

Kontrollstrategier for lading og utlading av et batteri i samsvar med last og produksjon hos en plusskunde

Siri Hegbom

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2017

Hovedveileder: Ole-Morten Midtgård, IEL

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Sammen drag

Denne masteroppgaven har analysert funksjonaliteten til utviklede use cases ved å utføre forsøk i laboratoriet. Use casene har blitt utviklet for en batteripakke plassert i en husstand med PV produksjon tilknyttet strømmettet gjennom en plusskundeavtale. Use casene som har blitt testet og analysert er ”Håndtering av plusskundens PV produksjon” og ”Regulering av effekt trukket fra nettet”, og er lagt i vedlegg A. Use case ”Håndtering av plusskundens PV produksjon” har som mål å øke eget forbruk av sluttkundens PV produksjon ved bruk av en batteripakke. Use case ”Regulering av effekt trukket fra nettet” har som mål å bruke batteripakken til å holde effekten trukket fra nettet under en bestemt effektgrense, slik at lastprofilen til husstanden er mer forutsigbar fra nettets perspektiv, uten de store svingningene.

Det har blitt utviklet to modeller i NI LabVIEW, en for hvert use case. Laboratorieoppsettet hvor kodene har blitt testet i, består av et batterisystem levert av Eltek, kalt *Smart Storage Enabler*, og en PV emulator. PV emulatoren er brukt til å simulere et solcelleanlegg med PV produksjon. *Smart Storage Enabler* består av tre toveis-invertere, kalt *Ipack*, en DC-DC inverter som PV emulatoren er koblet til og åtte blybatterier. Hvert batteri har en nominell spenning på 12 V og nominell kapasitet på 190 Ah. Datagrunnlaget som har blitt brukt i forsøkene er timesverdier for last, solinnstråling og temperatur. Ved bruk av innebygde, matematiske modeller har PV emulatoren generert I-V og P-V kurver basert på solinnstråling og temperatur. I et videre studie, er det anbefalt å utføre forsøkene for et tidsintervall med høyere oppløsning, som 15-minuttsverdier eller 1-minuttsverdier, for å avdekke hvordan kodene og batteriet takler større fluktuasjoner i produksjon og forbruk.

Denne oppgaven har bidratt til at utstyret i laboratoriet er operativt, at utviklede use cases er implementert i NI LabVIEW til fungerende modeller og at inverterne i systemet kan svare på kommandoer og utføre spesifikke funksjoner fra NI LabVIEW via en CAN protokoll. Resultatene viser potensialet for forbrukerfleksibilitet hos en plusskunde med PV produksjon og energilagring. Gjennom utviklede use cases og forsøk i laboratoriet, har det også blitt demonstrert ulike måter fleksibiliteten til en batteripakke i samsvar med forbruk og produksjon kan utnyttes på.

For use case ”Håndtering av plusskundens PV produksjon” kom det frem at det økonomiske potensialet basert på egenforbruket for testperioden, april til og med september 2015, er 2205.53 NOK uten bruk av batteri og 2291.97 NOK med bruk av batteri. Dette tilsvarer en økning på 4%. Med andre ord, er installasjon av en batteripakke i systemet ikke lønnsomt med tanke på investeringskostnadene til batteriet. Imidlertid er det viktig å påpeke at batteriet kan gi andre nytteverdier, som å dekke effekttopper på vinteren og begrense innmatet effekt. Videre, ble det konkludert med at den totale energien matet inn i nettet synker med 33% med bruk

av batteri, fra 597.11 kWh til 397.49 kWh.

For use case ”Regulering av effekt trukket fra nettet” kom det frem at det er hensiktsmessig å variere effektgrensene avhengig av hvilken årstid det er. Det ble også konkludert med at batteriet ikke klarer å kompensere for de største svingningene over effektgrensen. Ideelt sett skulle batteriet ha kompensert for all svingning over effektgrensen, slik at netto effekt trukket fra nettet ville vært lik effektgrensen og null over grensen. Ved effektgrensen på 1.2 kW, ble det trukket totalt 426.54 kWh fra nettet etter at effekten opp til effektgrensen, PV produksjonen og utlading av batteriet var blitt trukket ifra, mens for effektgrensen på 0.75 kW ble det trukket totalt 537.78 kWh fra nettet.

I tillegg til å ha denne rapporten som et resultat, har masteroppgaven resultert i to modeller i NI LabVIEW, med hver sin funksjonalitet som utforsker fleksibiliteten til et PV/batteri-system hos en plusskunde. Modellene gir derfor muligheter for videre forskning på forbrukerfleksibilitet hos sluttkunder. Det er også mange muligheter for videre arbeid med modellene, som å optimalisere kodene, utvikle kodene til å måle batteriets ladetilstand og dermed også bevare batteriets livssyklus. Det er også anbefalt, i et videre arbeid, å kombinere kodene som er utviklet, samt inkludere en parameter som teller måned og har tilgang til historisk forbruk og produksjon, slik at hvilken kode som skal kjøres bestemmes ut ifra dette.

Abstract

This master thesis has analyzed the functionality of developed use cases by performing experiments in the laboratory. The use cases are developed for a battery in a residential PV system and the use cases that have been tested are "Control of the Prosumer's PV Production" and "Regulation of the Power Drawn from the Grid by the Prosumer". These can be found in attachment A. Use case "Control of the Prosumer's PV Production" aims to increase the self-consumption of the end-user's PV production using a battery. Use case "Regulation of the Power Drawn from the Grid by the Prosumer" aims to use the battery to keep the power bought from the grid below a certain power limit. The goal is a household with a more predictable load profile, without the big fluctuations, and also to limit the maximum power drawn from the grid.

Two models have been developed in NI LabVIEW, one for each use case. The lab setup where the codes have been tested consists of a battery system provided by Eltek, called *Smart Storage Enabler*, and a PV emulator. The PV emulator is used to simulate the PV production from a residential PV system. The *Smart Storage Enabler* consists of three bidirectional inverters, called *Ipack*, a DC-DC inverter which the PV emulator is connected to and eight lead-acid batteries with a nominal voltage of 12 V and a nominal capacity of 190 Ah each. The input data that was used in the experiments were hourly rates for consumption, irradiance and temperature. The PV emulator generated I-V and P-V curves based on irradiance and temperature. It is recommended for further research to perform experiments using a time range with a higher resolution, such as 15-minute or 1-minute values, to reveal how the NI LabVIEW models and the battery handle bigger fluctuations in production and consumption.

In the scope of this work, the laboratory equipment became operational, the use cases were implemented into codes in NI LabVIEW and the communication between the equipment and NI LabVIEW was established; the inverters in the battery system can respond to commands and perform specific functions from NI LabVIEW using a CAN protocol. The results show the potential for increased flexibility of a prosumer with residential PV production and energy storage. Through the use cases and experiments, there have also been demonstrated various ways the flexibility of a battery can be utilized.

Use case "Control of the Prosumer's PV Production", showed that the economic potential for increased self-consumption for the test period, April to September 2015, is 2205.53 NOK without the use of a battery and 2291.97 NOK with battery usage. This corresponds to an increase of 4%. In other words, installing a battery in a residential PV system is not profitable given the investment cost of the battery. However, it is important to point out that the battery can provide other useful tasks,

such as covering power peaks in the winter and limiting input power. Furthermore, it was concluded that the total energy fed into the grid drops by 33% with battery usage, from 597.11 kWh to 397.49 kWh.

For use case "Regulation of the Power Drawn from the Grid by the Prosumer" it appeared that it is appropriate to vary the power limits depending on what season it is. It was also concluded that the battery fails to compensate for the largest fluctuations above the power limit. Ideally, the battery should have compensated for all oscillation across the power limit, such that the measured net power drawn from the grid would be equal to the power limit and zero above the value that was allowed to draw from the grid. At the power limit of 1.2 kW, 426.54 kWh was bought from the grid, while for the power limit of 0.75 kW, 537.78 kWh was bought from the grid, after the PV production, the discharge energy from the battery and the power limit were subtracted.

This thesis has resulted in two models in NI LabVIEW, each with functionality that explores different aspects of the flexibility of a residential PV battery system. Therefore, the models provide opportunities for further research on the potential of consumer flexibility. There are also many possibilities for further work with the models, such as optimizing the codes, developing the codes to measure the battery's state of charge and thus maintaining the life cycle of the battery. It is also recommended, in a further work, to combine the codes that have been developed, as well as include a variable that counts the months and has access to historical data on consumption and production. By doing so, the model can determine which of the codes to be executed based on which month it is and the historical consumption and production.

Forord

Denne masteroppgaven er utført ved Institutt for Elkraftteknikk våren 2017 og avslutter mitt studie ved Energi og Miljø ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet (NTNU). Masteroppgaven er fullført i samarbeid med NTNU og SINTEF Energi AS, med Ole-Morten Midtgård, Henrik Kirkeby og Iromi Ranaweera som veiledere.

Dette har vært et svært lærerikt halvår og jeg vil gjerne takke de som bidro til det mest spennende semesteret jeg har hatt gjennom studietiden.

Takk til min hovedveileder Ole-Morten Midtgård og bi-veilederen min Henrik Kirkeby som alltid ga meg troen på oppgaven når jeg tvilte selv, for hjelp med strukturering av oppgaven og alle mulige spørsmål som dukket opp underveis. Jeg vil også takke Iromi Ranaweera for fine diskusjoner om tema jeg kunne se på i oppgaven min.

Takk til Aksel Hansen for hjelp med å sette opp utstyret i laboratoriet, og for alltid å være tilgjengelig for hjelp med utfordringer i laboratoriet. Takk til Øyvind Mjanger ved Eltek for hjelp og gode tips angående NI LabVIEW. Jeg vil også takke Kjetil Boysen ved Eltek for svar på spørsmål angående komponentene i systemet deres, *Smart Storage Enabler*.

Til slutt ønsker jeg å takke mine medstudenter for fem fantastiske år, og spesielt dere på rom E428. Det siste året hadde ikke vært det samme uten dere.

Trondheim, 15.06.17



Siri Hegbom

Innhold

1	Innledning	1
1.1	Bakgrunn	1
1.2	Målsetting	2
1.3	Omfang	3
2	Forskningsfeltet	5
3	Teori og definisjoner	7
3.1	Plusskundeordningen i Norge	7
3.1.1	Markedsutvikling	7
3.1.1.1	Innføring av smarte strømmålere (AMS)	8
3.1.1.2	Elhub	8
3.1.1.3	Støtteordninger	8
3.2	Definisjon av forbrukerfleksibilitet og egenforbruk	9
3.2.1	Forbrukerfleksibilitet	9
3.2.2	Egenforbruk	10
3.3	Solcelleteknologi	11
3.3.1	Ekvivalentkretser	11
3.3.2	Celler-moduler-matriser	13
3.3.3	I-V kurven	14
3.4	Batteriteknologi	15
3.4.1	Bruksområde	15
3.4.2	Batterikarakteristikk	15
3.4.2.1	Batterispenning	15
3.4.2.2	Ladetilstand	15
3.4.2.3	Kapasitet	16
3.5	Planlegging av funksjonalitet for et ”smartere nett”	17
3.5.1	Use case metodikk	17
3.5.2	Oppbygging av use case	17
4	Metode	19
4.1	Utviklede use cases	19
4.1.1	Use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon	20
4.1.1.1	Bakgrunn og problemstilling	20
4.1.1.2	Beskrivelse av utviklet use case	21
4.1.1.3	Analyse av utviklet use case	22
4.1.2	Use case: Regulering av effekt trukket fra nettet	22
4.1.2.1	Bakgrunn og problemstilling	22

4.1.2.2	Beskrivelse av utviklet use case	23
4.1.2.3	Analyse av utviklet use case	24
4.2	Oversikt over utstyret i laboratoriet	26
4.3	NI LabVIEW	27
4.4	Beregning av egenforbruk	28
4.5	Beregning av egenforbrukets økonomiske verdi	32
5	Datagrunnlag	35
5.1	Lastprofil	35
5.2	Solinnstråling	38
5.3	Kraftpris og nettleie	40
5.3.1	Spotpris	40
5.3.2	Nettleie	40
6	Detaljert beskrivelse av laboppsett	43
6.1	Toveis-inverter: Ipack	44
6.2	Batteripakken	48
6.3	DC-DC inverter: Solar modul	50
6.4	PV emulator	51
6.5	Skalering av inputverdier	53
7	Resultater	55
7.1	Utviklede koder i NI LabVIEW	55
7.1.1	Utviklet kode for use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon	55
7.1.2	Utviklet kode for use case: Regulering av effekt trukket fra nettet	57
7.2	PV produksjon	59
7.3	Use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon	60
7.4	Use case: Regulering av effekt trukket fra nettet	62
8	Diskusjon	65
8.1	Krav og antagelser til funksjonalitet og kostnad for realisering av use cases	65
8.2	PV produksjon	66
8.3	Use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon	68
8.3.1	Egenforbruket og effekt utvekslet med nettet	68
8.3.2	Nytteverdi ved realisering av use caset	68
8.3.3	Spenningen over batteriet	69
8.4	Use case: Regulering av effekt trukket fra nettet	71
8.4.1	Opplading og utlading av batteriet	71
8.4.2	Effekt trukket fra nettet over effektgrensen	71
8.4.3	Spenningen over batteriet	72
8.4.4	Oppsummering	72
8.5	Potensielle feilkilder	73
8.5.1	Målenøyaktighet	73
8.5.2	Beregning og måling av PV produksjon	73
8.5.3	Valg av data	75

8.5.4	Bruk av batteri	76
9	Konklusjon	77
9.1	Konklusjoner	77
9.2	Forslag til videre arbeid	80
	Referanser	84
	Vedlegg A Utviklede use cases	86
A.1	Håndtering av plusskundens PV produksjon	87
A.2	Regulering av effekt trukket fra nettet	91
	Vedlegg B Fullstendige resultater	97
B.1	PV produksjon	97
B.2	Use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon	100
B.3	Use case: Regulering av effekt trukket fra nettet	104
B.3.1	Effektgrense lik 1.2 kW	104
B.3.2	Effektgrense lik 0.75 kW	110
	Vedlegg C Utviklede NI LabVIEW-koder	117
C.1	Use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon	117
C.2	Use case: Regulering av effekt trukket fra nettet	118

Figurliste

3.1	Elhubs rolle i kraftmarkedet [12].	8
3.2	Forbrukerfleksibilitetsteknikker [6].	9
3.3	Enkel ekvivalentkrets for en solcelle [18].	12
3.4	I-V kurven for en solcelle ved varierende sollys [18].	12
3.5	Realistisk ekvivalentkrets for en solcelle [18].	13
3.6	PV celler, moduler og matriser [18].	13
3.7	I-V og P-V kurven for en PV matrise, inkludert punktet der den leverer maksimum effekt (MPP) [18].	14
3.8	Ekvivalent batterikrets.	16
4.1	Konfigurasjon av DC-koblet PV/batteri-system.	23
4.2	Oppsett i laboratoriet.	26
4.3	Applikasjoner (VI) i NI LabVIEW utviklet av Eltek.	27
4.4	PV produksjon, forbruk og opp-/utlading av batteri for 1. april 2015.	29
4.5	PV produksjon, forbruk og opplading av batteri for 1. april 2015.	29
4.6	Skjæringspunkter mellom produksjon og forbruk.	30
4.7	Forbruk dekket av produksjon.	30
4.8	Trapesmetoden: PV produksjon.	31
4.9	Trapesmetoden: Forbruk dekket av produksjon.	31
4.10	Trapesmetoden: Energi lagret i batteri.	31
5.1	Gjennomsnittlig daglig forbruk for 2015.	36
5.2	Gjennomsnittlig daglig forbruk for april - september 2015.	37
5.3	Temperatur versus last for april - september 2015.	37
5.4	Solinnstråling målt som GHI for 2015.	39
5.5	Solinnstråling målt som GHI for april - september 2015.	39
5.6	Spotpriser for 2015.	40
6.1	Effektflyt i laboppsettet.	43
6.2	Operasjonsmodus for Ipack.	44
6.3	Invertere i laboratoriet.	45
6.4	SubVI som setter effektreferansen til hver Ipack.	45
6.5	SubVI som brukes til å utføre målinger på hver Ipack.	45
6.6	Virkningsgrad ved opplading; Ipackens likerettermodus.	47
6.7	Virkningsgrad ved utlading; Ipackens vekselrettermodus.	47
6.8	Spenning og strøm ved opplading av batteri.	49
6.9	Spenning og strøm ved utlading av batteri.	49
6.10	SubVIer brukt for å måle PV produksjonen i systemet.	50
6.11	PV emulatoren i laboratoriet.	51

6.12	Brukergrensesnittet til "Real World Weather".	52
7.1	Flytskjema for use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon.	56
7.2	Flytskjema for use case: Regulering av effekt trukket fra nettet.	58
7.3	Daglig PV produksjon april - september 2015.	59
7.4	Spenningen over batteripakken gjennom testperioden.	61
7.5	Netto uttak over effektgrensen, med og uten kompensering fra batteri.	63
7.6	Netto uttak over effektgrensen, med og uten kompensering fra batteri.	63
7.7	Spenningen over batteriet gjennom testperioden for effektgrense lik 1.2 kW.	64
7.8	Spenningen over batteriet gjennom testperioden for effektgrense lik 0.75 kW.	64
8.1	PV produksjon i september 2015.	67
8.2	Solinnstråling målt i GHI for januar og juli [54].	67
8.3	Variierende virkningsgrad for Ipack, avhengig av om den er i vekselrettermodus (venstre side) eller likerettermodus (høyre side) [56].	74
8.4	Solinnstråling på flater med forskjellig helningsvinkel [57].	75
B.1	PV produksjon i april 2015.	97
B.2	PV produksjon i mai 2015.	98
B.3	PV produksjon i juni 2015.	98
B.4	PV produksjon i juli 2015.	99
B.5	PV produksjon i august 2015.	99
B.6	Energiflyt i husstand april 2015.	100
B.7	Energiflyt i husstand mai 2015.	101
B.8	Energiflyt i husstand juni 2015.	101
B.9	Energiflyt i husstand juli 2015.	102
B.10	Energiflyt i husstand august 2015.	102
B.11	Energiflyt i husstand september 2015.	103
B.12	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 1.2 kW.	104
B.13	Energiflyt i systemet for april 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.	104
B.14	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 1.2 kW.	105
B.15	Energiflyt i systemet for mai 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.	105
B.16	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 1.2 kW.	106
B.17	Energiflyt i systemet for juni 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.	106
B.18	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 1.2 kW.	107
B.19	Energiflyt i systemet for juli 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.	107
B.20	Kompensering med batteri for last over effektgrense lik 1.2 kW.	108
B.21	Energiflyt i systemet for august 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.	108
B.22	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 1.2 kW.	109
B.23	Energiflyt i systemet for september 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.	109
B.24	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW.	110
B.25	Energiflyt i systemet for april 2015, med effektgrense lik 0.75 kW.	110
B.26	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW.	111
B.27	Energiflyt i systemet for mai 2015, med effektgrense lik 0.75 kW.	111
B.28	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW.	112
B.29	Energiflyt i systemet for juni 2015, med effektgrense lik 0.75 kW.	112

B.30	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW. . . .	113
B.31	Energiflyt i systemet for juni 2015, med effektgrense lik 0.75 kW. . .	113
B.32	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW. . . .	114
B.33	Energiflyt i systemet for august 2015, med effektgrense lik 0.75 kW. .	114
B.34	Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW. . . .	115
B.35	Energiflyt i systemet for september 2015, med effektgrense lik 0.75 kW.	115
C.1	Utviklet NI LabVIEW-kode for use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon.	117
C.2	Utviklet NI LabVIEW-kode for use case: Regulering av effekt trukket fra nettet.	118

Tabelliste

4.1	Oversikt over aktører i use cases.	20
4.2	Oversikt over scenarier i use case ”Håndtering av plusskundens PV produksjon”.	21
4.3	Operasjonsmodus for batteri.	24
4.4	Oversikt over scenarier i use case ”Styring av batteri med bruk av effektgrense”.	25
4.5	Spesifikasjoner for utstyret i laboratoriet.	26
5.1	Nøkkeltall fra lastdata for 2015.	35
5.2	Totalt forbruk for april til og med september 2015.	36
5.3	Total solinnstråling per måned for testperioden.	38
5.4	Gjennomsnittsverdier for spotprisen i Trondheim for hver måned i testperioden.	41
6.1	Batterispesifikasjoner.	48
6.2	Spesifikasjoner for solar modulen.	50
7.1	PV produksjon per måned.	59
7.2	Egenforbruk, φ_{sc} , uten og med bruk av batteri, oppgitt i prosent.	60
7.3	Egenforbruk uten og med bruk av batteri, oppgitt i kWh.	60
7.4	Den økonomiske verdien av egenforbruket uten og med batteri.	61
7.5	Energien matet inn i nettet.	61
7.6	Netto energi tatt fra nettet over effektgrensen, uten og med batteri.	62
7.7	Energi til opplading og utlading av batteri.	62

Akronymer

AMS	Avanserte måle- og styringssystemer
BMS	Battery Management System
DC	Direct current
DeVID	Demonstrasjon og verifikasjon av intelligente distribusjonsnett
FS	Full scale
GHI	Global Horizontal Irradiance
HEMS	Home Energy Management System
IEC	International Electrotechnical Commission
LMT	LandbruksMeteorologisk tjeneste
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MPP	Maximum Power Point
NIBIO	Norsk institutt for bioøkonomi
NI	National Instruments
NTE	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PV	Photovoltaic
SOC	State of Charge
VI	Virtual Instrument

Kapittel 1

Innledning

1.1 Bakgrunn

Dette arbeidet er en fortsettelse av prosjektoppgaven ”Smart batteristyring for plusskunder” [1] levert desember 2016, der tre use cases ble utviklet for en batteripakke plassert i en husstand med PV produksjon tilknyttet strømmettet gjennom en plusskundeavtale. I dette arbeidet er det gått videre med to av use casene, ”Håndtering av plusskundens PV produksjon” og ”Regulering av effekt trukket fra nettet”, der det første use caset har fokus på å bidra til en bedre utnyttelse av den lokale produksjonen. Det andre use caset har som mål å holde netto effekt tatt fra nettet under en bestemt effektgrense, slik at lastprofilen er mer pålitelig i den form av at store og uventede svingninger elimineres. Målene oppnås ved smarte strategier for opp- og utlading av et batteri som er utviklet i use casene.

