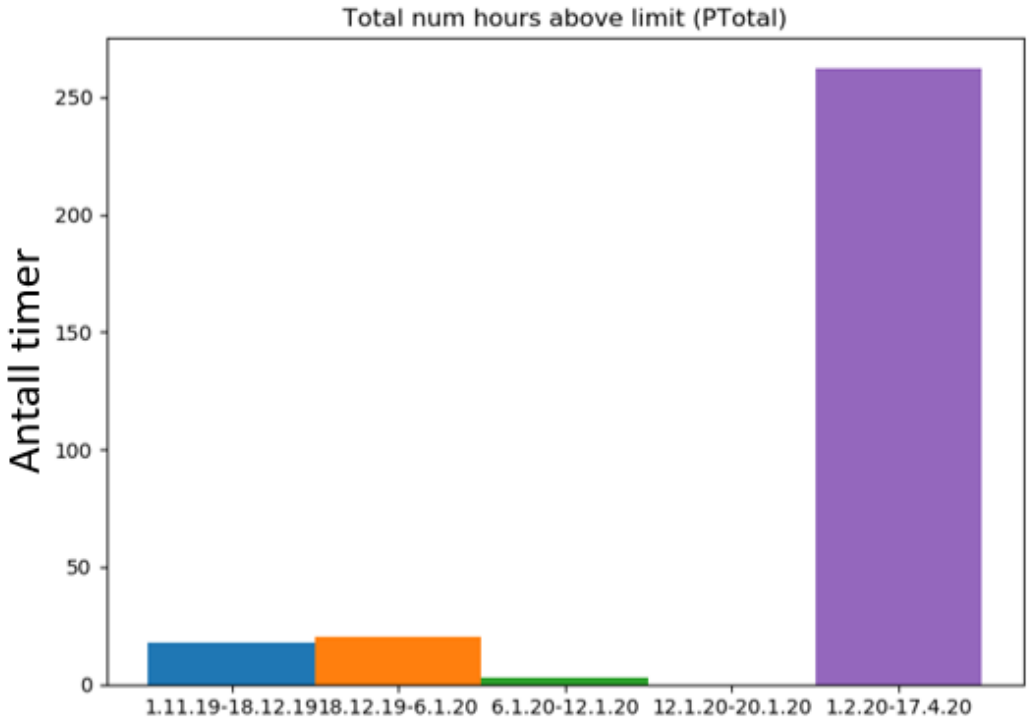
I tabell 26 er en oversikt over spenningen til kunden, hvor dette er gitt som et gjennomsnitt for en time i alle ukedagene og helgedagene. «Min» og «maks» indikerer henholdsvis den minste og største spenningen målt som et gjennomsnitt over en time. «Gjennomsnitt» er den gjennomsnittlige spenningen over alle døgnets 24 timer.

Tabell 26 – Spenninger til kunde målt somt et gjennomsnitt over en time.