Det er en økende trend i utbygging av distribuert produksjon av fornybar energi, og i fremtidens energisystem vil det være stor utbredelse av energiproduksjon på kundenivå. Det vil si privatkunder med lokal produksjon tilknyttet en plusskundeavtale. Energiflyten vil med andre ord gå både til og fra kundene, i motsetning til det tradisjonelle kraftnettet der energiflyten hovedsakelig går til kunden [2], [3]. Den distribuerte produksjonen kommer som oftest fra sol- eller vindkraft. Dette er energikilder som gir en variert produksjonskurve, ettersom de er avhengig av ikke-kontrollerbare kilder som solinnstråling og vind for å generere kraft. Dette kan føre til at det er høy produksjon i perioder det ikke er etterspørsel eller motsatt; lav produksjon i perioder med høy etterspørsel.

Eltek er et av selskapene som har dratt nytte av denne trenden. De er spesialister innen telekommunikasjon og er en stor leverandør av dette til kraftsystemer. Telecom-komponentene utplassert i kraftnettet har egne batteripakker for å forsikre avbruddsfri strømforsyning. På bakgrunn av trenden beskrevet over, bestemte Eltek seg for å utnytte den ledige kapasiteten til batteripakkene og solgte den slik at distribuert produksjon kunne lagres i batteriene og selges tilbake til nettet ved høy etterspørsel. Dette har blitt videreført i prosjektet ”Smart Village Skarpmes” [4], [5], der systemet *Smart Storage Enabler*, bestående av disse batteripakkene og telecom-komponenter, er installert i et boligfelt for å bli brukt i samsvar med lokal produksjon og forbruk fra lavenergi-boliger. Det samme systemet har blitt levert av Eltek til NTNU, og sammen med en PV emulator utgjør det laboratorieoppsettet hvor de utviklede use casene har blitt testet og vurdert, basert på resultatene fra forsøkene.

1.2 Målsetting

Denne oppgaven har som mål å bidra i diskusjonen om potensialet for økt forbrukerfleksibilitet hos en plusskunde med et PV/batteri-system. Oppgaven ønsker også å vise ulike måter fleksibiliteten til en batteripakke kan utnyttes på. Dette vil gjøres gjennom testing av utviklede use cases i laboratoriet, der det er ønsket at resultatene i forsøkene skal bidra i den videre utviklingen av økt forbrukerfleksibilitet hos slutt kunder. Delmålene på veien dit har vært:

- Få systemet i laboratoriet operativt etter leveranse.
- Undersøke og forstå oppførselen til PV emulatoren og komponentene i *Smart Storage Enabler*.
- Utvikle koder i NI LabVIEW, som beholder use casenes respektive funksjonalitet.
- Kjøre kodene med gitt datagrunnlag, hente ut målinger og tolke resultater.

Basert på resultatene fra forsøkene i laboratoriet, var det ønsket å få svar på følgende spørsmål:

- Hvilke nytteverdier gir et batteri som er installert hos en slutt kunde med PV produksjon?
- Bidro use case "Håndtering av plusskundes PV produksjon" til en bedre utnyttelse av den lokale produksjonen?
- Vil det være lønnsomt å installere et batteri for plusskunden med tanke på investeringskostnaden til batteriet?
- Hvilke konsekvenser har ulike effektgrenser på hvordan batteriet oppfører seg?
- Vil batteriet ha nok kapasitet til å kompensere for alle fluktuasjoner i lasten?

1.3 Omfang

Kapittel 2 tar for seg forskningsfeltet til temaet i denne oppgaven og setter oppgaven i kontekst. Kapittel 3 beskriver sentrale teorier og definisjoner for denne oppgaven. I kapittel 4 blir de utviklede use casene beskrevet og en oversikt over utstyret i laboratoriet blir gitt. Framgangsmåten for hvordan egenforbruket og verdien av dette blir regnet ut, er også beskrevet i dette kapitlet. Kapittel 5 lister opp datagrunnlaget for forsøkene i laboratoriet og ved vurdering av resultatene, som inkluderer lastprofilen til kunden, temperatur, solinnstråling, kraftpris og nettleie. Kapittel 6 tar for seg hver komponent i laboratorieoppsettet og hvordan hver komponent er brukt i forsøkene. I kapittel 7 blir resultatene lagt frem. Dette inkluderer de utviklede NI LabVIEW-kodene, PV produksjonen i testperioden og resultatene fra testingen av use cases. De mest relevante figurene og resultatene er inkludert, og i vedlegg B er de komplette resultatene lagt frem. I kapittel 8 er resultatene fra forrige kapittel diskutert og vurdert. Kapittel 9 gir en konklusjon til dette arbeidet og forslag til videre arbeid.

Kapittel 2

Forskningsfeltet

I forbindelse med utviklingen av det tradisjonelle kraftnettet mot et ”smartere nett”, er det blitt etablert et flertall av forskningsprosjekter. Disse prosjektene har til sammen formål om å bidra til å håndtere det brede spekteret av forskjellige teknologier som kommer sammen for å styre, måle, kontrollere og overføre elektrisk kraft på en mer intelligent måte enn i det tradisjonelle kraftnettet. Det fremtidige energisystemet vil ha mer distribuert produksjon fra fornybare energikilder og økt forbrukerfleksibilitet, samtidig som påliteligheten til strømforsyningen ikke skal påvirkes. Blant forskningsprosjektene som har blitt etablert er DeVID og FlexNett.

I DeVID-prosjektet ble det utviklet et rammeverk for et ”smartere nett” bestående av use case-beskrivelser og referansearkitektur, og det var ønsket at prosjektet skulle bidra til verdiskaping ved å legge frem kostnadseffektive løsninger i utviklingen av et ”smartere nett”. Et av delmålene til prosjektet var å utvikle og teste metoder for etablering av forbrukerfleksibilitet. De ulike metodene ble deretter testet med demonstrasjon i Smart Energi Hvaler og Demo Steinkjer. På denne måten ble resultatene mer sikre å ta i bruk i en større skala. Det ble konkludert med i DeVID-prosjektet, at forbrukerfleksibilitet kan bli helt avgjørende for et fungerende energisystem i fremtiden [3].

FlexNett er en videreføring av DeVID-prosjektet, der det er fokus på å bidra til økt fleksibilitet i fremtidens distribusjonsnett. For å oppnå dette vil tekniske løsninger for fleksibilitet demonstreres og verifiseres på ulike nivå i nettet, og følgelig for ulike aktører. Et av delmålene til prosjektet er å fremme økt fleksibilitet hos privatkunder med forbruk, produksjon og energilagring. Dette kan bidra til innsikt i nye tjenester som omhandler forbrukerfleksibilitet, at energiforbruket bli mer effektivt og kostnader reduseres [6], [7].

Denne oppgaven har tatt inspirasjon fra ”Smart Village Skarpnes”, DeVID og FlexNett, og ønsker å bidra i utviklingen av potensialet for økt forbrukerfleksibilitet hos en sluttkunde med lokal produksjon og mulighet for energilagring. Oppgaven ønsker også å vise ulike måter fleksibiliteten til en batteripakke kan utnyttes på. Dette skal gjøres ved implementering og testing av de utviklede use casene, ”Håndtering av plusskundens PV produksjon” og ”Regulering av effekt trukket fra nettet”, i laboratoriet.

Kapittel 3

Teori og definisjoner

I dette kapittelet er teori og definisjoner for oppgaven lagt frem. I avsnitt 3.1 er plusskundeordningen og markedsutviklingen i Norge beskrevet. Deretter er forbrukerfleksibilitet og egenforbruk definert i avsnitt 3.2, før sol- og batteriteknologi er beskrevet i henholdsvis avsnitt 3.3 og 3.4. I avsnitt 3.5 er use case metodikk definert og dens rolle i planlegging av et ”smartere nett” beskrevet.

3.1 Plusskundeordningen i Norge

En plusskunde er definert av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som en ”sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW.”

En plusskunde kan altså maksimalt mate inn 100 kW i nettet til enhver tid. Ved å bruke innmatet effekt som en grense, er det lett for nettselskapene, ved hjelp av måledata, å kontrollere om denne grensen holdes. I tilfeller hvor innmatet effekt er over 100 kW, vil ikke lenger kunden anses som en plusskunde, og må da betale tariffer for innmating.

Plusskundeordningen er etablert av NVE slik at plusskunder er fritatt fra regelverket for kraftproduserende enheter. Dette innebærer at plusskunder som inngår plusskundeavtale ikke trenger å inngå en balanseavtale med Statnett eller gjennom en balanseansvarlig, samt at kunden er fritatt fra tariffledd for innmating.

Ordningen krever at plusskunden har en avtale med et kraftselskap om kjøp og salg av strøm. Det er plusskundens ansvar å finne en kraftleverandør som ønsker å kjøpe overskuddet i produksjonen. Kraftselskapet kan benytte overskuddskraften kjøpt fra plusskunden til kompensasjon for tap i overføringsnettet, og som et resultat rapportere om lavere tap i nettet.

For å inngå en plusskundeavtale er det et krav om at plusskunden har en smart strømmåler som håndterer måling av innmating og uttak, slik at nettselskapet kun fakturerer plusskunden for den kraften som mates inn i nettet, og kun tarifferer for kraften plusskunden faktisk trekker fra nettet [8], [9].

3.1.1 Markedsutvikling

I følgende avsnitt er tre viktige momenter i markedsutviklingen i Norge beskrevet, som vil påvirke utviklingen mot et ”smartere nett” og mer distribuert produksjon.

3.1.1.1 Innføring av smarte strømmålere (AMS)

Smarte strømmålere vil føre til en mer nøyaktig avregning av strømforbruket til privatkunden, slik at kunden blir fakturert for sitt faktiske strømforbruk. De smarte strømmålerne vil også gi kunden bedre informasjon om sitt eget forbruk og kan bidra til et mer fleksibelt, effektivt og miljøsparende forbruk. Innen 1. januar 2019 skal alle strømkunder i Norge bruke de smarte strømmålerne, ikke bare plusskunder [10].

3.1.1.2 Elhub

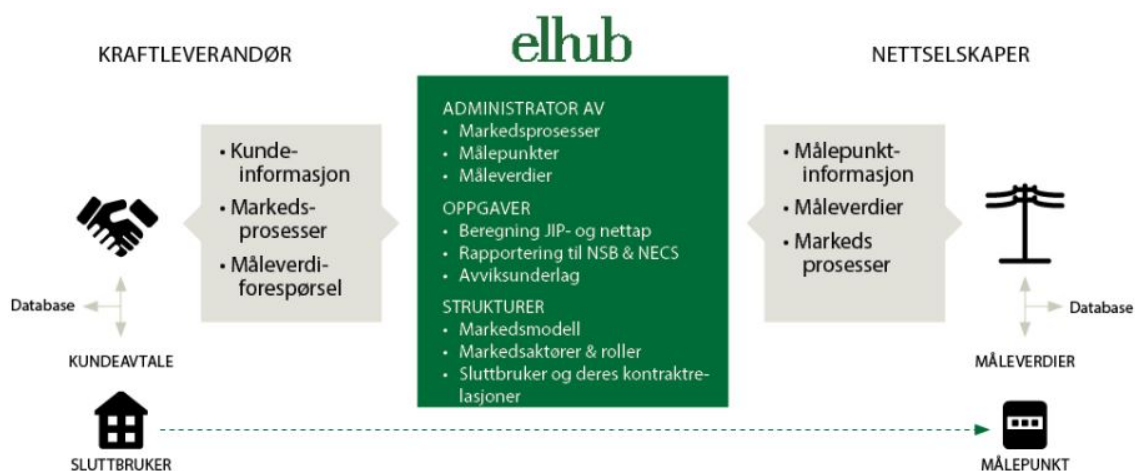
Statnett har blitt pålagt av NVE om å utvikle Elhub, med formål om å etablere en IKT-struktur for sluttbruker-markedet for kraft i Norge. Det er en datahub som skal inneholde alle måledata for strøm, og tjenesten skal bidra til økt effektivisering i utveksling av måleverdier og kundeinformasjon. Det registrerte strømforbruket i den smarte strømmåleren overføres til Elhub og er tilgjengelig for kraftleverandør og forbruker. Figur 3.1 skisserer rollen til Elhub-tjenesten. Idriftsettingen er satt til oktober 2017 [8], [11], [12].

3.1.1.3 Støtteordninger

Tilskudd for el-produksjon er en støtteordning etablert av Enova, der eieren av den lokale produksjonsenheten kan få returnert deler av utgiftene til installering av et solcelleanlegg. Støtteordningen krever at produksjonsenheten er tilkoblet elektrisitetsnettet gjennom en plusskundeavtale, samt at anlegget er installert og betalt, før tiltaket kan registreres hos Enova og deler av utgiftene blir dekket [13].

#oslosola er et annet eksempel på en støtteordning til installering av solcelleanlegg. Dette er en solkampanje satt i gang i Oslo for å gjøre byen mer klimavennlig, ved å gi 40% støtte til installering av solpanel [14].

Slike støtteordninger kan bidra til at det blir mer gunstig å være plusskunde og at flere ønsker å investere i solpanel. Ved å gi støtte til kjøp av solcelleanlegg, kan utbredelsen av lokal solproduksjon øke og dette kan resultere i at prisen på solcelleanlegg faller.



Figur 3.1: Elhubs rolle i kraftmarkedet [12].

3.2 Definisjon av forbrukerfleksibilitet og egenforbruk

3.2.1 Forbrukerfleksibilitet

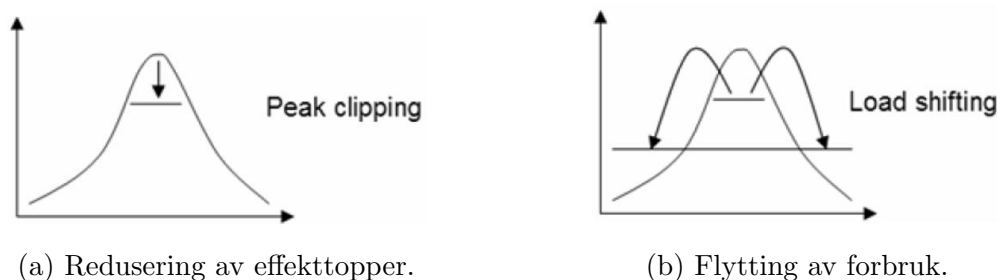
Ved drift av kraftnettet må forbruk og produksjon balanseres til enhver tid. Det er vanligst at produksjonen følger forbruket for å opprettholde denne balansen, men med forbrukerfleksibilitet kan forbruket tilpasses produksjonen.

I FlexNett-prosjektet [6] er fleksibilitet definert som “situasjonsavhengig og tidsbegrenset respons på et insentiv” og forbrukerfleksibilitet er definert som “tilpasning av forbruk og eventuelt produksjon hos sluttbruker, typisk basert på prisendringer”. Motivasjonen kunden har for å utøve et fleksibelt forbruk og en eventuell fleksibel produksjon er altså økonomiske insentiver avtalt på forhånd.

Det er flere former for forbrukerfleksibilitet. De to vanligste metodene for en sluttkunde er å redusere forbruket i en periode med høye effekttopper eller forskyve forbruket til en senere tid. Disse metodene er avbildet i figur 3.2.

Ved reduksjon av forbruk i perioder med høye effekttopper, vil ikke forbruket bli flyttet til andre perioder. Denne teknikken kan føre til reduksjon av kostnader knyttet til produksjon og hindre avhengighet av andre energibærere som er ineffektive. Ved flytting av forbruk blir forbruket flyttet fra en høylast-periode til en lavlast-periode. Både reduksjon av effekttopper og flytting av forbruk kan gjennomføres ved bruk av et energilager.

Disse formene for forbrukerfleksibilitet går igjen i use casene som er utviklet. I use case ”Regulering av effekt trukket fra nettet” blir batteripakken brukt til å ”klippe” effekttoppene ved utlading, og i use case ”Håndtering av plusskundes PV produksjon” blir batteripakken brukt til å flytte forbruket. Utlading og opplading av batteriet utgjør flyttingen av forbruket, der utlading av batteriet flytter forbruket sett fra strømmnettets side til perioden batteriet må lades opp. Dette skjer ved å lade opp batteriet da det er overskudd i produksjonen og lade ut batteriet i periodene produksjonen ikke dekker hele forbruket.



Figur 3.2: Forbrukerfleksibilitetsteknikker [6].

3.2.2 Egenforbruk

Egenforbruket, P_{sc} , til en plusskunde er definert som forholdet mellom eget forbruk dekket av lokal produksjon og den totale lokale produksjonen. Det er begrenset av den laveste verdien til enten den lokale produksjonen, P_{PV} , eller forbruket i husstanden, P_L . Dette kan uttrykkes som,

$$P_{sc,max}(t) = \min\{P_L(t), P_{PV}(t)\} \quad (3.1)$$

Når den lokale produksjonen overstiger forbruket i husstanden, altså når $P_{PV}(t) > P_L(t)$, kan overskuddet lagres i et batteri som inngår i husets system. Da kan likning (3.1) utvides til,

$$P_{sc,max}(t) = \min\{P_L(t) + P_B(t), P_{PV}(t)\} \quad (3.2)$$

hvor $P_B(t)$ er energien tatt fra eller brukt av batteriet. Når batteriet lades opp er $P_B(t) > 0$ og når batteriet lades ut er $P_B(t) < 0$. Prosentandelen som utgjør egenforbruket kan derfor defineres som,

$$\varphi_{sc} = \frac{\int_{t=t_1}^{t_2} P_{sc}(t) dt}{\int_{t=t_1}^{t_2} P_{PV}(t) dt} \quad (3.3)$$

Denne formelen gjelder for tilfeller med og uten bruk av et batteri. Om batteriet blir tatt hensyn til, vil egenforbruket øke. Energien lagret i batteriet vil bli brukt av sluttkunden på et senere tidspunkt i stedet for å kjøpe kraft fra nettet. Hvis tapene i batteriet inkluderes i $P_B(t)$, vil egenforbruket definert i likning (3.3) øke, selv om den brukbare energien ikke er noe større. Dette vil gi en høyere verdi av egenforbruket enn hva egenforbruket ville vært om tapene ble ekskludert [15], [16].

Egenforbruket, φ_{sc} , er relativt ettersom det avhenger av forholdet mellom eget forbruk av lokal produsert elektrisitet og den totale produksjonen. I to husstander med likt totalforbruk, kan utregnet egenforbruk for det ene huset være høyere enn for det andre. Dette kommer av at et av husene har en lavere PV produksjon og forbruker dermed mer av sin egen produksjon.

Egenforbruket kan også variere avhengig av hvilket tidsintervall som er brukt. Egenforbruket vil overestimeres ved bruk av et lengre tidsintervall, ettersom svingninger jevnes ut. Ved bruk av korte tidsintervall, vil svingningene i forbruk og produksjon tas med og et bedre mål på egenforbruket kan oppnås [16].

For en plusskunde er egenforbruket en viktig verdi. Ved å forbruke sin egen produksjon, vil plusskunden redusere behovet for å selge produsert strøm til en eventuell lavere pris enn hva prisen er når elektrisiteten skal kjøpes tilbake, på grunn av nettleien [15]. Det kan også begrense innmatet effekt i forsyningsnettet, som kan resultere i en økning av solkraft det er mulig å installere uten å gjøre tiltak i nettet [17]. Ved å inkludere batteriet i egenforbruket og bruke det til å flytte forbruket, kan effekten sluttkunden trekker fra nettet også bli redusert ettersom sluttkunden vil bruke effekten lagret i batteriet i stedet for å kjøpe kraft fra nettet. Imidlertid, forutsetter det at batteriet kun lades opp med overskuddsproduksjon, og ikke effekt fra nettet.

3.3 Solcelleteknologi

Følgende avsnitt beskriver relevant solcelleteknologi for dette arbeidet, og er basert på [18].

3.3.1 Ekvivalentkretser

En solcelle er en halvleder, diode, som konverterer sollys til elektrisitet. Likning (3.4) beskriver strøm- og spenningskarakteristikken for dioden, som er drevet i lederretning.

$$I_d = I_0(e^{qV_d/kT} - 1) \quad (3.4)$$

hvor

- I_d er strømmen gjennom dioden i lederretning [A].
- V_d er spenningen over dioden i lederretning [V].
- I_0 er metningsstrømmen mot lederretning [A].
- q er elektronladningen ($1.602 \cdot 10^{-19}$) [C].
- k er Boltzmanns konstant ($1.381 \cdot 10^{-23}$) [J/K].
- T er temperaturen til solcellen [K].

Det er to ekvivalentkretser som brukes for å beskrive en solcelle; en forenklet og en mer realistisk. Som figur 3.3 og 3.5 viser, består begge ekvivalentkretser av en reell diode i parallell med en ideell strømkilde som leverer strøm ved sollys. Det er dette som utgjør solcellen.

Forenklet ekvivalentkrets

De to viktigste parameterne for en solcelle er kortslutningsstrømmen, I_{SC} , og åpen klemmespenning, V_{OC} . Når den forenklede ekvivalentkretsen, figur 3.3, er kortsluttet vil det ikke gå strøm i dioden ettersom $V = 0$, og strømmen fra den ideelle strømkilden må være lik I_{SC} . Ved Kirchhoffs strømlov gir det at,

$$I = I_{SC} - I_d \quad (3.5)$$

og ved å substituere I_d i (3.4) gir det,

$$I = I_{SC} - I_0(e^{qV/kT} - 1) \quad (3.6)$$

Når den forenklede ekvivalentkretsen er åpen, vil $I = 0$. Dette gir likning (3.7) for åpen klemmespenning, ved å løse (3.6) for V_{OC} .

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{SC}}{I_0} + 1 \right) \quad (3.7)$$

Ved å ta i bruk likning (3.6) og (3.7) kan I-V kurven til solcellen for $T = 25^\circ$ og varierende sollys plottes. Denne kurven er illustrert i figur 3.4.