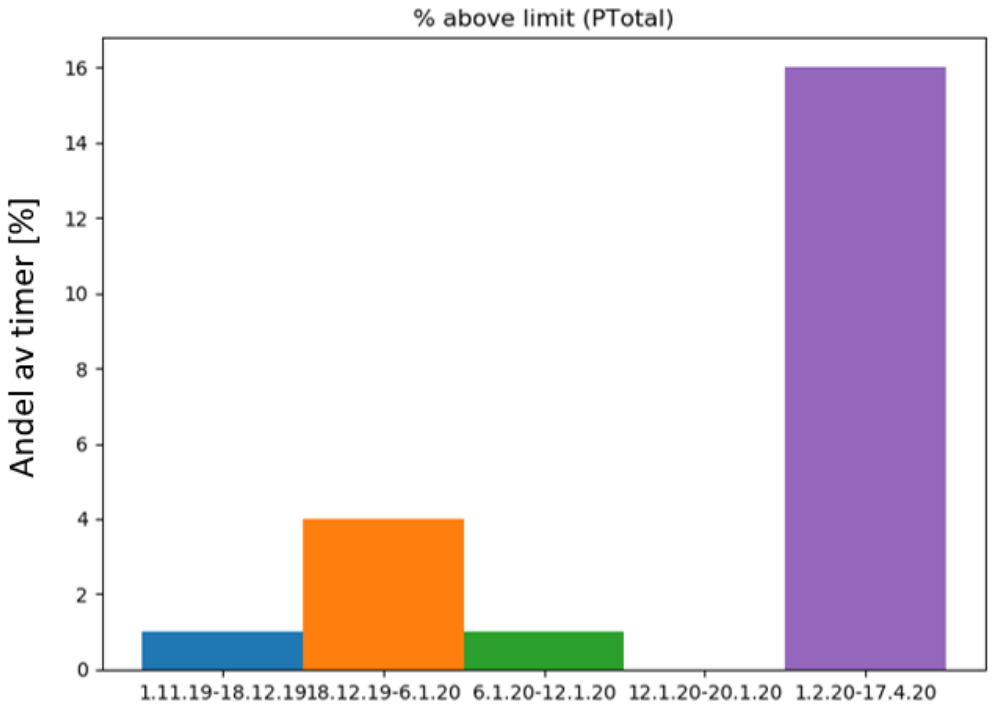
Spenning	V_L1		V_L2		V_L3	
	Ukedag	Helgedag	Ukedag	Helgedag	Ukedag	Helgedag
Min	220,4 V	221,2 V	223,2 V	224,6 V	229,0 V	227,9 V
Maks	228,8 V	227,6 V	232,5 V	232.0 V	233,8 V	233,6 V
Gjennomsnitt	225,2 V	224,9 V	229,2 V	228,7 V	231,2 V	230,7 V

8.3 Effekt ved testing for reduksjon av effekttopper

I dette kapitlet er ulike tabeller og grafer for testingen for reduksjon av effekttopper vist. Figur 27 og Figur 28 viser henholdsvis antall minutter og andelen minutter hvor den totale effekten (huset og batterisystemet) er større enn den gitte grenseverdien (12,5 kW) for ulike perioder. Tabell 27 – Antall timer og andelen timer hvor Ptotal er større enn grenseverdien (12,5 kW).Tabell 27 viser tilsvarende resultat som Figur 27 og Figur 28, men i tabellen er resultatene tallfestet. Figur 29 viser den lengste sammenhengende perioden hvor den totale effekten (huset og batterisystemet) er større enn den gitte grenseverdien (12,5 kW). Den største søylen i Figur 29 (oransje søyle), er perioden hvor systemet var utkoblet. Tabell 28 og Tabell 29 viser henholdsvis den maksimale og minimale effekten målt i batterisystemet og huset for ulike perioder. I tillegg viser Tabell 28 og Tabell 29 den maksimale og minimale totaleffekten (huset og batterisystemet), samt at Tabell 28 viser den største reduksjonen av effekttopper. Grunnen til at summen av P_{ess} (batterisystemet) og P_{meter} (huset) ikke nødvendigvis er lik P_{total}, skyldes at resultatet fra målingene er gitt på ulike tidspunkt. Figur 30 viser forholdet mellom P_{ess} og P_{meter}. Forholdet gir en indikasjon på hvor mye effekt som går gjennom batteriet sammenlignet med huset. I denne figuren er det den lilla søylen som er mest interessant, og viser at batteriet brukes vesentlig mer etter 1. februar 2020.