Realistisk ekvivalentkrets

Den forenklede ekvivalentkretsen tar ikke hensyn til skyggebelegging. Det vil si at ved en seriekobling av flere celler, vil ikke strengen levere effekt om en av cellene er skyggebelagt. For å håndtere skyggebelagte solceller, kreves det en mer kompleks modell, og denne er avbildet i figur 3.5. I denne ekvivalentkretsen er det inkludert både en parallell- og serieresistans, R_p og R_s . Kirchhoffs strømlov gir da,

$$I_{SC} = I + I_d + I_P \quad (3.8)$$

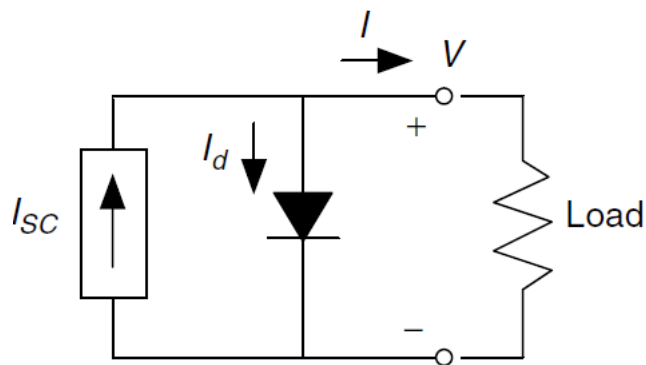
Spenningen over en solcelle er gitt av,

$$V = V_d - IR_S \quad (3.9)$$

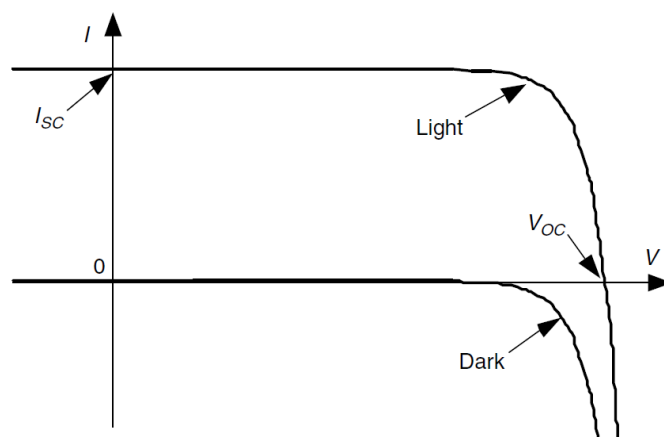
Ved å substituere likning (3.8) og (3.9) inn i (3.4) gir det,

$$I = I_{SC} - I_0 \left[e^{q(V+IR_S)/kT} - 1 \right] - \frac{1}{R_p} (V + IR_S) \quad (3.10)$$

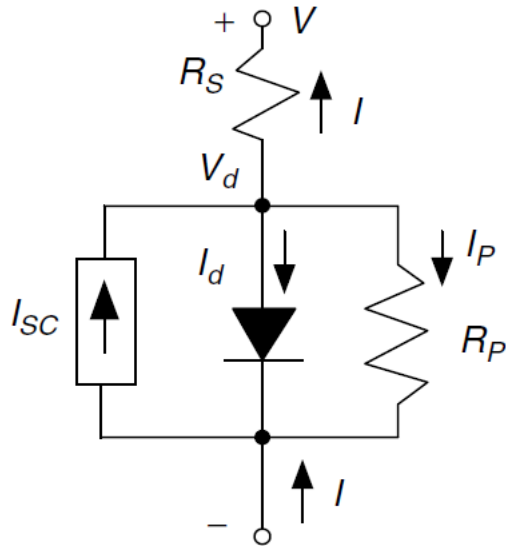
(3.10) er en kompleks likning og må løses i et regneark. For hver verdi av V_d kan korresponderende verdier for I og V bli funnet, og I-V kurven kan bli plottet.



Figur 3.3: Enkel ekvivalentkrets for en solcelle [18].



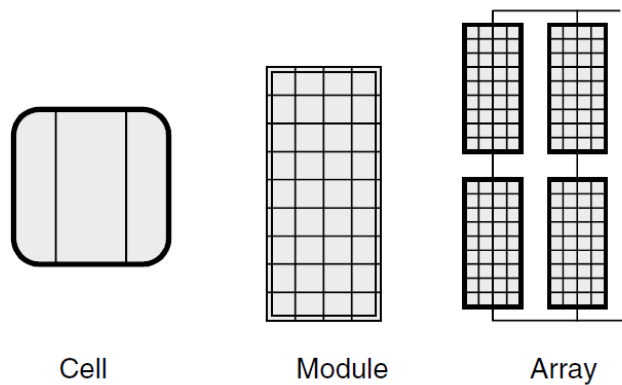
Figur 3.4: I-V kurven for en solcelle ved varierende sollys [18].



Figur 3.5: Realistisk ekvivalentkrets for en solcelle [18].

3.3.2 Celler-moduler-matriser

En *celle* produserer omtrent 0.5 V. Det er derfor vanlig å koble sammen celler til en *modul*, der en typisk modul består av 36 celler i serie. Ved å seriekoble cellene, legges spenningen til hver celle sammen. Det betyr at med et utgangspunkt på 0.5 V per celle, vil en seriekobling av 36 slike celler gi en modulspenning på 18 V. Videre kan moduler kobles sammen i serie og/eller parallell, som utgjør en *matrise*. Forskjellene mellom en celle, modul og matrise er vist i figur 3.6. Hvordan celler og moduler kobles sammen avgjør strøm- og spenningskarakteristikken til PV systemet.



Figur 3.6: PV celler, moduler og matriser [18].

For å oppnå en høyere spenning kobles modulene i serie. Modulenes individuelle I-V kurve legges sammen langs spenningsaksen. Dette fører til at for enhver strøm er den totale spenningen en sum av spenningen til hver modul. For å oppnå en høyere strøm kobles modulene i parallell. Den samme spenningen ligger over hver modul, og strømmen fra hver modul legges sammen.

En matrise består gjerne av en kombinasjon av serie- og parallellkoblede moduler for å øke effektytelsen, og dette utgjør som oftest et solcelleanlegg. Matrisetopologien

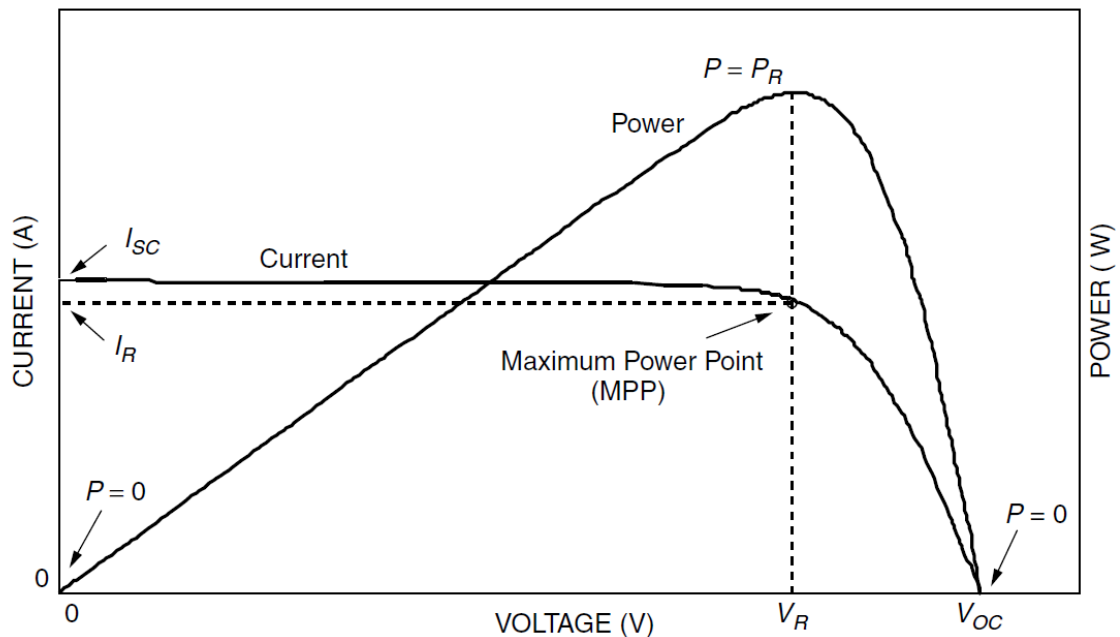
som er mest vanlig å bruke er vist helt til høyre i figur 3.6, der hver streng av moduler er parallellkoblet. Denne topologien er foretrukket ettersom matrisen fortsatt kan levere effekt selv om en av strengene er ute av drift.

3.3.3 I-V kurven

Når en last kobles til solcelleanlegget vil det levere effekt til lasten. Denne effekten er en kombinasjon av strømmen og spenningen fra solcellene. For oppsettet i laboratoriet er batteripakken denne lasten.

For å finne ut hvor mye effekt som leveres, må I-V kurven til solcelleanlegget være kjent. I figur 3.7 er det plottet en generisk I-V kurve for et solcelleanlegg. I figuren er også P-V kurven for anlegget plottet, der effekten for hvert punkt er regnet ut som produktet av strøm og spenning i det samme punktet. Ved punktene I_{SC} og V_{OC} er effekten null, som følge av at enten spenning eller strøm er null.

Punktet der anlegget leverer maksimum effekt er kalt "Maximum Power Point" (MPP). Dette punktet finner sted på krumningen av I-V kurven, der produktet av strøm og spenning er ved maksimum. MPP varierer avhengig av I-V kurven, som igjen varierer avhengig av temperaturen og innstrålingen som treffer solcellene. "Maximum Power Point Tracking" (MPPT) er derfor en viktig prosess, hvor MPP blir funnet og anlegget vil dermed alltid levere maksimum effekt til lasten, ut ifra forholdene [18].



Figur 3.7: I-V og P-V kurven for en PV matrise, inkludert punktet der den leverer maksimum effekt (MPP) [18].

3.4 Batteriteknologi

I delkapitlene som følger er det først beskrevet hva batteriet, i use casene som er utviklet, er brukt til og hvorfor. Deretter er sentrale batterikarakteristikker for denne oppgaven definert. I kapittel 4, der hvert use case blir beskrevet i detalj, er bruksområdet til batteriet gått nærmere innpå.

3.4.1 Bruksområde

I use casene er det definert smarte strategier for hvordan batteriets opp- og utlading kan møte ulike fleksibilitetsbehov hos plusskunden og distribusjonsnettet.

Som nevnt tidligere, er det i use case ”Håndtering av plusskundens PV produksjon” fokus på å oppnå en bedre utnyttelse av produksjonen ved å bruke overskuddsproduksjonen til å lade opp batteriet. Som et resultat av dette, kan plusskundens eget forbruk av produksjonen øke. Dette kan føre til at den økonomiske fortjenesten til plusskunden øker og at maksimal innmatet effekt kan bli redusert.

I use case ”Regulering av effekt trukket fra nettet” er det fokus på å bruke batteriet til å kompensere for variasjoner i forbruket over en spesifikk effektgrense. Dette er hensiktsmessig slik at de største effekttoppene i forbruket, dekkes av batteriet, og ikke distribusjonsnettet.

Hovedmålet med strategiene er altså å begrense belastningen på nettet, ved å redusere innmatet effekt og ”klippe” de høyeste effekttoppene, samt at plusskunden skal oppnå et høyere egenforbruk av egenprodusert strøm og yte en økonomisk fortjeneste ved å ha sin egen strømproduksjon.

3.4.2 Batterikarakteristikk

I følgende avsnitt, er de viktigste batteriparameterne for denne oppgaven beskrevet.

3.4.2.1 Batterispenning

Den ekvivalente batterikretsen er illustrert i figur 3.8, hvor E_b er åpen klemmespenning og R_{bat} er batteriets indre resistans. Om E_b antas å være tilnærmet konstant under drift av batteriet, kan spenningen over batteriet, V_{bat} , uttrykkes som,

$$V_{bat} = E_b - I_{bat}R_{bat} \quad (3.11)$$

hvor I_{bat} er negativ ved opplading og positiv ved utlading. Produktet $I_{bat}R_{bat}$ representerer spenningen over den indre resistansen når det flyter strøm i batteriet [19], [20].

3.4.2.2 Ladetilstand

Batteriets ladetilstand, bedre kjent som ”State of Charge” (SOC), er uttrykt i prosent og beskriver batteriets tilgjengelige kapasitet i forhold til den maksimale kapasiteten til batteriet.

$$SOC = \frac{\text{Tilgjengelig kapasitet (Ah)}}{\text{Maksimal lagringskapasitet (Ah)}} \cdot 100\% \quad (3.12)$$

Ut ifra likning (3.12) vil SOC regnes ut som et prosenttall fra 0 til 100, hvor 0% betegner at batteriet er helt utladet og 100% betegner at batteriet er fulladet. Den maksimale oppladingseffekten reduseres ved høy SOC, og motsatt vil den maksimale utladingseffekten reduseres ved lav SOC [15].

Det er vanlig å sette en nedre og øvre grense på ladetilstanden til batteriet. Hva disse grensene settes til varierer, men det blir gjort av sikkerhetsgrunner og for å øke levetiden til batteriet. Den tilgjengelige kapasiteten til batteriet vil reduseres ved å sette en nedre og øvre grense på hva ladetilstanden minimalt og maksimalt kan være [19], [21].

3.4.2.3 Kapasitet

Kapasiteten til et batteri er gitt av [22],

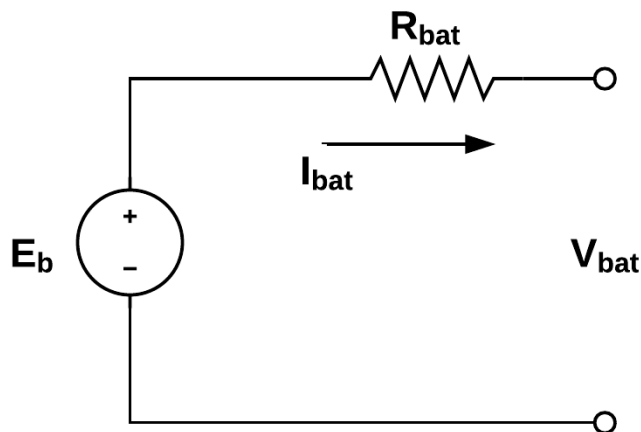
$$C_{max} = I \cdot t \quad (3.13)$$

hvor I er utladingsstrømmen (A) og t er tiden (h) det tar til batteriet går fra å være fulladet til å bli helt utladet. Med andre ord, vil kapasiteten til batteriet variere avhengig av hvilken strøm som brukes og over hvor lang tid utladningen foregår. Kapasiteten kan uttrykkes i Wh ved,

$$C_{max} = I \cdot t \cdot V \quad (3.14)$$

hvor V er åpen klemmespenning (V). Ved en bestemt ladetilstand kan den tilgjengelige kapasiteten til batteriet uttrykkes som,

$$C_t = C_{max} \cdot SOC \quad (3.15)$$



Figur 3.8: Ekvivalent batterikrets.

3.5 Planlegging av funksjonalitet for et ”smartere nett”

3.5.1 Use case metodikk

Use case er et standardisert, metodisk verktøy med opprinnelse fra programvareutvikling. Innen IT-utvikling er use case metodikk et verktøy for å beskrive krav, funksjonalitet og rollene til aktører i systemet, for å forsikre seg om at kunde og leverandør har lik forståelse av hva systemet skal utføre [23].

Metodikken benytter seg av ”black box”-metoden. Som følge av dette, fokuserer metodikken på funksjonen til systemet, altså angir den hva som skal utføres, men ikke hvordan. Den ønskede funksjonen oppnås gjennom et stegvis samspill mellom ulike aktører, som er utenfor den ”svarte boksen”. Det kan være personer, programvare, installasjoner som kommuniserer eller samhandler med systemet, andre systemer eller databaser. Ved bruk av et itererende diagram, skisseres kommunikasjonen og informasjonen som utveksles mellom de ulike aktørene i hvert steg for å oppnå den bestemte funksjonen [6], [24].

Ved å analysere et use case, kan aktører og informasjonsflyten mellom dem kartlegges. Basert på denne analysen kan aktuelle standarder for å sikre at tenkt funksjon blir utført avdekket. Hvis det ikke er en standard tilgjengelig, er det behov for utvikling av en [25]. Med andre ord, bidrar prosessen til å sikre at informasjonen som deles mellom aktørene er forståelig og faktisk kan benyttes til tenkt funksjon.

I forskningsprosjektene beskrevet i forrige kapittel og i utviklingen av et ”smartere nett” i Norge, er use case metodikk tatt i bruk som et hjelpemiddel for å kartlegge behov og potensiale knyttet til ny teknologi. Ved å bruke use case som et verktøy i planleggingen vil det bli etablert klare definisjoner og løsninger, slik at det overordnede systemet er interoperabelt og utfører tenkt funksjon.

3.5.2 Oppbygging av use case

Et use case er delt opp i ulike nivå, og legger til rette for en nedbryting av et overordnet system, til mindre systemer. I DeVID-prosjektet ble det utviklet en norsk mal for oppbygging av use case. Standarden laget av International Electrotechnical Commission (IEC) ble oversatt til norsk og benyttet som et av verktøyene for å oppfylle prosjektets mål. Den samme malen er brukt for utviklede use cases i denne oppgaven. Use case-malen gjør det mulig å fylle ut følgende informasjon [26]:

- Beskrivelse av mål, hensikt og hva use caset skal gjøre.
- Grafisk fremstilling av interaksjonen mellom de ulike aktørene.
- Beskrivelse av deltakende aktører, med navn og type, samt forutsetninger, antakelser og betingelser.
- Stegvis beskrivelse av use casets scenarier, med oversikt over hvilke hendelser som initierer kommunikasjon mellom aktørene i systemet for å utføre en funksjon.
- Detaljbeskrivelse av informasjonen som utveksles mellom aktørene i use caset.

Kapittel 4

Metode

Metoden i dette arbeidet har bestått av å implementere utviklede use cases til koder i NI LabVIEW og teste de utviklede NI LabVIEW-kodene i laboratoriet. Laboratorieoppsettet betraktes også som en del av metoden, ettersom det var avgjørende for å få testet de utviklede kodene.

I dette kapitlet er de utviklede use casene, ”Håndtering av plusskundens PV produksjon” og ”Regulering av effekt trukket fra nettet”, beskrevet i avsnitt 4.1. De fullstendige use casene er lagt i vedlegg A. I avsnitt 4.2 er det gitt en oversikt over komponentene i laboratorieoppsettet. En fullstendig beskrivelse av laboratorieoppsettet og hvordan det ble brukt i forsøkene, er gitt i kapittel 6. Deretter er programmeringsverktøyet NI LabVIEW og hvordan dette er brukt for å kommunisere med laboratorieoppsettet beskrevet i avsnitt 4.3.

I avsnitt 4.4 er metoden for hvordan egenforbruket ble regnet ut basert på resultatene fra forsøkene beskrevet, der det ble tatt i bruk numerisk integrasjon for å finne arealene under kurvene for last, produksjon og opplading av batteri. Avsnitt 4.5 tar for seg hvordan den økonomiske verdien av egenforbruket ble vurdert.

4.1 Utviklede use cases

Kontroll av et batteri kan optimaliseres for nettoperatøren eller for plusskunden. For nettoperatøren er det gunstig å redusere nettlasten og effektsvingningene i nettet. For dette formålet, kan teknikker som reduksjon av effekttopper og innmatingsgrenser brukes. For plusskunden vil kontroll av batteriet brukes med formål om å optimalisere egenforbruket. De smarte strategiene som er utviklet i use casene har hensikt om å møte både nettoperatørens og plusskundens behov.

Det er anvendt et smarthus som hjelpemiddel for integrasjon av lokal produksjon og et batteri, i kundedomenet. Et smarthus kan defineres som en bygning med et intelligent system; automasjonssystem. Automasjonssystemet kommuniserer med husets intelligente, elektriske apparater og på den måten kan disse overvåkes og styres [27], [28]. Tabell 4.1 gir en oversikt over de ulike aktørene som inngår i smarthuset, og som er brukt i utviklede use cases.

I utviklede use cases, er det ikke tatt hensyn til grensen på innmatet effekt på 100 kW, som inngår i definisjonen av en plusskunde vedtatt av NVE [8]. Det er hovedsakelig to grunner til dette. Ved utlading av batteriet, skal effekten brukes til å dekke forbruket i huset og ikke ved noe anledning mates inn i nettet. Dette er

ikke lønnsomt av flere grunner, der tap og slitasje på batteriet er to sentrale årsaker. Den andre grunnen er at 100 kW innmatet effekt tilsvarer et solcelleanlegg på om lag 650 m² [29]. Da det er fokus på husholdningskunder med installert solpanel på hustaket, vil innmatet effekt fra PV produksjonen aldri overstige restriksjonen på innmatet effekt.

Tabell 4.1: Oversikt over aktører i use cases.

Aktørnavn	Aktørbeskrivelse
Home Energy Management System (HEMS)	Styringsenhet som kommuniserer med og bestemmer hva husets elektriske apparater og andre systemer i det smarte huset skal gjøre.
Battery Management System (BMS)	Styrer lading og utlading av batteri. Måler batteriets ladetilstand. Toveiskommunikasjon mellom BMS og HEMS.
Smart strømmåler (AMS)	Smart strømmåler med toveiskommunikasjon med nettselskap og en «gateway» mellom nettselskap, forbruker og forbrukerens apparater.

4.1.1 Use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon

4.1.1.1 Bakgrunn og problemstilling

For en sluttbruker med PV produksjon, vil den største andelen av produksjonen foregå midt på dagen, i perioden med høyest solinnstråling. I denne perioden er husstanden vanligvis på jobb og overskuddet i produksjonen vil mates inn i distribusjonsnett. Det kan derfor være en utfordring for plusskunden å maksimere utnyttelsen av sin egen produksjon ettersom forbruket i husstanden ikke sammenfaller med produksjonskurven [20], [30].

For å øke plusskundens utnyttelse av sin egen produksjon, må hoveddelen av PV produksjonen brukes innad i huset, slik at innmatet effekt er så liten som mulig. I dette use caset blir det løst ved å plassere et batteri i husstanden og implementere smarte strategier for batteriet, der det brukes til å fange overskuddskraften fra solproduksjonen i stedet for å mate det inn i nettet.

Ved å øke egenforbruket av lokal produsert elektrisitet, vil plusskundens behov for å selge kraft reduseres. Dette betyr at plusskunden unngår å selge overskuddet av den lokale produksjonen til en eventuell lavere pris enn hva prisen er når elektrisiteten skal kjøpes tilbake, på grunn av nettleien. Lønnsomheten av å eie et solpanel kan dermed øke, samt innmatet effekt kan reduseres. Lavere innmatet effekt i distribusjonsnett kan utsette tiltak i nettet, som er kostnadskrevenende [17].

Hensikten med dette use caset er å forbedre plusskundens utnyttelse av den lokale produksjonen ved bruk av et batteri, og målet er å øke egenforbruket av lokal produksjon ved bruk av et batteri.

4.1.1.2 Beskrivelse av utviklet use case

Dette use caset har to scenarier. Oversikt over de to scenariene er gitt i tabell 4.2. Scenario 1 er grunnscenariet. Den smarte strømmåleren (AMS) utfører kontinuerlig måling i tilknytningspunktet og rapporterer data om produksjon og forbruk til smarthusets kommunikasjons- og styringsenheten (HEMS). I HEMS sammenlignes lokal produksjon, P_{PV} , og husets forbruk, P_L . HEMS setter batteriet til å lade ut eller lade opp, gitt at produksjonen enten er lavere eller høyere enn forbruket og at batteriets SOC henholdsvis ikke er ved nedre eller øvre grense. Batteriet vil lades opp med overskuddseffekten som tilsvarende,

$$P_B = P_{PV} - P_L$$

og lades ut med effekten som tilsvarende,

$$P_B = P_L - P_{PV}$$

og som er andelen av forbruket produksjonen ikke dekker.

Når batteriet har blitt satt til opplading eller utlading, overvåker BMS ladetilstanden i batteriet. I scenario 2 blir avvik tatt hånd om, og dette scenariet initieres hvis:

- SOC øvre eller nedre grense er nådd; Batteri fulladet eller utladet. BMS stopper oppladingen eller utladingen og kommuniserer dette til HEMS.

Tabell 4.2: Oversikt over scenarier i use case "Håndtering av plusskundens PV produksjon".

Nr.	Navn på scenario	Primær aktør	Forutsetning/ Utløsende hendelse	Start-betingelse	Slutt-betingelse
1	Kontinuerlig analyse	HEMS/ AMS	HEMS kommuniserer med AMS for å få produksjons- og forbruksdata	Kontinuerlig	
2	Overvåke SOC	BMS/ HEMS	Batteri fulladet eller utladet. SOC øvre eller nedre grense er nådd	SOC øvre eller nedre grense nådd	Opplading eller utlading av batteriet er avbrutt

4.1.1.3 Analyse av utviklet use case

Basert på scenariene beskrevet over, vil batteriet oppføre seg som en buffer mellom husstanden og nettet. Batteriet vil lades opp når det er overskudd av lokal produksjon og lades ut når forbruket er høyere enn den lokale produksjonen, og kan dermed redusere husstandens avhengighet av å kjøpe og selge kraft.

I sommermånedene, april til september, vil PV produksjonen være høyest sammenlignet med PV produksjonen i vinterhalvåret. Disse månedene har også normalt et lavere forbruk. Det vil føre til et overskudd av lokal produksjon, som kan lagres i batteriet. Ved ettermiddagen vil forbruket mest sannsynlig øke, og utladingen av batteriet kan dekke en del av forbruket til den nedre SOC-grensen er nådd. Denne analysen bygger på at batteriets SOC vil være ved nedre grense på morgningen, slik at hele kapasiteten til batteriet er tilgjengelig for å lagre overskuddet fra PV produksjonen. Videre vil det mest sannsynlig ikke være nok kapasitet i batteriet til å lagre hele overskuddet i produksjonen, og en andel av produksjonen må mates inn i nettet.

På vinterhalvåret i Norge vil solproduksjonen være minimal og det vil være liten mulighet for å lade opp batteriet med overskuddskraft. En mulighet vil da være å lade opp batteriet i en periode på natta. Basert på [31] vil forbruket være høyest på morgningen, 7 til 10, og på kvelden, 17 til 23. Batteriet kan da brukes til å dekke forbruket i disse periodene. Videre viser [31], at effekttoppene finner sted omlag klokka 9 og 21. Ved disse tidene kan spotprisen være høy og det vil være gunstig å passe på at det er nok kapasitet i batteriet til å dekke disse to periodene.

Det er klart at slik use caset er utformet nå, vil det fungere best på sommerhalvåret i Norge, og det er for disse månedene use caset er testet i laboratoriet. Imidlertid kan det tilpasses eller utvides for å fungere på vinterhalvåret også. Oppladingen og utladingen av batteriet kan for eksempel bestemmes ut ifra hvilket klokkeslett det er på dagen, i motsetning til å sammenligne produksjonen og forbruket. Use caset kan også utvides til å ta hensyn til spotprisene, og dermed bestemme når det er billigst å lade opp batteriet i løpet av dagen og når det burde lades ut for å unngå å kjøpe kraft i periodene det er dyrest.

4.1.2 Use case: Regulering av effekt trukket fra nettet

4.1.2.1 Bakgrunn og problemstilling

Dette use caset er utviklet med inspirasjon fra Skarpnes-prosjektet [4], [32] og etter samtaler med Kjetil Boysen på besøk hos Eltek 28. og 29. september 2016.

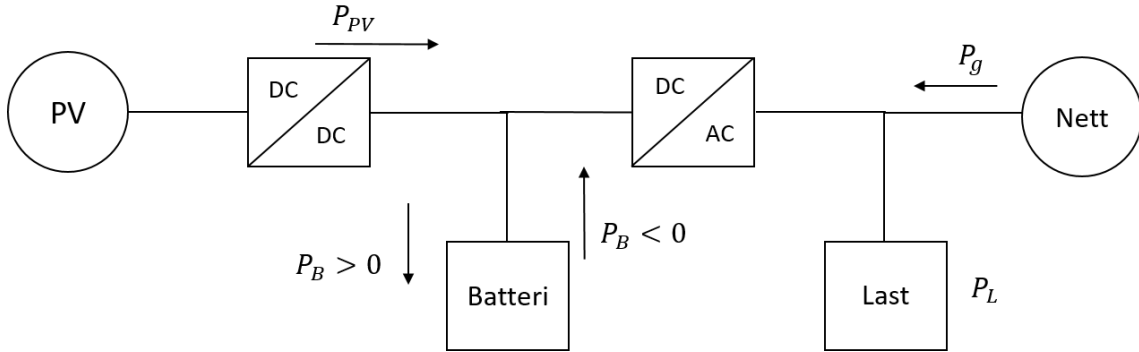
Hensikten med dette use caset er å sette en grense på hvor mye effekt husholdningen maksimalt kan trekke fra nettet og bruke batteriet til å kompensere for variasjonene i husstandens forbruk, som ikke er dekket av lokal produksjon, over denne grensen. Målet er å holde netto effekt trukket fra nettet under en bestemt grense. Grunnet ny teknologi i husstander, kan forbruket variere mye og fort. Et resultat av dette kan være spenningsfall i distribusjonsnettet. Med andre ord kan use caset forhindre dette og bidra til at lastprofilen for husstanden sett fra nettets side er mer forutsigbar, uten de største svingningene.

Ved utforming av use caset, ble det tatt utgangspunkt i systemet avbildet i figur

4.1, der effektbalansen i noden ved lasten (huset) kan uttrykkes som,

$$P_g = P_L - P_{PV} + P_B \quad (4.1)$$

hvor P_g er effekten kjøpt fra nettet, P_L er forbruket i huset, P_{PV} er produksjonen fra solcelleanlegget og P_B er batterieffekten ved opplading eller utlading. $P_B > 0$ ved opplading og $P_B < 0$ ved utlading [19].



Figur 4.1: Konfigurasjon av DC-koblet PV/batteri-system.

4.1.2.2 Beskrivelse av utviklet use case

Use caset har fire scenarier. En oversikt over de ulike scenariene er gitt i tabell 4.4. I scenario 1 settes det en grense, P_{lim} , på hvor mye effekt huset kan ta fra nettet. Denne verdien lagres i HEMS, og den settes gjerne av huseier som har tilgang til displayet i HEMS.

I scenario 2 utfører den smarte strømmåleren en kontinuerlig måling av effektflyten i tilknytningspunktet. Målingene rapporteres til HEMS, der effekten tatt fra nettet, P_g , sammenlignes med den bestemte effektgrensen, P_{lim} . Det antas at effekten tatt fra nettet er forbruket som ikke er dekket av den lokale solproduksjonen, altså netto uttak som er det AMS måler.

Gitt at effekten tatt fra nettet enten er høyere eller lavere enn den bestemte effektgrensen, vil HEMS enten initiere scenario 3 eller 4. Tabell 4.3 oppsummerer operasjonsmodusene til batteriet for scenario 3 og 4.

- Scenario 3; Initieres hvis effekten tatt fra nettet er høyere enn effektgrensen, $P_g > P_{lim}$. Batteriet vil lades ut, gitt at SOC ikke er ved nedre grense, så lenge $P_g \geq P_{lim}$ eller til SOC nedre grense er nådd.
- Scenario 4; Initieres hvis effekten tatt fra nettet er lavere enn effektgrensen, $P_g < P_{lim}$. Batteriet vil lades opp, gitt at SOC ikke er ved øvre grense, så lenge $P_g \leq P_{lim}$, eller til SOC øvre grense er nådd.

I scenario 3, vil $(P_L - P_{PV})$ -leddet i likning (4.1) bli en positiv verdi som beskriver forbruket i huset, som ikke er dekket av solcelleanlegget. Om denne effekten er over effektgrensen, vil batteriet lades ut med effekten lik,

$$P_B = P_g - P_{lim}$$

I scenario 4, vil $(P_L - P_{PV})$ -leddet i likning (4.1) bli en negativ verdi som beskriver overskuddet i effekt fra produksjonen. Med andre ord, dekker PV produksjonen hele forbruket i huset og det trekkes ikke effekt fra nettet. Batteriet vil da lades opp med effekten lik overskuddet i PV produksjonen eller med både overskuddskraften og effekt fra nettet opptil P_{lim} . Den maksimale effekten batteriet kan lades opp med er derfor,

$$P_B = |P_L - P_{PV}| + P_{lim}$$

Tabell 4.3: Operasjonsmodus for batteri.

Batteristatus	Scenario 3: $P_g > P_{lim}$	Scenario 4: $P_g < P_{lim}$
Fullt utladet	Ingenting skjer	Lade opp batteri
Delvis ladet	Lade ut batteri	Lade opp batteri
Fullt ladet	Lade ut batteri	Ingenting skjer

4.1.2.3 Analyse av utviklet use case

Det er hensiktsmessig at verdien av P_{lim} varierer avhengig av hvilken årstid det er. På sommeren kan denne grensen for eksempel settes til 0, om det er en høy PV produksjon og et lavt forbruk. På vinteren kan P_{lim} bestemmes basert på historisk forbruk. Verdien av P_{lim} kan for eksempel settes 20% lavere enn maksimumsforbruket. I de periodene forbruket er under effektgrensen kan batteriet lades opp, og i de periodene forbruket svinger over P_{lim} kan batteriet lades ut.

På vinteren vil alltid $P_L > P_{PV}$, og for å bruke batteriet må det lades opp med elektrisitet utelukkende fra nettet. For at dette skal lønne seg, må batteriet lades opp i de periodene spotprisene er lave og lades ut når effekttoppene inntreffer på morgen og kveld, hvor spotprisene kan være høye.

På sommeren, kan verdien av P_{lim} bestemmes ved å estimere PV produksjonen for neste dag og ta i bruk historisk data for forbruket. Hvis estimeringen gir et resultat som tilsier at det vil være lite produksjon dagen etter sammenlignet med dagens produksjon, samt at det vil være et høyt forbruk, kan verdien av P_{lim} flyttes opp. Motsatt, kan grensen flyttes ned hvis estimatet av produksjonen dagen etter er høyere enn dagens produksjon.

Den estimerte produksjonen for neste dag kan også brukes til å bestemme om batteriet skal lades opp på natta. Om estimeringen viser at det ikke vil bli produsert elektrisitet før sent på dagen, kan det være gunstig å lade opp batteriet på natta slik at forbruket på morgningen blir dekket av batteriet og ikke kjøpt kraft. I denne prosessen bør det også tas hensyn til spotprisene, slik at det blir lønnsomt for plusskunden å lade opp batteriet med effekt fra nettet.

Det er klart at dette use caset er mer fleksibelt enn use caset beskrevet i forrige avsnitt. Ved å kun regulere verdien av P_{lim} , kan dette use caset møte behovene til plusskunden både på sommeren og vinteren. Videre kan use caset utvides slik at det har tilgang til spotpriser og historisk forbruk og produksjon, ettersom det er rimelig å anta at HEMS kan ha tilgang til disse dataene. Da kan HEMS bestemme P_{lim} -verdien, som kan føre til en mer hensiktsmessig verdi sammenlignet med verdien en huseier muligens setter.

Tabell 4.4: Oversikt over scenarier i use case ”Styring av batteri med bruk av effektgrense”.

Nr.	Navn på scenario	Primær aktør	Forutsetning/ Utløsende hendelse	Start-betingelse	Slutt-betingelse
1	Sett restriksjon	HEMS/ Huseier	Restriksjonen P_{lim} settes/ endres	Verdi på restriksjonen P_{lim} bestemmes	Restriksjon bestemt/ endret
2	Kontinuerlig analyse	HEMS/ AMS	HEMS kan motta effektverdier fra AMS	Kontinuerlig måling	
3	Lad ut batteri	BMS/ HEMS	Restriksjonen er brutt: $P_g > P_{lim}$	Restriksjonen er brutt: $P_g > P_{lim}$	$P_g \leq P_{lim}$ eller batteri utladet
4	Lad opp batteri	BMS/ HEMS	$P_g < P_{lim}$	$P_g < P_{lim}$	$P_g \geq P_{lim}$ eller batteri er helt ladet opp

4.2 Oversikt over utstyret i laboratoriet

En komplett beskrivelse av utstyret oppgitt under og hvordan det ble brukt i forsøkene der use casene ble testet og analysert, er gitt i kapittel 6.

Oppsettet i laboratoriet er avbildet i figur 4.2, og spesifikasjonene for utstyret er oppsummert i tabell 4.5. *Smart Storage Enabler* består av tre toveis-invertere, kalt *Ipack*, en solar modul som er en DC-DC inverter og åtte blybatterier. Ipackene er koblet til hver sin fase, mellom nettet og batteripakken. Både solar modulen og batteripakken er koblet på DC-skinna. PV emulatoren er koblet til solar modulen. Med andre ord, er oppsettet i laboratoriet DC-koblet. Som figuren viser, er det plassert fire batterier på hver hylle. Hver hylle består av en seriekobling av batteriene. Videre er hver seriekobling koblet sammen i parallell. Til sammen utgjør parallellkoblingen hele batteripakken med maksimum tilgjengelig kapasitet, som ble brukt i forsøkene.

Tabell 4.5: Spesifikasjoner for utstyret i laboratoriet.

Komponent	Spesifikasjoner	Antall
PV emulator	10 kW / 0-600 V / 0-17 A	1
Smart Storage Enabler		
Ipack	2 kW / 48 Vdc	3
Solar modul	1.5 kW / 48 Vdc ut	1
Blybatteri	12 V / 190 Ah / 2.28 kWh	8



Figur 4.2: Oppsett i laboratoriet.

4.3 NI LabVIEW

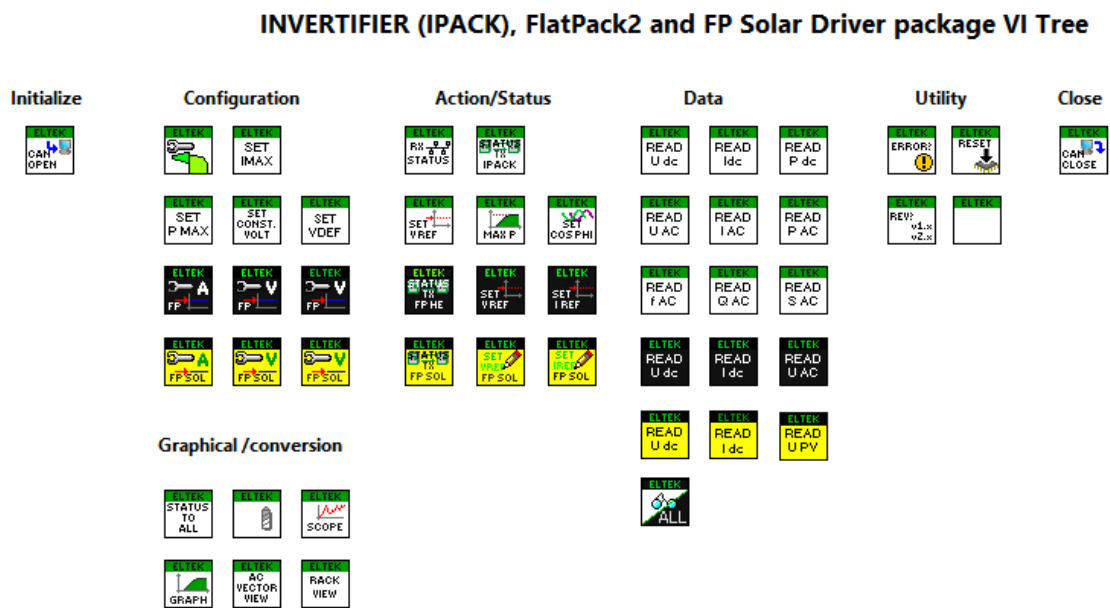
NI LabVIEW er et grafisk programmeringsverktøy, som gir brukeren mulighet til å utvikle egendefinerte måle- og styringsapplikasjoner. Verktøyet kombinerer fleksibiliteten til et programmeringsspråk med et ingeniørverktøy, slik at applikasjoner som instrumentstyring, innsamling av data og design av kontrollsystemer kan gjøres i samme brukergrensesnitt.

Et program i NI LabVIEW kalles for en VI, og kan bestå av flere subVier. SubVier er underkoder som hovedprogrammet tar i bruk. Denne funksjonaliteten er svært praktisk om brukeren utvikler store program, ettersom bruk av subVier gir en bedre oversikt i hovedprogrammet og øker brukervennligheten [33], [34].

Kommunikasjon med utstyret i laboratoriet

Eltek har utviklet måle- og styringsapplikasjoner, som gjør det mulig å kommunisere med og sende kommandoer til inverterne fra NI LabVIEW gjennom en CAN protokoll. Med andre ord, styres oppførselen til *Smart Storage Enabler* fra NI LabVIEW. En oversikt over de ulike applikasjonene er gitt i figur 4.3.

Ved bruk av Eltek-applikasjonene kan brukeren blant annet bestemme spenningsreferanser for Ipackene og solar modulen, sette Ipackene til å lade opp eller lade ut batteriet og måle effekt, spenning og strøm for hver fase i systemet. Hvilke applikasjoner som er brukt for hver komponent i forsøkene, er beskrevet i kapittel 6.



Figur 4.3: Applikasjoner (VI) i NI LabVIEW utviklet av Eltek.

4.4 Beregning av egenforbruk

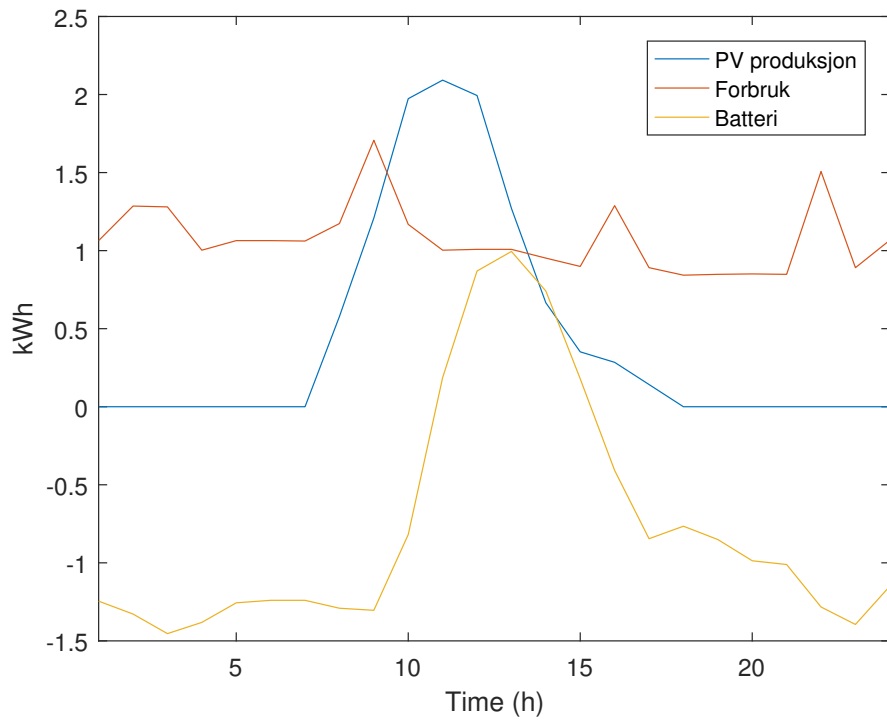
Egenforbruket til en plusskunde, ble definert i avsnitt 3.2.2, som forholdet mellom eget forbruk dekket av lokal produksjon og den totale lokale produksjonen. Prosentandelen, φ_{sc} , som beskriver det relative egenforbruket ble definert i likning (3.3).

For å forklare framgangsmåten for hvordan egenforbruket ble regnet ut, er det brukt en dag, 1. april 2015, som eksempel. I figur 4.4 er kurvene for produksjonen, forbruket og batteriet plottet for 1. april 2015, mens i figur 4.5 er bare oppladingen av batteriet tatt med. For å få regnet ut egenforbruket, ble arealet under produksjonskurven, arealet av forbruket dekket av produksjonen og arealet av batterikurven over nullaksen regnet ut. Arealet av batterikurven over nullaksen representerer opplading av batteriet, og derfor ble dette arealet regnet ut. Det ble antatt at overskuddsproduksjonen lagret i batteriet ble brukt på et senere tidspunkt, og dermed inngikk i egenforbruket. Trapesmetoden [35] ble brukt for å finne disse arealene. Det ble brukt numerisk integrasjon ettersom resultatene var gitt i målinger gjort under forsøkene.

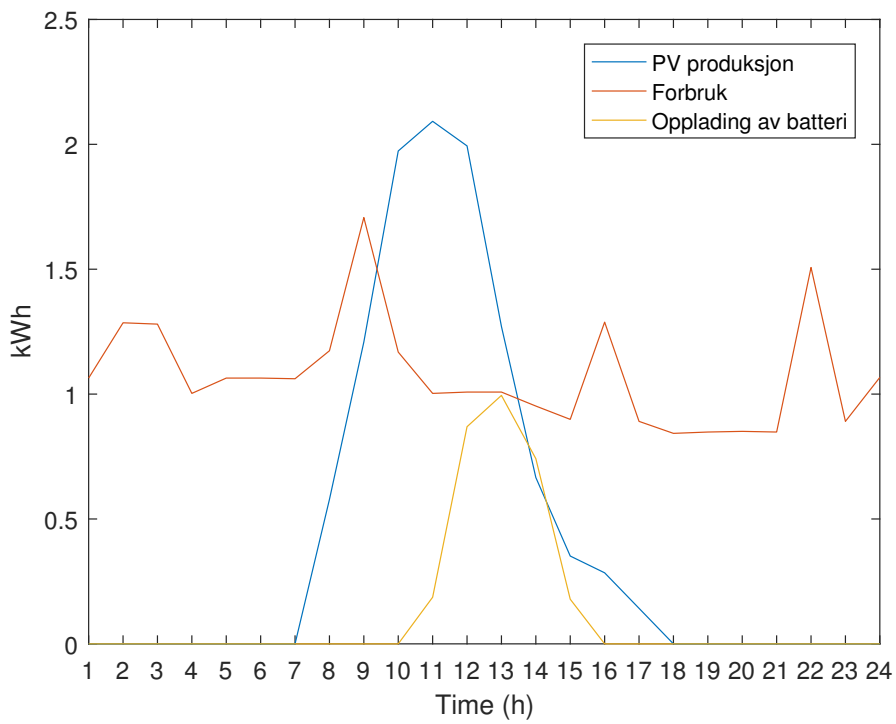
Dataene som ble brukt var timesverdier, og det førte til at skjæringspunktene mellom forbruket og produksjonen lå mellom to verdier. For å finne nøyaktige skjæringspunkt ble verdiene for last og produksjon interpolert. Det var viktig å finne nøyaktige skjæringspunkt slik at utregningen av egenforbruket ble så presist som mulig. Figur 4.6 viser skjæringspunktene mellom interpolert produksjon og forbruk for 1. april 2015.