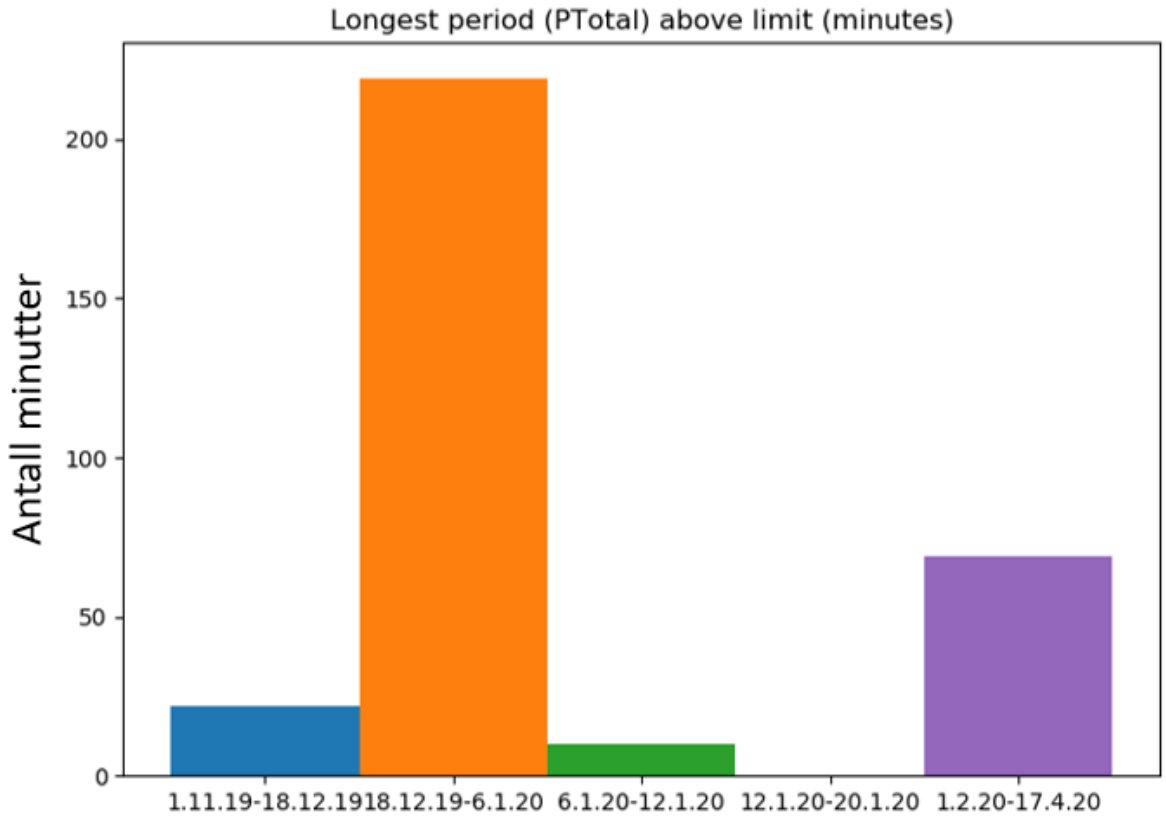
Figur 27 - Antall timer hvor den totale effekten (Ptotal) er større enn grenseverdien (12,5 kW). Y-aksen er antall timer, X-aksen er ulike perioder.



Figur 28 - Andelen timer hvor den totale effekten (Ptotal) er større enn grenseverdien (12,5 kW). Y-aksen er %, X-aksen er ulike perioder.

Tabell 27 – Antall timer og andelen timer hvor Ptotal er større enn grenseverdien (12,5 kW).

Periode	Summert antall timer over 12,5 kW	Andel av tiden over 12,5 kW
1.11.2019-18.12.2019	17,6 timer	1,0 %
18.12.2019-06.01.2020	20,4 timer	4,0 %
06.01.2020-12.01.2020	2,7 timer	1,0 %
12.01.2020-20.01.2020*	0 timer	0,0 %
01.02.2020-17.04.2020	263 timer	16,0 %