Skjæringspunktene ble brukt til å finne intervallet der forbruket var dekket av produksjonen, slik at arealet under denne kurven kunne bli regnet ut. Det ble antatt at denne kurven var sammensatt av tre deler; kurven for produksjon fram til første skjæringspunkt, kurven for forbruket mellom skjæringspunktene, og kurven for produksjonen etter andre skjæringspunkt. Dette gir kurven avbildet i figur 4.7. Denne metoden forutsetter at kurvene for produksjon og forbruk har skjæringspunkt. Om produksjonen er lavere enn forbruket hele dagen, vil ikke kurvene ha noen felles punkt. Det er da antatt at hele produksjonen er brukt til å dekke forbruket. For dette tilfelle ble arealet av hele produksjonen brukt, og arealet av forbruket i intervallet der det var produksjon.

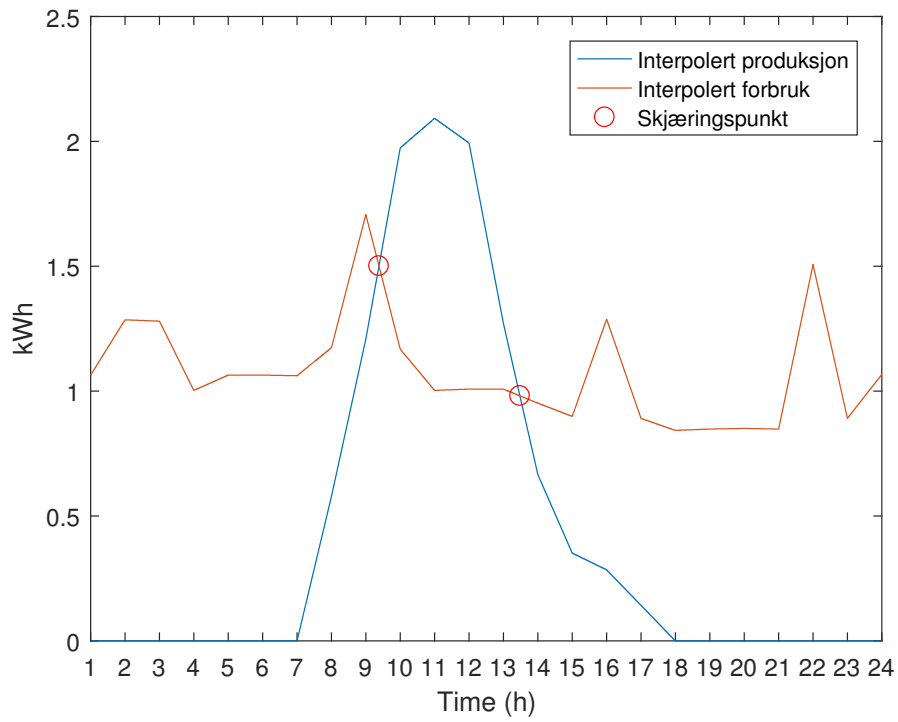
Deretter ble trapesmetoden tatt i bruk og figurene 4.8, 4.9 og 4.10 viser arealet under grafen for henholdsvis produksjon, forbruk dekket av produksjon og opplading av batteriet. Arealene ble regnet ut med MATLAB funksjonen for trapesmetoden, *trapez* [36]. Som figur 4.10 viser ble også målingene for opplading av batteriet interpolert. Dette ble gjort for at arealene skulle bli regnet ut for likt intervall, slik at forholdet ble det samme som uten interpolering. Til slutt ble arealene brukt til å regne ut egenforbruket med formel (3.3), der oppladingen av batteriet inngikk i $P_{sc}(t)$. Egenforbruket uten bruk av batteriet ble også regnet ut. Da besto $P_{sc}(t)$ kun av arealet av forbruket dekket av produksjonen.



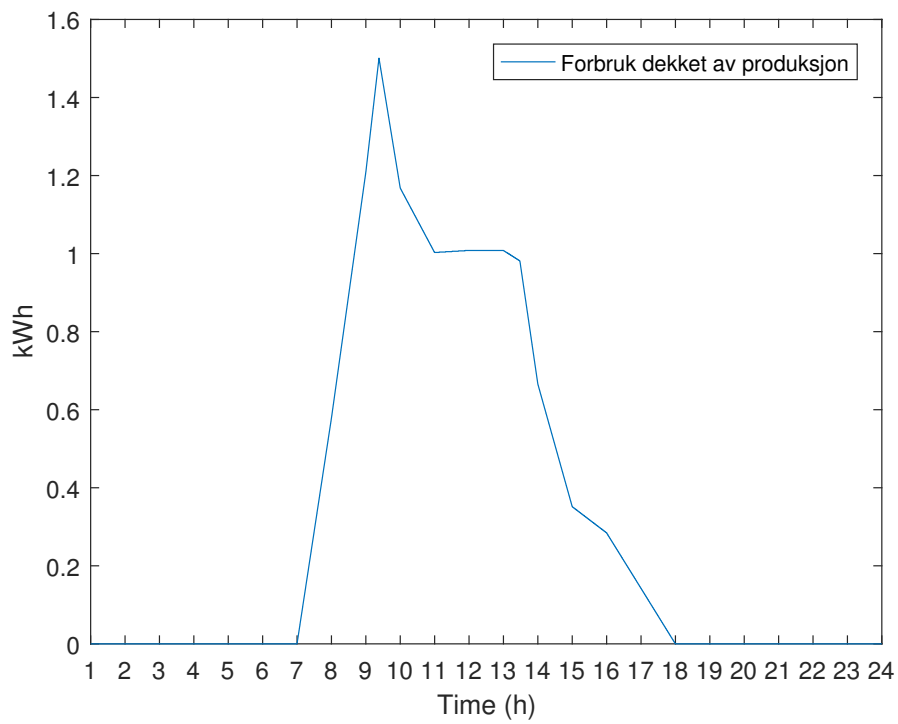
Figur 4.4: PV produksjon, forbruk og opp-/utlading av batteri for 1. april 2015.



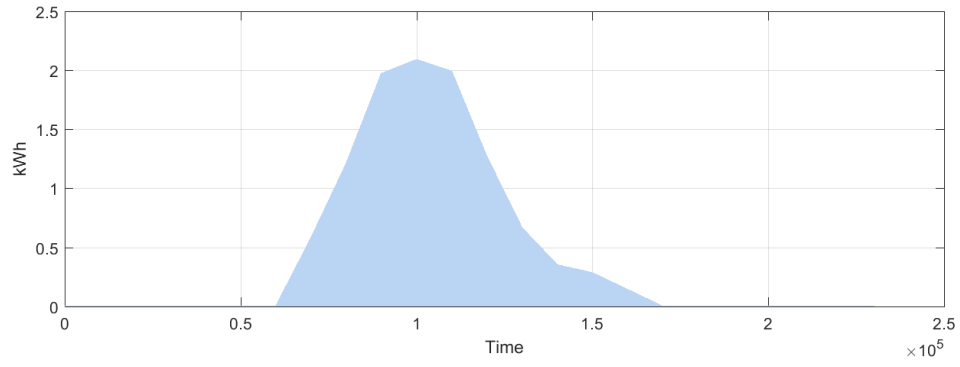
Figur 4.5: PV produksjon, forbruk og opplading av batteri for 1. april 2015.



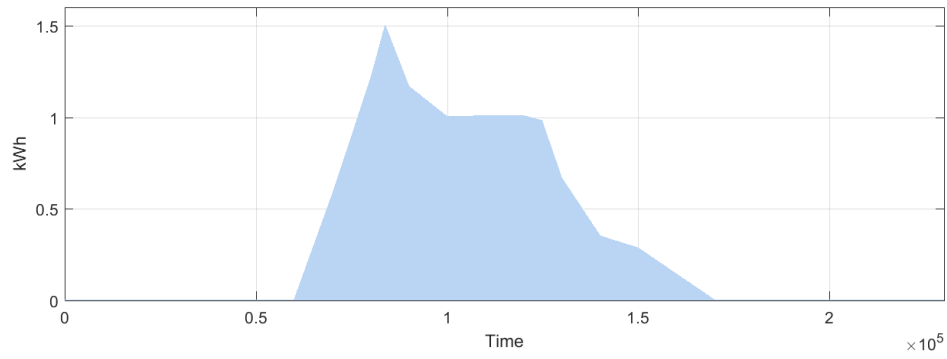
Figur 4.6: Skjæringspunkter mellom produksjon og forbruk.



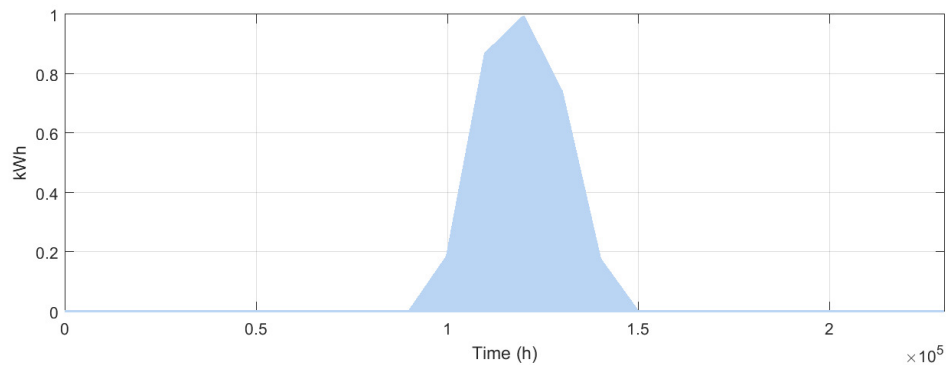
Figur 4.7: Forbruk dekket av produksjon.



Figur 4.8: Trapesmetoden: PV produksjon.



Figur 4.9: Trapesmetoden: Forbruk dekket av produksjon.



Figur 4.10: Trapesmetoden: Energi lagret i batteri.

4.5 Beregning av egenforbrukets økonomiske verdi

Den økonomiske verdien av egenforbruket ble regnet ut ved bruk av formlene (4.2)-(4.6), for april til og med september 2015. Modellen tar ikke med kostnadene knyttet til kjøp og vedlikehold av solcelleanlegget og batteriet. Den brukbare delen av produsert elektrisitet, P_{net} er,

$$P_{net} = P_{PV} - P_{tap} \quad (4.2)$$

hvor P_{PV} er den totale produksjonen og P_{tap} er effekttapene i batteriet. Imidlertid ble det gjort en forenkling, der tapene i batteriet ble neglisjert. Dette gir at,

$$P_{net} = P_{PV} \quad (4.3)$$

Ut ifra dette vil egenforbruket, P_{sc} , av produksjonen oppgitt i kWh være,

$$P_{sc} = \varphi_{sc} \cdot P_{net} = \varphi_{sc} \cdot P_{PV} \quad (4.4)$$

hvor φ_{sc} er egenforbruket oppgitt i prosent, definert i likning (3.3). Effekten som er matet inn i nettet, P_{in} , er andelen av produksjonen som ikke går til å dekke forbruket eller lade opp batteriet med overskuddsproduksjon, og er derfor definert som,

$$P_{in} = (1 - \varphi_{sc}) \cdot P_{net} \quad (4.5)$$

Det gir at verdien av produksjonen målt i NOK for testperioden er [15], [17]:

$$C = \sum_{i=1}^6 C_b(i)P_{sc}(i) + C_s(i)P_{in}(i) \quad (4.6)$$

hvor

- C_b er prisen på kjøpt elektrisitet [NOK/kWh].
- C_s er prisen på solgt elektrisitet [NOK/kWh].
- P_{sc} er egenforbruket til plusskunden [kWh/måned].
- P_{in} er andelen av produksjonen matet inn i nettet [kWh/måned].
- i er måned, som i denne oppgaven er april til og med september.

Gjennomsnittlige spotpriser fra Nord Pool for april til og med september 2015 for Trondheim ble brukt. I prisen for solgt elektrisitet ble spotprisen brukt, og i prisen på kjøpt elektrisitet ble nettleien for Nord-Trøndelag [37] lagt til spotprisen. Disse dataene er gitt i kapittel 5.

Selv om den økonomiske verdien av egenforbruket kun ble regnet ut for april til og med september 2015, vil det fortsatt gi en ide av hvor mye en plusskunde kan spare på å forbruke sin egen produksjon. Videre er det i disse månedene det er høyest produksjon og dermed også høyest egenforbruk. Samtidig hadde det gitt resultatet mer tyngde, om det kunne sammenlignes med andre år.

En annen viktig funksjon av batteripakken er å begrense effekttopper om vinteren. Selv om ikke dette er sett på i denne oppgaven, vil det være nyttig for plusskunden fordi spotprisen ofte er høy på vinteren. Flere nettselskaper opererer også med to energiledd, en for vinter og en for sommer. Ved å bruke batteripakken til å dekke effekttoppene vil kunden unngå å dekke de høyeste toppene med kjøpt kraft, som kan bli dyrt. Det kan resultere i at plusskunden reduserer noe av kostnadene av å kjøpe kraft om vinteren.

Formel (4.6) kan da brukes til å regne ut hvor mye plusskunden kan spare på å bruke batteriet til dette formålet. Det siste leddet i formelen vil mest sannsynlig bli null, ettersom det er svært lav eller ingen produksjon om vinteren og derfor heller ingen innmatet effekt fra PV produksjonen. Om det er PV produksjon er også avhengig av hvor i Norge solpanelet er plassert. Det første leddet i formelen kan brukes til å regne ut hvor mye plusskunden sparer på å dekke de høyeste effekttoppene i forbruket med batteriet. P_{sc} -verdien vil da være lik energien fra batteriet som går til å dekke effekttoppene. For at dette skal bli lønnsomt er det avgjørende å lade opp batteriet i perioder det er billig kraft.

Kapittel 5

Datagrunnlag

Dette kapittelet tar for seg datagrunnlaget brukt i forsøkene og ved vurdering av resultatene; last, temperatur og solinnstråling, spotpriser og nettleie.

Det ble valgt å utføre laboratorietestene med data for april til og med september 2015. Dette ble gjort fordi det var ønsket å se på oppførselen til batteriet i samsvar med last og produksjon. I vinterhalvåret i Norge er det svært lav eller ingen produksjon som følge av svært lav solinnstråling. Dette bekreftes av figur 5.4, der solinnstrålingen er tydelig høyest i sommermånedene.

5.1 Lastprofil

Lastdata fra Midt-Norge ble gitt av SINTEF Energi og er oppgitt som aggregerte timesverdier i kWh. Tabell 5.1 oppsummerer nøkkeltall for lastprofilen, både for hele året og for testperioden april til og med september 2015. Ved å sammenligne disse to, er det tydelig at det laveste forbruket er observert i testperioden, og at månedene april til og med september har et lavere maksimumsforbruk enn de resterende månedene i året. I tabell 5.2 er det totale forbruket for hver måned oppgitt.

Gjennomsnittlig daglig lastdata for 2015 for en husstand er plottet i figur 5.1, og i figur 5.2 er lastdata for april til og med september 2015 plottet. Det er denne lastprofilen som ble brukt i laboratorieforsøkene. Det er også tydelig fra figur 5.3 at lasten varierer med temperaturen. Det er et tydelig mønster på at når temperaturen går opp, går lasten ned.

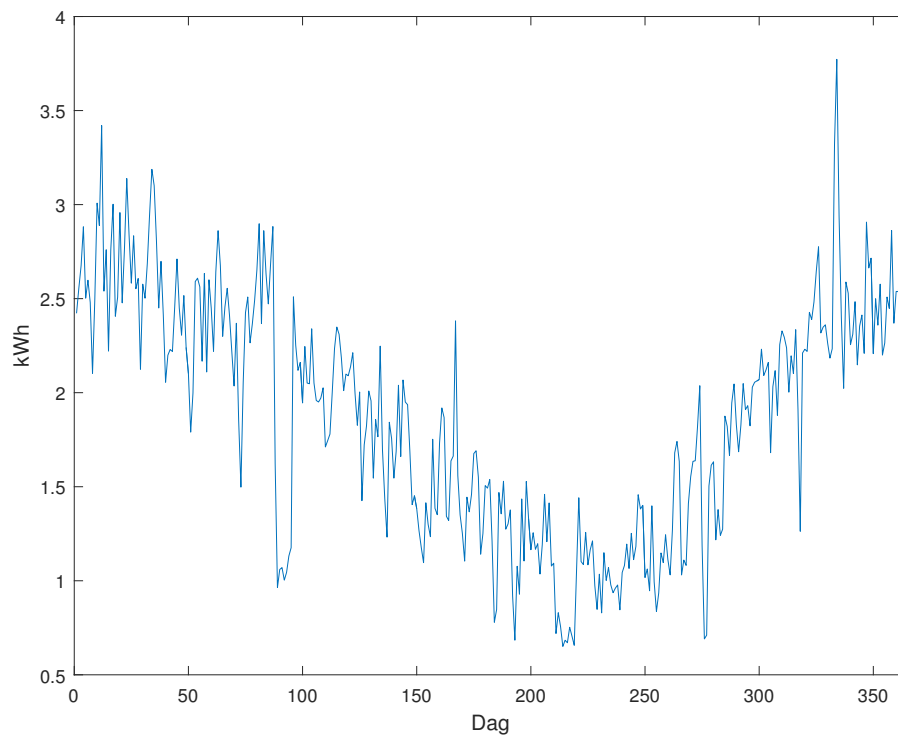
Det ble ikke gitt tillatelse til å gi ut informasjon om geografisk lokasjon for lastprofilen. Videre, ble det ikke opplyst om målingene var for en enebolig eller en leilighet, men ut ifra figurene 5.1 og 5.2 og tabell 5.1, kan det være rimelig å anta at målingene gjelder for en leilighet, eller lignende. Dette kan bekreftes av [38] og [39], der det er oppgitt at strømförbruket for en enebolig for ett år er rundt 25 000 kWh, mens for et rekkehus er på tilnærmet 15 000 kWh.

Tabell 5.1: Nøkkeltall fra lastdata for 2015.

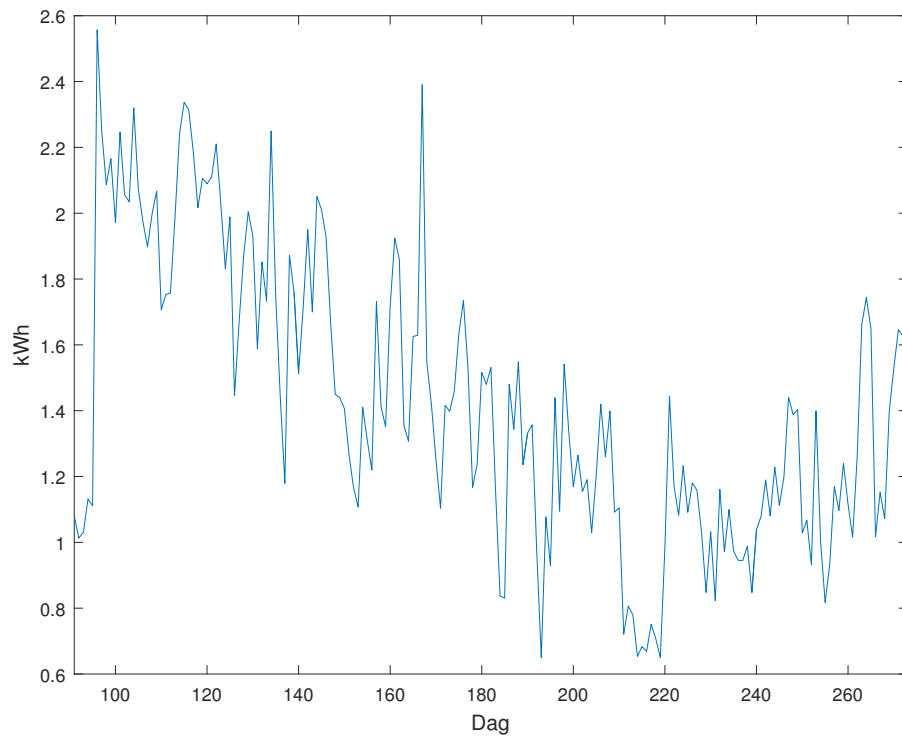
Tidshorisont	Totalt	Gjennomsnitt	Maksimum	Minimum
Hele 2015	16 426.9 kWh	1.87 kWh/h	6.21 kWh	0.33 kWh
Testperiode	6 277.57 kWh	1.43 kWh/h	5.3 kWh	0.33 kWh

Tabell 5.2: Totalt forbruk for april til og med september 2015.

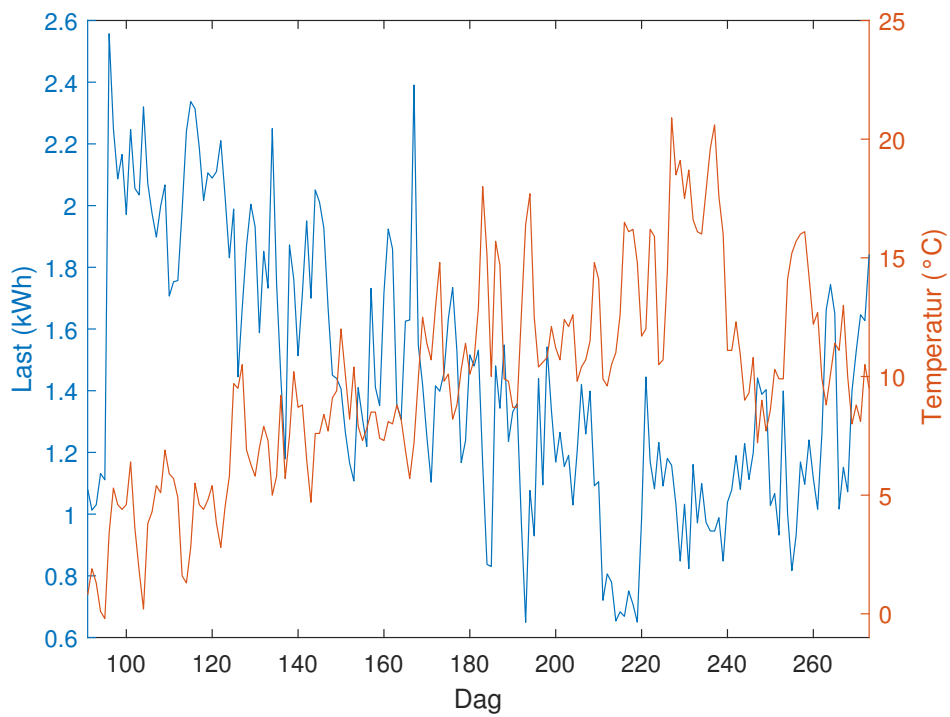
Måned	April	Mai	Juni	Juli	August	September
Forbruk (kWh)	1381.38	1310.54	1065.76	876.33	727.01	916.55



Figur 5.1: Gjennomsnittlig daglig forbruk for 2015.



Figur 5.2: Gjennomsnittlig daglig forbruk for april - september 2015.



Figur 5.3: Temperatur versus last for april - september 2015.

5.2 Solinnstråling

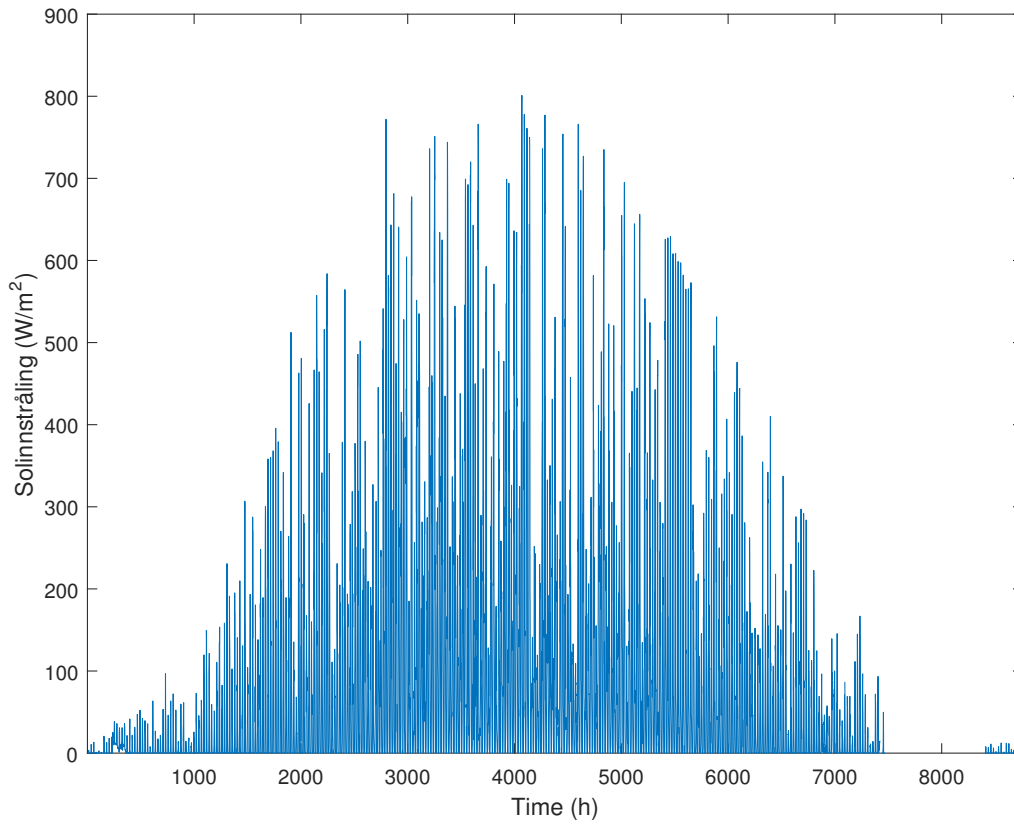
Værdata brukt til å estimere PV produksjonen ble hentet fra LandbruksMeteorologisk Tjeneste (LMT). LMT er et prosjekt i regi av NIBIO, med oppgave å skaffe meteorologiske data for steder i Norge til bruk i forskning og varslingstjenester.

Temperatur- og solinnstrålingsdata ble hentet fra Skogmo-målestasjon som ligger i Nord-Trøndelag, og i samme fylke lastprofilen ble hentet fra. Solinnstrålingen er målt i Global Horizontal Irradiance (GHI), det vil si stråling som faller inn på en horisontal flate. Den er oppgitt i W/m^2 og er summen av stråling direkte og diffus fra sola i området fra ultrafiolett lys til infrarødt lys [40].

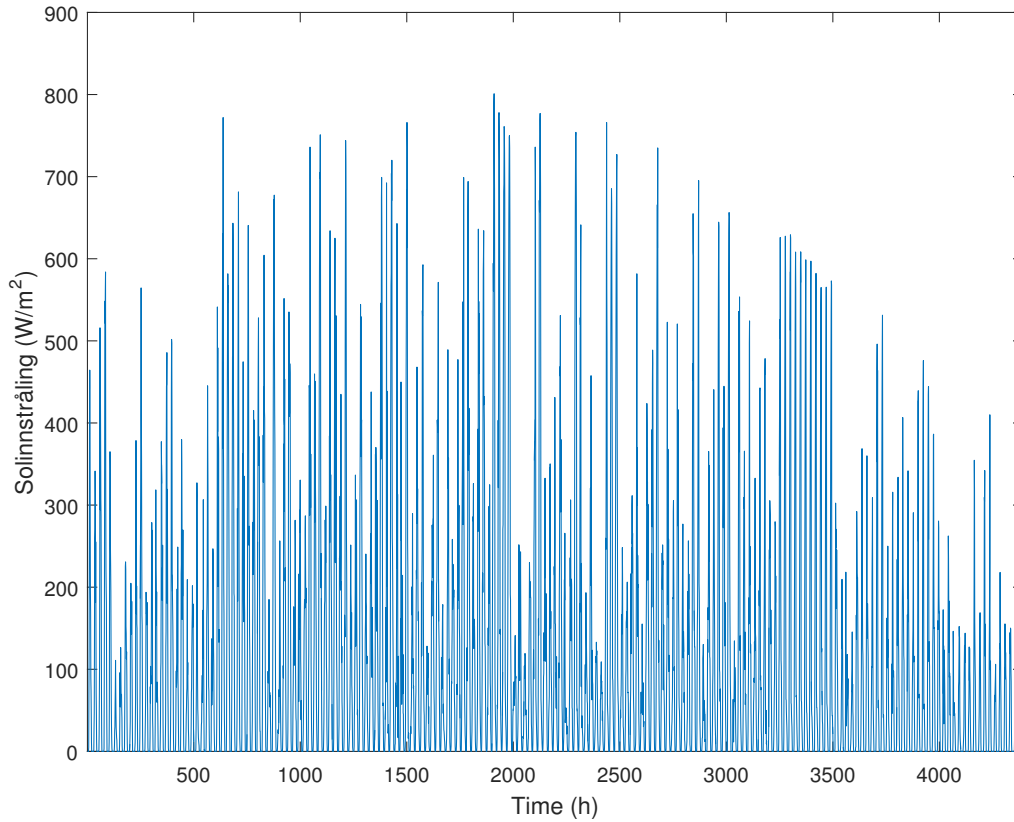
I tabell 5.3 er den totale solinnstrålingen per måned i testperioden gitt. Tabellen viser at september har lavest solinnstråling, mens i mai er det målt høyest innstråling. Solinnstråling per time for hele 2015 og perioden april til og med september 2015 er plottet i henholdsvis figur 5.4 og 5.5.

Tabell 5.3: Total solinnstråling per måned for testperioden.

Måned	Solinnstråling (W/m^2)
April	72874.10
Mai	110718.20
Juni	109233.80
Juli	92621.30
August	85746.90
September	45078.60



Figur 5.4: Solinnstråling målt som GHI for 2015.



Figur 5.5: Solinnstråling målt som GHI for april - september 2015.

5.3 Kraftpris og nettleie

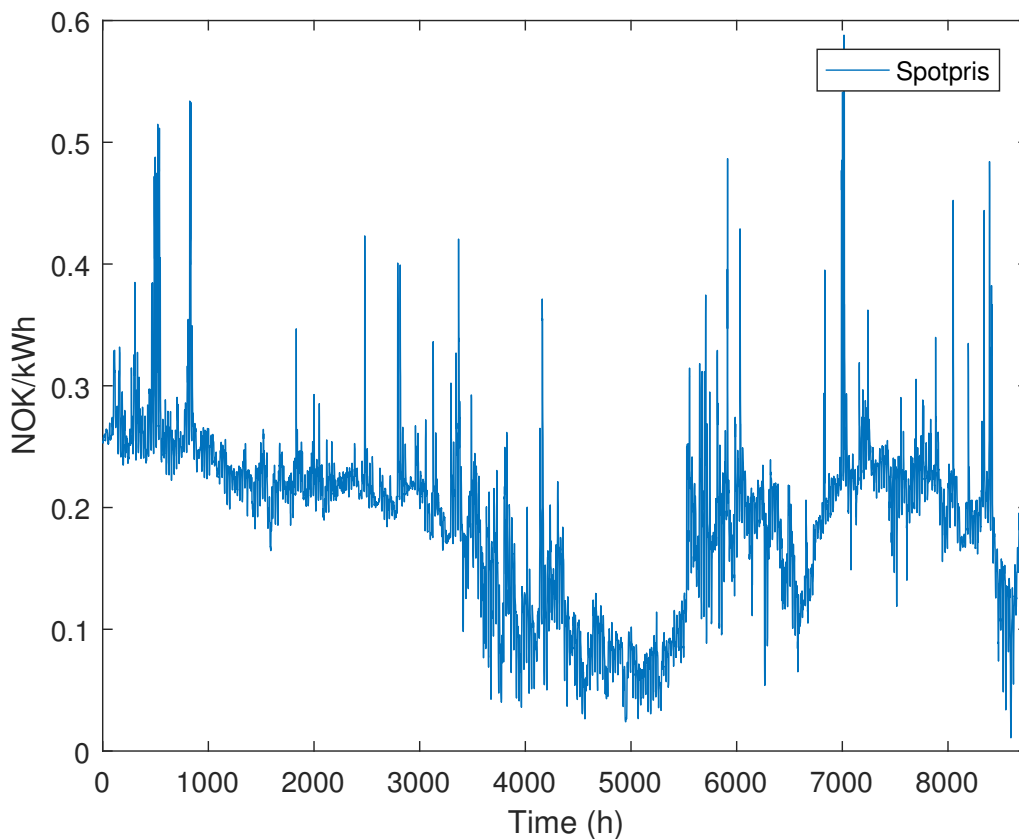
5.3.1 Spotpris

Spotprisen for Trondheim i 2015 ble lastet ned fra Nord Pool sine hjemmesider [41]. Timesverdier for spotprisene for 2015 er plottet i figur 5.6. Den høyeste spotprisen ble registrert 20. oktober 2015, klokka 08.00 og var 0.5880 NOK/kWh. Den laveste spotprisen fant sted 25. desember, klokka 02.00 og var 0.0109 NOK/kWh. Gjennomsnittsverdier for spotprisen for april til og med september 2015 er gitt i tabell 5.4.

5.3.2 Nettleie

Verdier for nettleien for Nord-Trøndelag (NTE Nett AS) for 2015 ble lastet ned fra NVEs nettleiestatistikk [37]. Disse er oppgitt under:

- Fastledd: 2500 NOK/år, som gir 208.34 NOK/måned.
- Energiledd: 0.433 NOK/kWh.



Figur 5.6: Spotpriser for 2015.

Tabell 5.4: Gjennomsnittsverdier for spotprisen i Trondheim for hver måned i testperioden.

Måned	Spotpris (NOK/kWh)
April	0.2191
Mai	0.1992
Juni	0.1283
Juli	0.0810
August	0.1263
September	0.1891

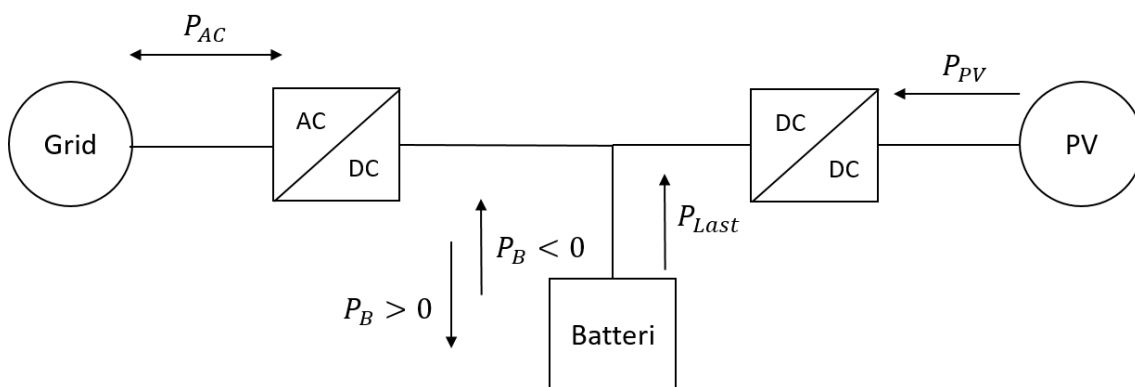
Kapittel 6

Detaljert beskrivelse av laboppsett

Dette kapitlet tar for seg utstyret i laboratoriet, som består av systemet *Smart Storage Enabler* levert av Eltek og en PV emulator. Kapitlet er basert på produktbladene [42–47] og erfaringer gjort i laboratoriet. I avsnittene 6.1 til 6.4 er utstyret i laboratoriet beskrevet og hvordan det ble brukt i forsøkene som ble utført. I avsnitt 6.5 er det beskrevet hvordan inputverdiene i forsøkene ble skalert, som resultat av begrensningene til inverterne i laboppsettet.

Laboratorieoppsettet består av åtte blybatterier, tre toveis-invertere (Ipack), en DC-DC inverter (solar modul) og en PV emulator. Batteriene, Ipackene og solar modulen utgjør systemet levert av Eltek. Hver Ipack er koblet til hver sin fase og til batteripakken, og knytter systemet til el. nettet. Solar modulen sammen med batteripakken er koblet på DC-skinna, og PV emulatoren er koblet til solar modulen. Laboppsettet er avbildet i figur 4.2, der PV emulatoren er til høyre i bildet og *Smart Storage Enabler* er til venstre i bildet.

Et skjematisk bilde av oppsettet i laboratoriet er gitt i figur 6.1. De tre Ipackene ble brukt til å modellere lasten og batteriet i systemet, der en Ipack modellerte lasten og de to andre tok seg av opplading og utlading av batteripakken. Dette kommer frem i effektflyten ved batteriet. Ettersom Ipackene er koblet til batteriet, vil Ipacken som modellerer lasten konstant lade ut batteriet med effekten P_{Last} . De to andre Ipackene utførte opplading og utlading av batteripakken, som et normalt batteri, avhengig av produksjonen fra PV emulatoren, P_{PV} , og forbruket, P_{Last} . Ved opplading er batterieffekten, P_B , større enn null og ved utlading er $P_B < 0$.



Figur 6.1: Effektflyt i laboppsettet.

6.1 Toveis-inverter: Ipack

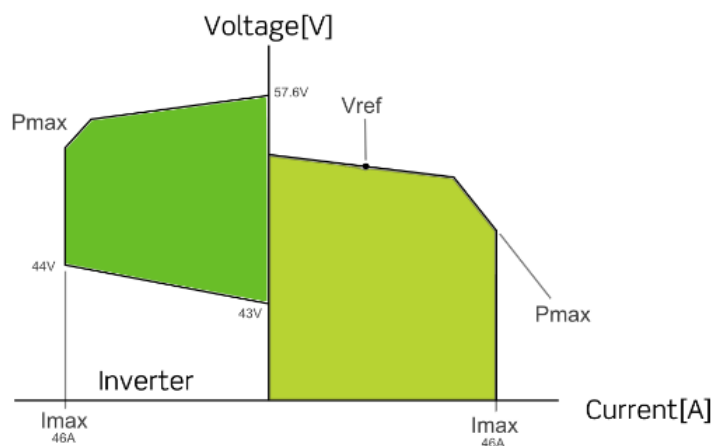
Hver Ipack består av både en likeretter og en vekselretter, som utgjør to ulike operasjonsmodus avbildet i figur 6.2. Operasjonsgrensene til venstre for y-aksen gjelder for likeretteren og til høyre for y-aksen gjelder for vekselretteren. Hver Ipack kan maksimalt levere en effekt på 2 kW til enhver tid. I figur 6.3 er inverterne i laboratoriet avbildet, der L1, L2 og L3 står for Ipackene koblet til hver sin fase.

I likerettermodus (AC/DC) vil Ipacken forsyne batteriet med konstant effekt fra en spenning på 48 til 57.6 Vdc, og med konstant strøm fra en spenning på 40 til 48 Vdc. Imidlertid er det vanlig praksis å sette spenningsreferansen på Ipacken mellom 48 og 56 Vdc, slik at den leverer konstant effekt, og i forsøkene ble den satt til 53.6 Vdc. En spenningsreferanse på 57.6 Vdc kan brukes for hurtiglading.

I vekselrettermodus (DC/AC) utfører Ipacken en utlading av batteriet. Når spenningen over batteriet faller under 46 Vdc, vil inverteren begrense effektytelsen for å beskytte batteriet mot uønskede spenningsverdier. En spenningsreferanse over 56 Vdc er ikke tillat i vekselrettermodus.

SubVIen i figur 6.4 ble brukt for å bestemme hvilket modus Ipacken skulle operere i. Den ble brukt som en del av hovedprogrammet og tok inn effektreferansen som var ønsket å gi Ipacken. Effektreferansen oppgis i prosent av maksimal effekt Ipacken kan håndtere. Effektreferanser fra -100% til 0% initierer vekselrettermodus (utlading av batteri) og effektreferanser fra 0 til 100% initierer likerettermodus (opplading av batteri). Ved å ta i bruk inputparameteren "Phase", ble det bestemt hvilken Ipack effektreferansen skulle gjelde for.

Som nevnt i innledningen til dette kapittelet og som figur 6.1 viser, ble Ipackene brukt til å både modellere en last i systemet og et batteri. Dette ble gjort ved å spesifisere effektreferansene til hver Ipack ved hjelp av inputparameteren "Phase". For Ipacken som oppførte seg som en last, var effektreferansen negativ. For de to resterende Ipackene var effektreferansen mellom en positiv og negativ verdi, avhengig av produksjonen, forbruket og hvilken kode som ble kjørt. Det resulterte i at en av fasene/Ipackene representerte "lasten", mens de to resterende fasene/Ipackene representerte "batteriet". SubVIen avbildet i figur 6.5 ble brukt til å utføre målinger på hver Ipack, ved å bruke inputparameteren "Phase".

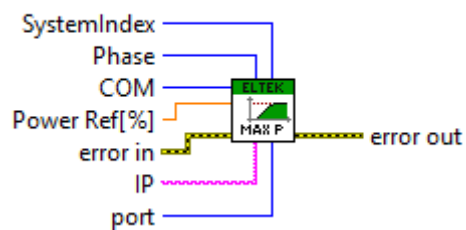


Figur 6.2: Operasjonsmodus for Ipack.



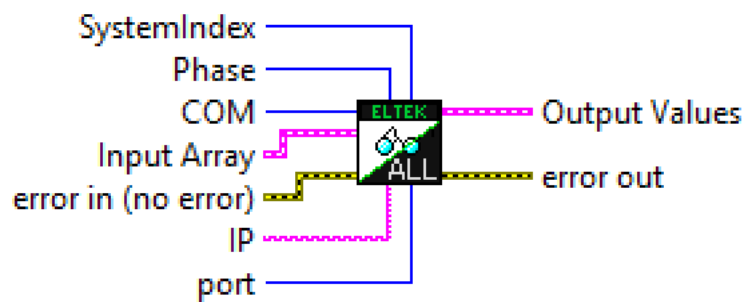
Figur 6.3: Invertere i laboratoriet.

EltekConverterDrivers.lvlib:SetPref.vi



Figur 6.4: SubVI som setter effektreferansen til hver Ipack.

Read Output.vi



Figur 6.5: SubVI som brukes til å utføre målinger på hver Ipack.

Ipackens virkningsgrad

Virkningsgraden til Ipackene varierer avhengig av om det foregår en opplading eller utlading av batteripakken, samt hvilken effekt som blir brukt i prosessene.

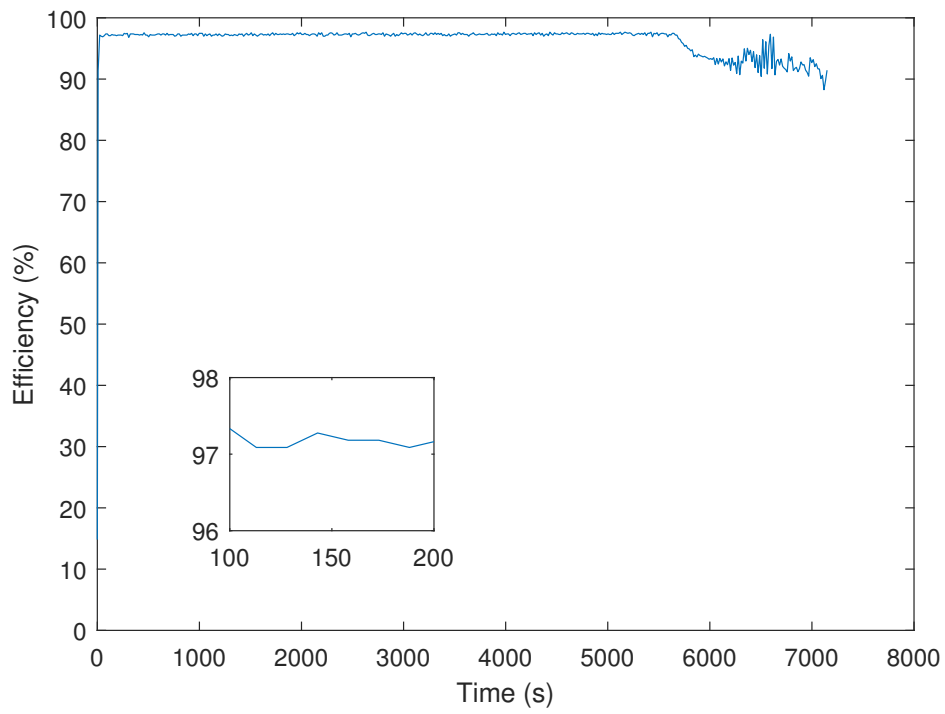
Virkningsgradene ble regnet ut som forholdet mellom effekt ut og effekt inn sett fra inverteren, og er oppgitt i formel (6.1) og (6.2) og plottet i figur 6.6 og 6.7. Virkningsgraden ved opplading er gitt av η_c , og virkningsgraden ved utlading av batteripakken er gitt av η_d . Det ble brukt en effektreferanse på 50% ved opplading og -50% ved utlading. Dette gir at hver Ipack ladet opp eller ut batteripakken med en konstant effekt på 1000 W. Det ble brukt en spenningsreferansen på 56 Vdc for Ipackene.