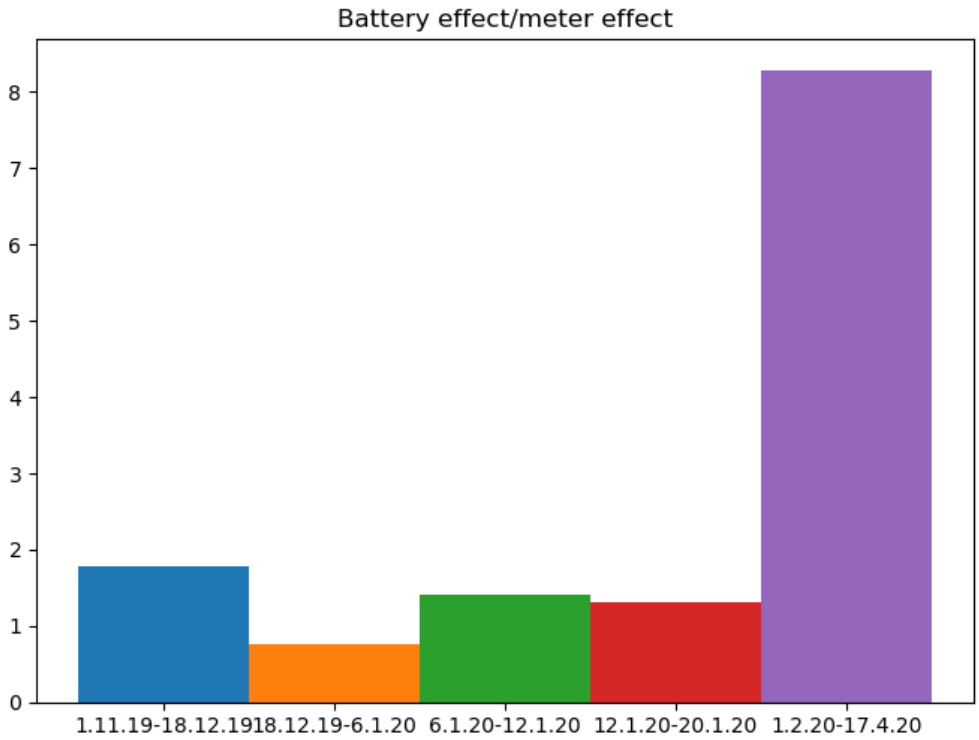
Figur 29 - Lengste periode hvor Ptotal er større enn grenseverdien (12,5 kW). Y-aksen er antall timer, X-aksen er ulike perioder.

Tabell 28 - Største effekt målt til kunde og batterisystem for ulike perioder. Merk at tidspunktet for den største effekten kan være forskjellig mellom Pess og Pmeter.

Periode	Maks effekt Pess	Maks effekt Pmeter	Maks effekt Ptotal	Største reduksjon i effekt med batteri
1.11.2019-18.12.2019	2 127 kW	21 042 kW	16 687 kW	4 355 kW
18.12.2019-06.01.2020	1 565 kW	21 372 kW	21 414 kW	-42 kW
06.01.2020-12.01.2020	1 856 kW	18 738 kW	16 237 kW	2 500 kW
12.01.2020-20.01.2020*	88 kW	12 126 kW	12 190 kW	-64 kW
01.02.2020-17.04.2020	10 119 kW	25 098 kW	20 593 kW	4 505 kW

Tabell 29 - Minste effekt målt til kunde og batterisystem for ulike perioder. Merk at tidspunktet for den minste effekten kan være forskjellig mellom Pess og Pmeter.

Periode	Min effekt Pess	Min effekt Pmeter	Min effekt Ptotal
1.11.2019-18.12.2019	-8 063 kW	-90 kW	-56 kW
18.12.2019-06.01.2020	-6 140 kW	390 kW	440 kW
06.01.2020-12.01.2020	-4 881 kW	366 kW	402 kW
12.01.2020-20.01.2020*	12 kW	468 kW	530 kW
01.02.2020-17.04.2020	-15 632 kW	-1 962 kW	-1 818 kW



Figur 30 - Forholdet mellom Pess og Pmeter for ulike perioder.