Som figurene viser er virkningsgraden ved opplading tilnærmet 97% og ved utlading tilnærmet 92%. Dette kan komme av ulik bruk av komponentene i Ipacken som følge av hvilken prosess (opp- eller utlading) som utføres. Med andre ord, hvilket operasjonsmodus, likeretter eller vekselretter, Ipacken er i.

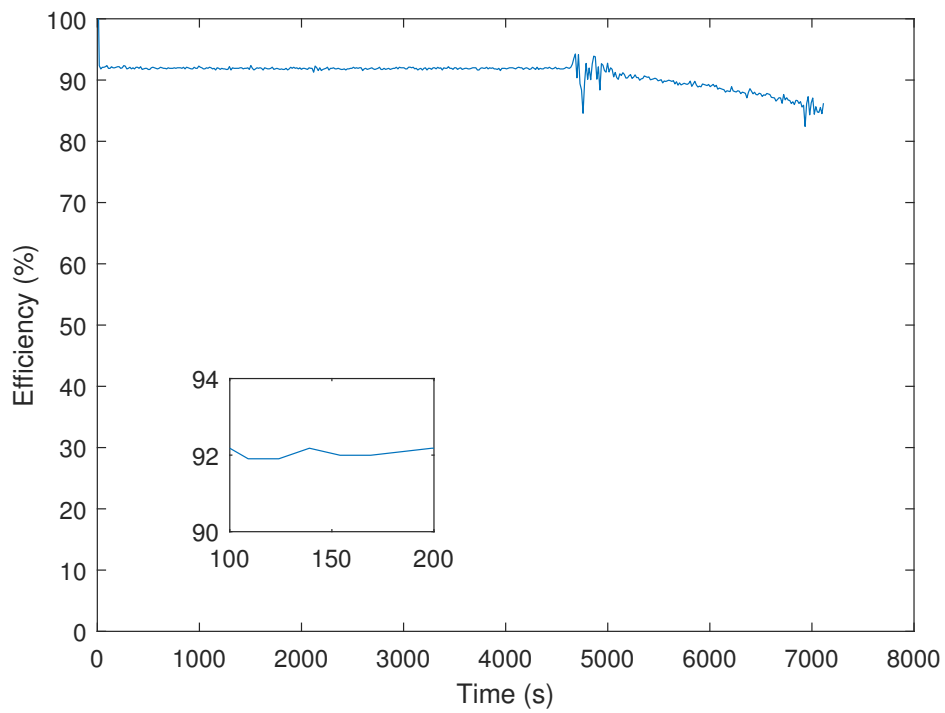
Ipackene beskytter batteriet mot uønskede spenningsnivåer. Når spenningen over batteriet begynner å nærme seg disse verdiene vil Ipackene begrense effekten som forsynes til/ trekkes fra batteriet. Denne prosessen er synlig i grafene for virkningsgradene, der det er tydelig at virkningsgradene faller, samt svinger opp og ned. Det er også tydelig fra grafene at denne prosessen settes i gang ved et tidligere tidspunkt for utlading enn ved opplading av batteripakken.

$$\eta_c = 100\% \cdot \frac{P_{dc}}{P_{ac}} \quad (6.1)$$

$$\eta_d = 100\% \cdot \frac{P_{ac}}{P_{dc}} \quad (6.2)$$



Figur 6.6: Virkningsgrad ved opladning; Ipackens likerettermodus.



Figur 6.7: Virkningsgrad ved utlading; Ipackens vekselrettermodus.

6.2 Batteripakken

Det ble brukt åtte blybatterier av modellen PowerSafe SBS 190F. Tabell 6.1 gir en oversikt over spesifikasjonene til hvert batteri. Hvert batteri inneholder 6 celler med en cellespenning på 2V, som gir en nominell spenning på 12V. Hvert batteri har en nominell kapasitet lik 190 Ah.

I laboratorieoppsettet er fire og fire batterier koblet i serie og de to seriekoblingene er i parallell. I forsøkene som ble utført, ble parallellkoblingen av batteriene benyttet, slik at totalkapasiteten ble doblet fra hva den er i hver seriekobling. Ipacken som modellerte "lasten" hadde alltid en negativ effektreferanse og ladet derfor ut batteriet konstant. For at batteripakken ikke skulle bli utladet fortere enn normalt, ble det bestemt at bruk av alle åtte batteriene var hensiktsmessig. Da ville det fortsatt være tilgjengelig kapasitet for de to andre Ipackene som modellerte "batteriet".

Den nominelle kapasiteten til et batteri gitt i kWh er:

$$C = 190 \text{ Ah} \cdot 12 \text{ V} = 2.28 \text{ kWh}$$

Det gir en total nominell kapasitet på:

$$C_{total} = 2.28 \text{ kWh} + 2.28 \text{ kWh} = 4.56 \text{ kWh}$$

Tabell 6.1: Batterispesifikasjoner.

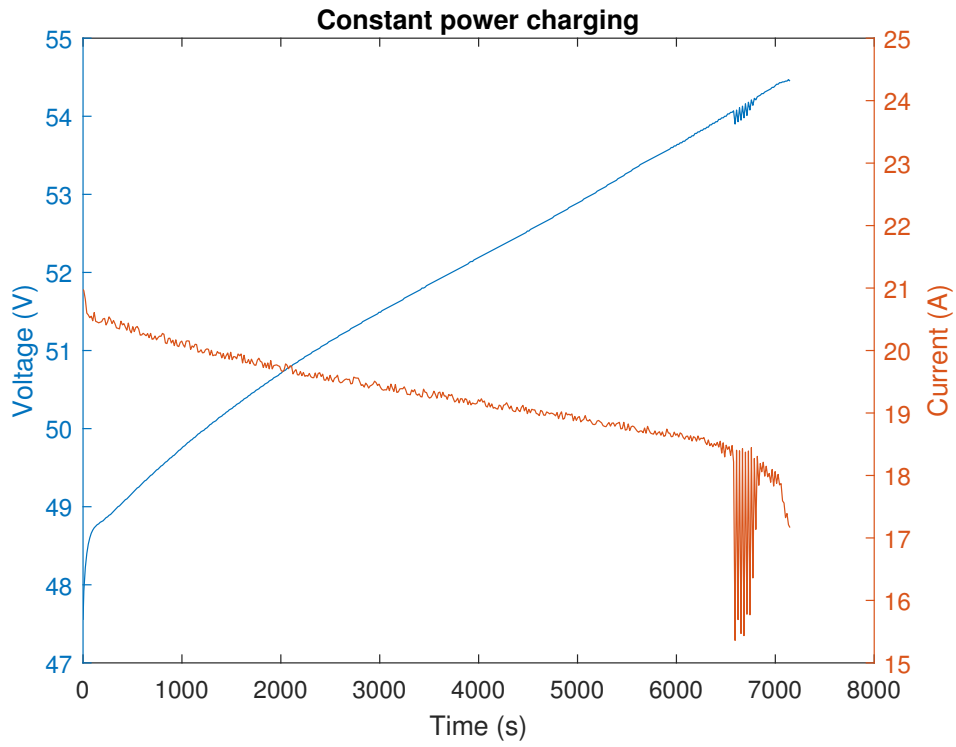
Parameter	Verdi
Nominell spenning (V)	12
Nominell kapasitet (Ah)	190
Dimensjon (mm)	561 L x 125 W x 316 H
Vekt (kg)	60
Kortslutningsstrøm (A)	3990
Indre resistans (mΩ)	3.2

Strøm- og spenningskarakteristikk

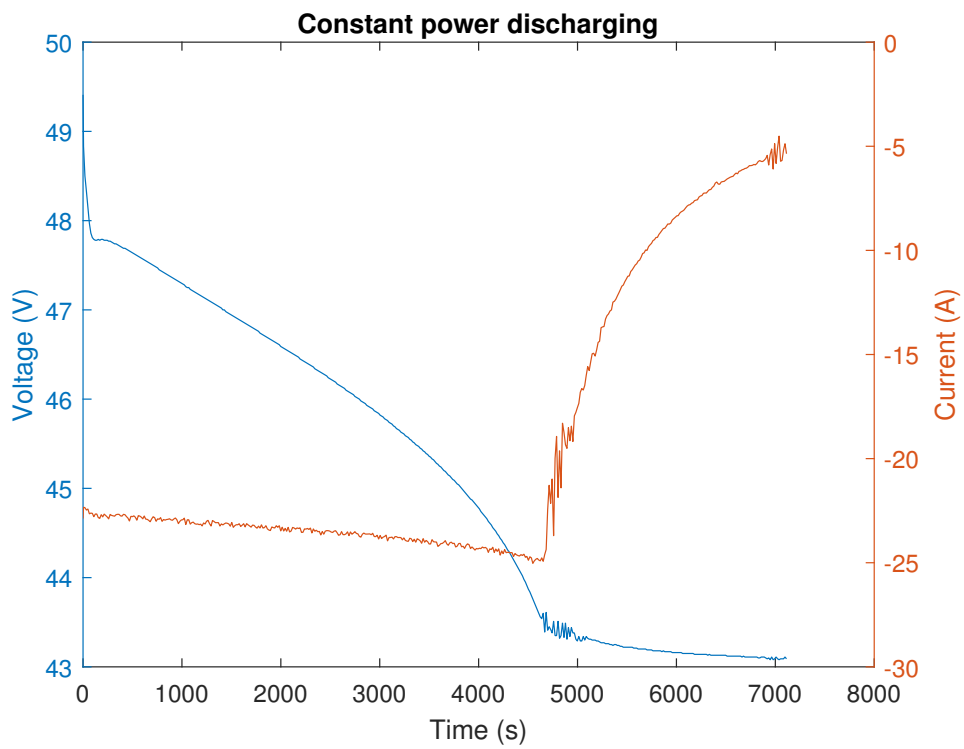
Som det ble beskrevet i avsnitt 6.1, ble det brukt effektreferanser for Ipackene. Det betyr at batteripakken ble ladet opp eller ut med konstant effekt.

Figur 6.8 viser strøm- og spenningskurvene ved opplading. Ipackene hadde en positiv effektreferanse på 50%, som gir at hver Ipack forsynet batteriet med om lag 1000 W. Spenningsreferansen som ble brukt var 56 Vdc. Figuren viser at Ipackene begrenser effektytelsen når spenningen over batteriet går over 54 Vdc.

Figur 6.9 viser strøm- og spenningskurvene ved utlading. Ipackene hadde en effektreferanse på -50%, og en spenningsreferanse på 56 Vdc. Figuren viser at Ipackene begrenser effektytelsen når spenningen over batteriet går under 44 Vdc. Basert på produktbladene vil en utlading ned til 46 Vdc, være tilnærmet 50% av nominell kapasitet, som er en godkjent verdi med tanke på å ikke slite ned livsløpet til batteriet.



Figur 6.8: Spenning og strøm ved opplading av batteri.



Figur 6.9: Spenning og strøm ved utlading av batteri.

6.3 DC-DC inverter: Solar modul

Solar modulen kan maksimalt levere en effekt på 1.5 kW til enhver tid. Den høyeste virkningsgraden som er mulig å oppnå er 96.5% ved 200 Vdc input. Solar modulen tar i bruk en MPPT-algoritme, slik at PV spenningen som genererer maksimal effekt alltid blir brukt. Tabell 6.2 oppsummerer de viktigste spesifikasjonene til inverteren. I figur 6.3 er solar modulen avbildet til høyre i figuren, merket som PV.

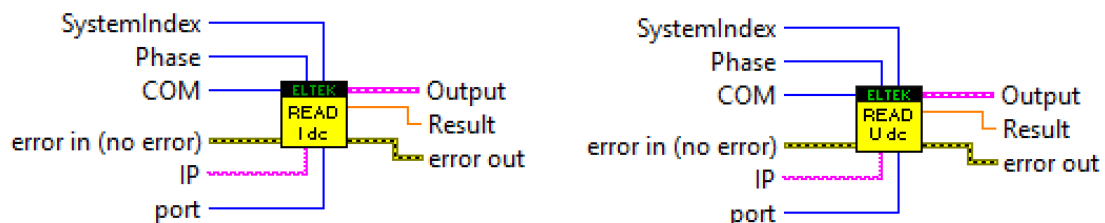
Solar modulen er koblet på DC-skinna, som figur 6.1 viser. I forsøkene var det solar modulen som håndterte produksjonen fra PV emulatoren. For hvert tidssteg i NI LabVIEW, ble PV produksjonen målt som produktet av strømmen og spenningen ut av solar modulen, etter at MPPT-algoritmen hadde funnet de verdiene av strøm og spenning som ga den maksimale effekten for det tidssteget. SubVIene som ble brukt for å måle strømmen og spenningen er avbildet i figur 6.10.

Det var ønsket å prioritere lading av batteriet fra solar modulen over lading fra Ipackene, slik at i periodene det var produksjon ble denne effekten prioritert for å dekke lasten, og eventuelt lade opp batteriet med overskuddseffekten. Med andre ord ville solar modulen ha første prioritet, og om den ikke klarte å levere nok effekt, ville også Ipackene levere. Da ville spenningen naturlig falle på deres referanse. Solar modulen ville fortsatt levere for fullt, mens Ipackene tok seg av differansen i effekt solar modulen ikke klarte å levere. For å få til dette, måtte spenningsreferansen til solar modulen settes høyere enn den til de to Ipackene som modellerte batteriet. Spenningsreferansen til solar modulen ble satt til 54.5V og spenningsreferansen til Ipackene ble satt til 53.6V.

Tabell 6.2: Spesifikasjoner for solar modulen.

	Parameter	Verdi
Input data	Nominell spenning	170 - 230 Vdc
	Spennings toleranse	85 - 265 Vdc
	Maksimal strøm	9.5 A ved nominell input
Output data	Spenning	53.5 Vdc
	Maksimal effekt	1500 W, med input spenning over 170V
	Maksimal strøm	31.3 A ved 48 Vdc

EtekConverterDrivers.lvlib:FP Solar Read Idc.vi **EtekConverterDrivers.lvlib:FP Solar Read Udc.vi**



(a) SubVI som måler strømmen ut av solar modulen. (b) SubVI som måler spenningen ved solar modulen.

Figur 6.10: SubVIer brukt for å måle PV produksjonen i systemet.

6.4 PV emulator

PV emulatoren 62100H-S fra Chroma ble brukt i laboratorietestene og er avbildet i figur 6.11. Emulatoren ble koblet til solar modulen og en datamaskin med USB-kabel. Den ble operert fra programvaren *Solar Array Start Panel*. PV emulatoren ble operert fra dette brukergrensesnittet i stedet for frontpanelet, vist i figur 6.11.

En Excel fil med temperatur- og innstrålingsdata ble lastet opp i programvarefunksjonen kalt "Real World Weather", som ved bruk av opplastet data genererte I-V og P-V kurver og utførte MPPT. Brukergrensesnittet til funksjonen er vist i figur 6.12. Denne funksjonen bruker matematiske modeller for å beregne kurvene og tar ikke hensyn til skyggebelegging av solpanelet. Dette fører til et resultat som ikke er 100% realistisk.

Den maksimale effekten, P_{mp} , for produksjonen ble satt til 1500 W, som er det solar modulen maksimalt kan håndtere. Maksimumsspenningen, V_{mp} , ble satt til 200V. Dette ga en maksimumsstrøm, I_{mp} , på 7.5A. Disse innstillingene er også vist i figur 6.12 av brukergrensesnittet til "Real World Weather".

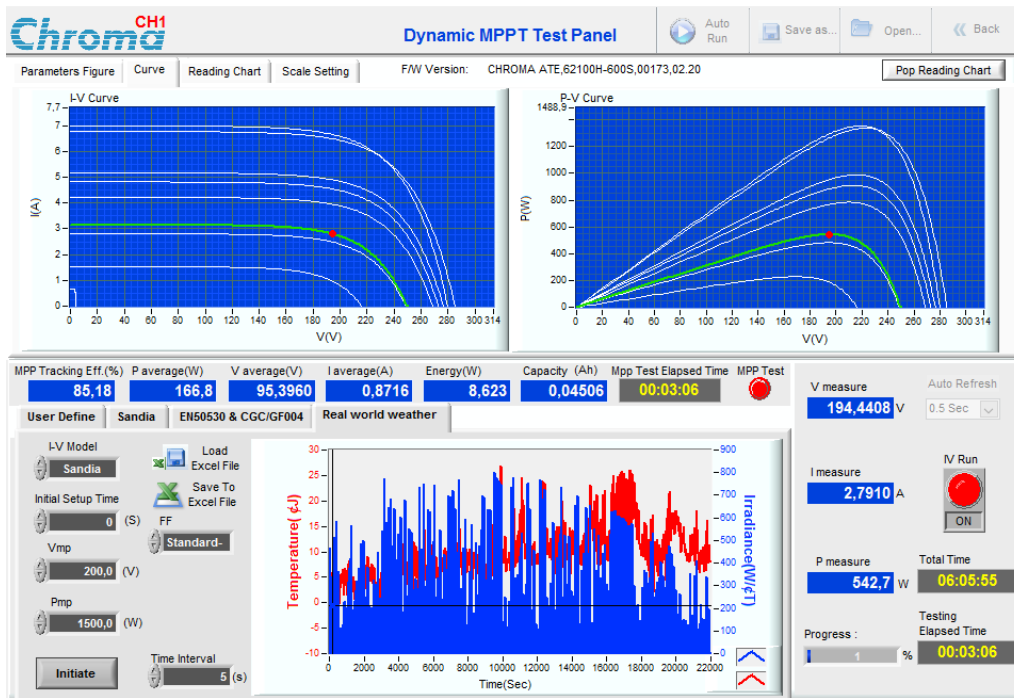
Solcellematerialet Standard Crystalline med en fyllfaktor på 0.68 ble brukt i forsøkene. Fyllfaktoren måler kvaliteten på ytelsen til solcellematerialet og er definert som [42]:

$$\text{Fyllfaktor} = \frac{\text{Effekt ved MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (6.3)$$

hvor produktet av I_{mp} og V_{mp} er den maksimale effekten som er mulig å oppnå, I_{IC} er kortslutningsstrømmen, V_{OC} er åpen klemmespenning, og produktet av disse er den teoretiske effekten.



Figur 6.11: PV emulatoren i laboratoriet.



Figur 6.12: Brukergrensesnittet til "Real World Weather".

6.5 Skalering av inputverdier

Det ble foretatt en skalering av lastprofilen gitt av SINTEF Energi, beskrevet i avsnitt 5.1, ved gjennomføring av forsøkene. Solar modulen har en effektbegrensning på 1.5 kW. Det var ønsket at systemet skulle ha en nominell installert produksjonseffekt på 4 kWp. Lastverdiene brukt i laboratorieforsøkene ble derfor skalert med faktoren $\frac{4}{1.5} = 2.667$.

Effekten batteriet ble ladet opp eller ut med, ble automatisk skalert fordi denne var basert på sammenligning av produksjon og last. Effektgrensene som ble brukt i use case "Regulering av effekt trukket fra nettet" ble også skalert med faktoren $\frac{4}{1.5}$ i forsøkene.

I resultatene ble verdiene skalert tilbake, slik at verdiene representerer et realistisk PV/batteri-system.

Kapittel 7

Resultater

7.1 Utviklede koder i NI LabVIEW

Det er utviklet to modeller i NI LabVIEW for å teste og analysere funksjonaliteten til use casene i laboratoriet. Modellene er testet med likt datagrunnlag, beskrevet i kapittel 5. I følgende avsnitt er de utviklede kodene for hvert use case beskrevet.

7.1.1 Utviklet kode for use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon

Flytskjemaet i figur 7.1 gir en oversikt over koden som er utviklet for dette use caset, og hele koden er gitt i vedlegg C, figur C.1.

Flytskjemaet viser avgjørelser og prosesser gjennom en iterasjon. Den første iterasjonen starter idet koden i NI LabVIEW blir satt i gang og kommunikasjonen til inverterne er etablert.

I hver iterasjon hentes det nye målinger for forbruk og produksjon ved bruk av Eltek-applikasjonene beskrevet i kapittel 6, slik at det kan bestemmes om batteriet skal lades opp eller ut. Ettersom inputparameterne er gitt i timesverdier, vil en iterasjon i realiteten gjenspeile en time.

Verdien for forbruk gjøres om til en negativ effektreferanse for Ipacken som modellerer lasten i systemet. Ved hjelp av applikasjonene utviklet av Eltek gjøres det målinger på solar modulen som representerer produksjonen fra PV emulatorene. Deretter sammenlignes verdiene for forbruk, P_L , og produksjon, P_{PV} . Avhengig av om $P_L < P_{PV}$ eller $P_L > P_{PV}$ vil Ipackene motta kommando om enten å forsyne batteriet med effekt eller trekke effekt fra batteriet. Med andre ord, vil Ipackene enten motta positive eller negative effektreferanser.

Om $P_L < P_{PV}$, vil batteripakken lades opp med overskuddseffekten lik,

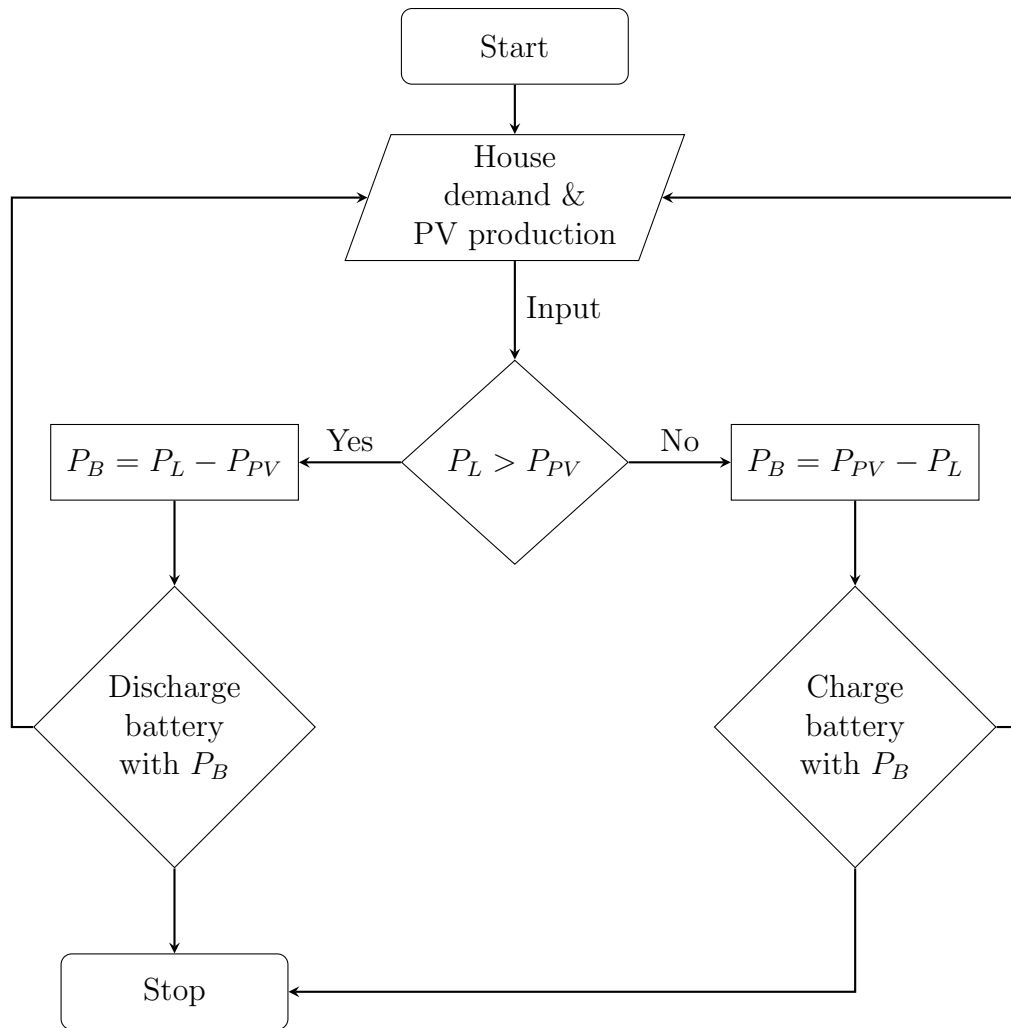
$$P_B = P_{PV} - P_L$$

Hver av Ipackene som modellerer batteripakken mottar da en positiv effektreferanse som er lik halvparten av P_B , slik at de til sammen forsyner batteriet med den totale overskuddseffekten. Om $P_L > P_{PV}$, vil batteripakken lades ut med effekten lik,

$$P_B = P_L - P_{PV}$$

Hver av Ipackene som modellerer batteripakken mottar da en negativ effektreferanse som er lik halvparten av P_B , slik at de til sammen lader ut batteriet med den totale effekten.

Denne prosessen foregår for hver iterasjon. Koden stoppes idet brukeren av programmet velger å stoppe den, en feil oppdages eller idet det den siste inputparameteren har kjørt gjennom den n-te iterasjonen. I dette tilfelle er det iterasjon nummer 4391, ettersom iterasjonen begynner å telle fra 0. Det gir 4392 iterasjoner, som er antall timer for seks måneder.



Figur 7.1: Flytskjema for use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon.

7.1.2 Utviklet kode for use case: Regulering av effekt trukket fra nettet

Flytskjemaet i figur 7.2 gir en oversikt over koden som er utviklet for dette use caset, og hele koden er gitt i vedlegg C, figur C.2.

Før koden kjøres, bestemmes verdien på effektgrensen, P_{lim} . Denne vil være konstant for hele testperioden, altså alle iterasjonene. Det ble brukt to ulike P_{lim} -verdier; 1.2 kW og 0.75 kW. $P_{lim} = 0$ ble ikke testet, ettersom det ville gitt likt resultat som use case "Håndtering av plusskundens PV produksjon".

Verdien for forbruk gjøres om til en negativ effektreferanse for Ipacken som modellerer lasten i systemet. Ved hjelp av applikasjonene utviklet av Eltek gjøres det målinger på solar modulen som representerer produksjonen fra PV emulatoren. Deretter blir P_g -verdien regnet ut, med bruk av målte verdier for produksjon og last:

$$P_g = P_L - P_{PV}$$

Denne verdien kan enten være positiv eller negativ, og i koden sjekkes det om $P_g > 0$.

Hvis $P_L > P_{PV}$, vil $P_g > 0$. Dette beskriver forbruket i huset som ikke er dekket av produksjonen. Koden sjekker videre om $P_g > P_{lim}$. Hvis dette stemmer er forbruket, som ikke er dekket av produksjonen, over effektgrensen som er satt. Hver av Ipackene som representerer batteriet vil motta en negativ effektreferanse lik halvparten av P_B , og batteriet settes til utlading for å dekke forbruket over effektgrensen P_{lim} . Effekten batteriet lades ut med er lik:

$$P_B = P_g - P_{lim}$$

Hvis $P_g < P_{lim}$, vil hver av Ipackene som modellerer batteriet motta en positiv effektreferanse lik halvparten av P_B og batteriet lades opp med effekten lik:

$$P_B = P_{lim} - P_g$$

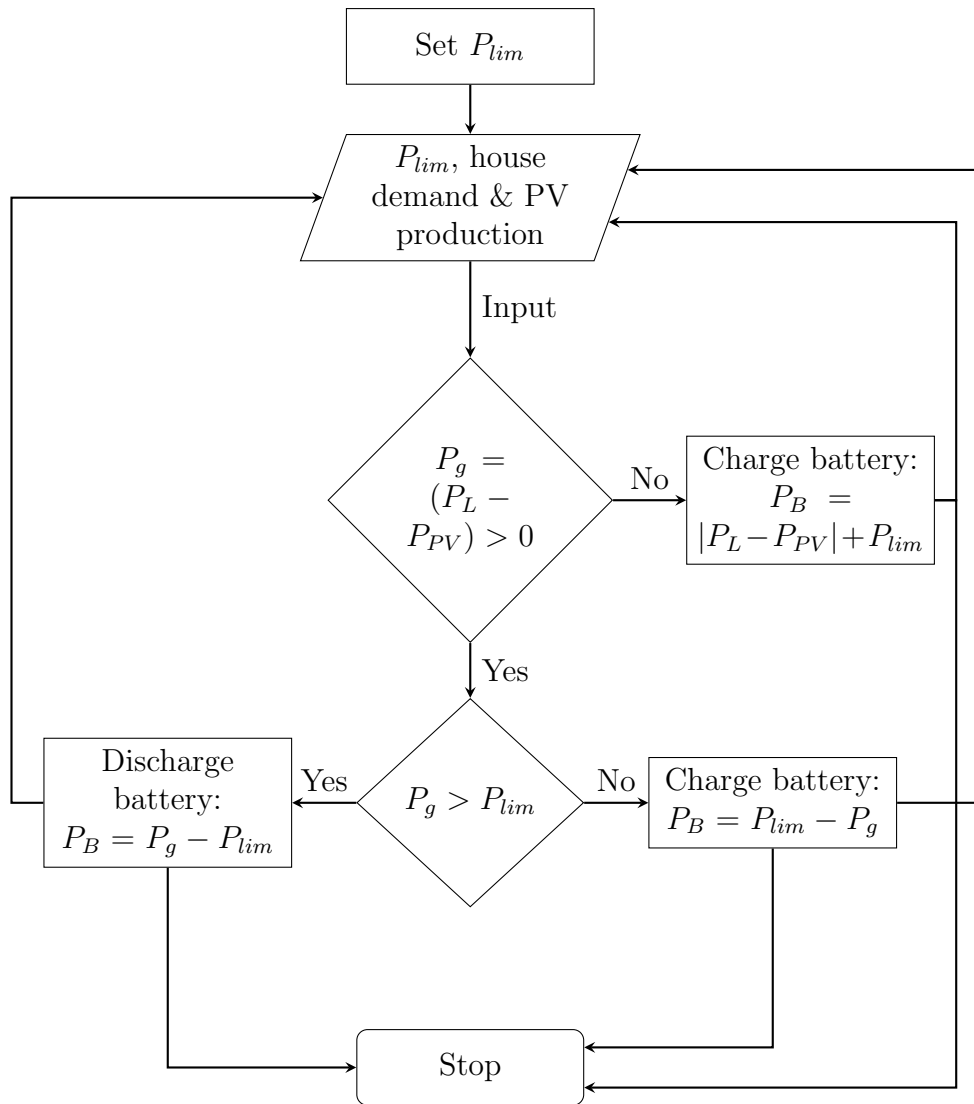
I et videre arbeid kan denne prosessen ekskluderes, hvis det er ønsket å trekke mindre effekt fra nettet, selv under effektgrensen som er satt. I dette arbeidet er det gjort fordi batteriet konstant lades ut av den ene Ipacken, som modellerer lasten.

Hvis $P_g < 0$, betyr det at produksjonen dekker hele forbruket og det blir ikke trukket effekt fra nettet. Ipackene mottar da en positiv effektreferanse som enten kan være overskuddskraften eller både overskuddskraften og effekt fra nettet opptil P_{lim} . Effekten batteripakken lades opp med er da maksimum:

$$P_B = |P_L - P_{PV}| + P_{lim}$$

Ettersom den ene Ipacken konstant trekker effekt fra batteriet, er det valgt å lade opp batteriet med maksimum effekt, slik at spenningen over batteriet ikke blir for lav.

Prosessene beskrevet over foregår for hver iterasjon, avhengig av om P_g er positiv eller negativ, samt større eller mindre enn P_{lim} . Koden stoppes idet brukeren av programmet velger å stoppe den, en feil oppdages eller idet det den siste inputparameteren har kjørt gjennom den n-te iterasjonen. For denne oppgaven er det iterasjon nummer 4391, ettersom iterasjonen begynner å telle fra 0. Det gir 4392 iterasjoner, som er antall timer for seks måneder.



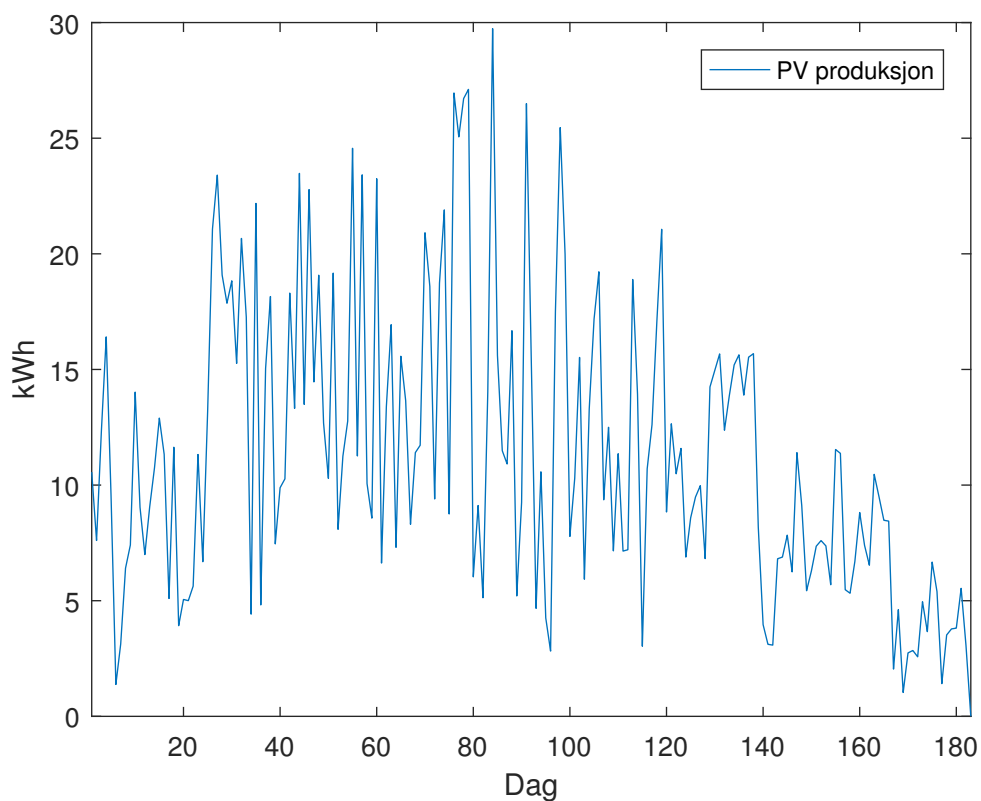
Figur 7.2: Flytskjema for use case: Regulering av effekt trukket fra nettet.

7.2 PV produksjon

Tabell 7.1 gir en oversikt over gjennomsnittlig og total PV produksjon for hver måned i testperioden. Den daglige PV produksjonen for april til og med september 2015 er plottet i figur 7.3. I vedlegg B.1 er det lagt ved plot av PV produksjonen per time for hver måned.

Tabell 7.1: PV produksjon per måned.

Måned	Gjennomsnitt (kWh/h)	Totalt (kWh)
April	0.4389	316.70
Mai	0.608	452.30
Juni	0.6418	462.10
Juli	0.5025	373.90
August	0.4047	301.10
September	0.2269	163.40



Figur 7.3: Daglig PV produksjon april - september 2015.

7.3 Use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon

I figurene B.6-B.11 er energiflyten for produksjonen, forbruket og batteriet plottet per måned, og er lagt i vedlegg B.2. Disse resultatene er brukt for å finne egenforbruket, den økonomiske verdien av egenforbruket og energien matet inn i nettet, som er oppgitt i tabellene under.

I tabell 7.2 og 7.3 er egenforbruket, uten og med batteri, for hver måned i testperioden oppgitt i henholdsvis prosent og kWh. Egenforbruket i prosent, φ_{sc} , er funnet med framgangsmåten beskrevet i avsnitt 4.4, og egenforbruket i kWh er funnet med formel (4.4). Tabell 7.2 viser at egenforbruket til plusskunden er høyest i april både uten og med batteri. Egenforbruket i september er kun 1% lavere sammenlignet med egenforbruket i april, med bruk av batteri. Tabell 7.3 viser at det er en større andel energi av forbruket som ble dekket av produksjonen i mai, juni og juli, selv om den relative verdien av egenforbruket i prosent er høyere i april og september.

I tabell 7.4 er det listet opp hvor mye kunden tjener per måned og totalt for testperioden, på grunn av egenforbruket, uten og med batteri. Disse verdiene er regnet ut med formlene (4.2)-(4.6).

I tabell 7.5 er det en oversikt over hvor mye energi som er matet inn i nettet per måned. Dette er regnet ut med formlene (4.2)-(4.5), der energien matet inn i nettet er andelen produksjon som ikke går med til å dekke forbruket og lade opp batteriet.

I figur 7.4 er spenningen over batteripakken for hele testperioden plottet.

Tabell 7.2: Egenforbruk, φ_{sc} , uten og med bruk av batteri, oppgitt i prosent.

Måned	Uten batteri (%)	Med batteri (%)
April	85.11	90.37
Mai	64.91	71.14
Juni	64.33	74.79
Juli	77.58	86.40
August	63.66	82.91
September	79.71	89.18

Tabell 7.3: Egenforbruk uten og med bruk av batteri, oppgitt i kWh.

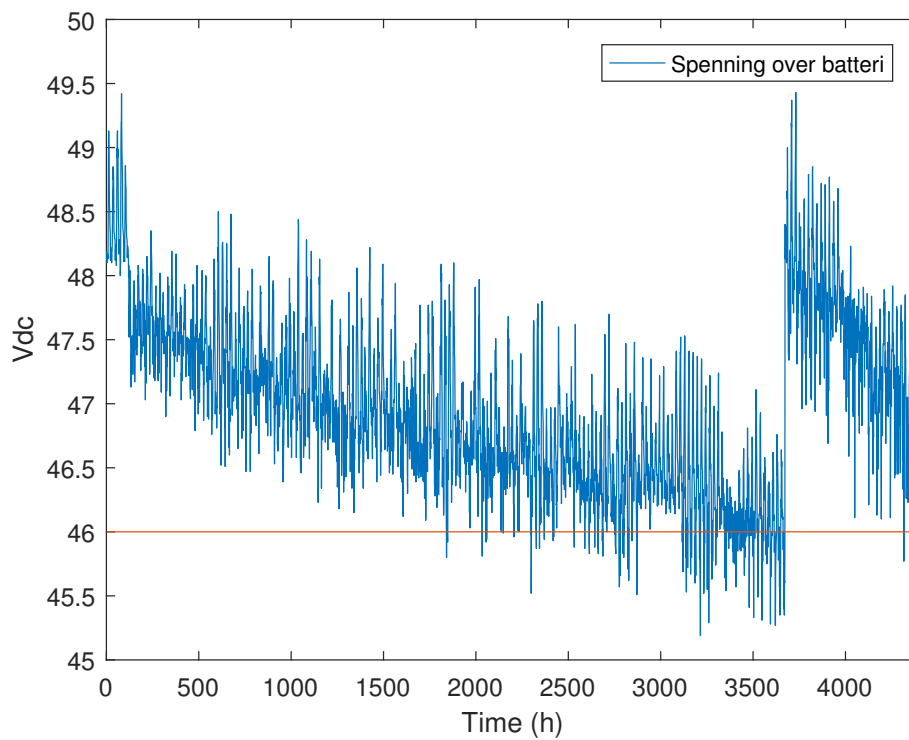
Måned	Uten batteri (kWh)	Med batteri (kWh)
April	269.53	286.20
Mai	293.60	321.78
Juni	297.27	345.61
Juli	290.06	323.05
August	191.68	249.65
September	130.25	145.72

Tabell 7.4: Den økonomiske verdien av egenforbruket uten og med batteri.

Måned	Uten batteri (NOK)	Med batteri (NOK)
April	394.43	401.65
Mai	425.56	437.76
Juni	396.34	417.27
Juli	364.21	378.50
August	329.36	354.46
September	295.63	302.33
Totalt	2205.53	2291.97

Tabell 7.5: Energien matet inn i nettet.

Måned	Uten batteri (kWh)	Med batteri (kWh)
April	47.17	30.50
Mai	158.70	130.52
Juni	164.83	116.49
Juli	83.84	50.85
August	109.42	51.45
September	33.15	17.68
Totalt	597.11	397.49



Figur 7.4: Spenningen over batteripakken gjennom testperioden.

7.4 Use case: Regulering av effekt trukket fra nettet

Fullstendige resultater ligger i vedlegg B.3, der forbruket over effektgrensa er plottet mot kompenseringen til batteriet og den totale energiflyten i systemet er plottet, for hver måned. Disse resultatene er brukt videre for å finne informasjonen i tabellene og plottene under. Diskusjonen er basert på resultatene som er lagt frem her.

I tabell 7.6 er det gitt en oversikt over netto energi systemet tar fra nettet over hver effektgrense, uten og med batteriet i bruk. Dette er også plottet i figur 7.5 og 7.6. For uten bruk av batteriet, er netto uttak regnet ut ved å subtrahere PV produksjonen og effektgrensen fra forbruket per time. For tilfellet med bruk av batteriet, er det regnet ut ved å subtrahere PV produksjonen, effektgrensen og utladingen av batteriet fra forbruket per time.

I tabell 7.7 er energien som batteriet ble ladet ut med og energien som batteriet ble ladet opp med gitt for hver måned.

I figur 7.7 og 7.8 er spenningen over batteriet plottet for hele testperioden for henholdsvis effektgrensen på 1.2 kW og 0.75 kW. Figurene viser at spenningen holder seg over 46 Vdc for mesteparten av testperioden. Spenningen over batteriet for effektgrensen på 1.2 kW holder seg ved en høyere verdi for april til og med august enn for effektgrensen på 0.75 kW. For effektgrensen på 0.75 kW, er spenningen over batteriet allerede for juni ved 46 Vdc for enkelte tider.

Tabell 7.6: Netto energi tatt fra nettet over effektgrensen, uten og med batteri.

Effektgrense = 1.2 kW

Måned	April	Mai	Juni	Juli	August	September
Uten batteri (kWh)	388.04	281.77	169.01	116.81	84.09	169.76
Med batteri (kWh)	87.89	97.85	74.72	53.75	45.15	67.18

Effektgrense = 0.75 kW

Måned	April	Mai	Juni	Juli	August	September
Uten batteri (kWh)	618.48	479.13	310.86	238.58	171.52	323.09
Med batteri (kWh)	94.67	111.18	92.55	89.12	77.68	72.58

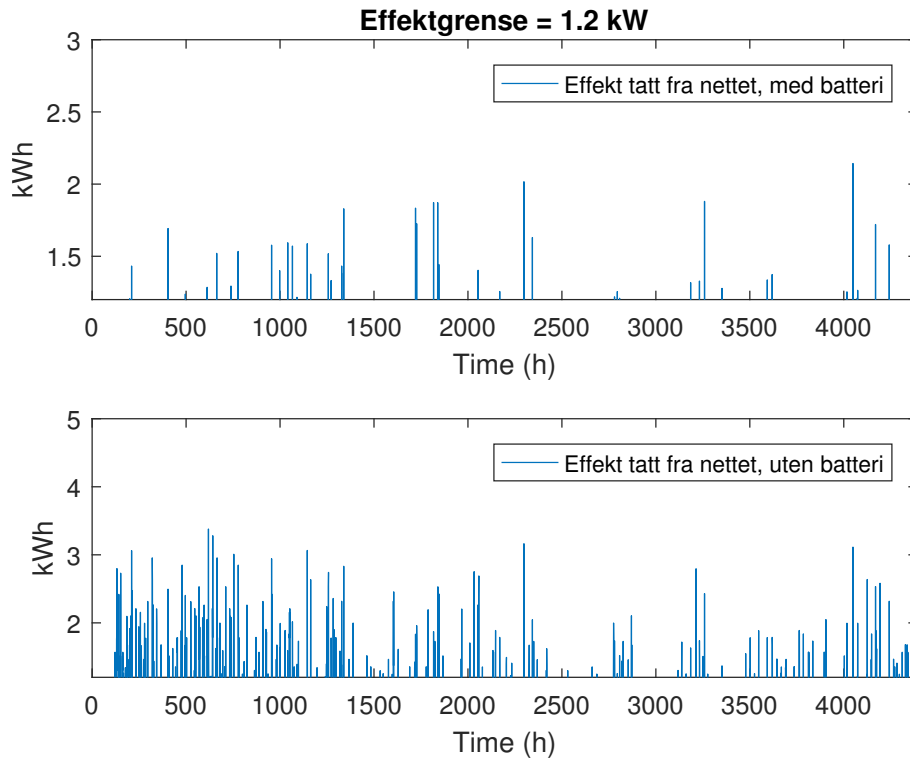
Tabell 7.7: Energi til opplading og utlading av batteri.

Effektgrense = 1.2 kW

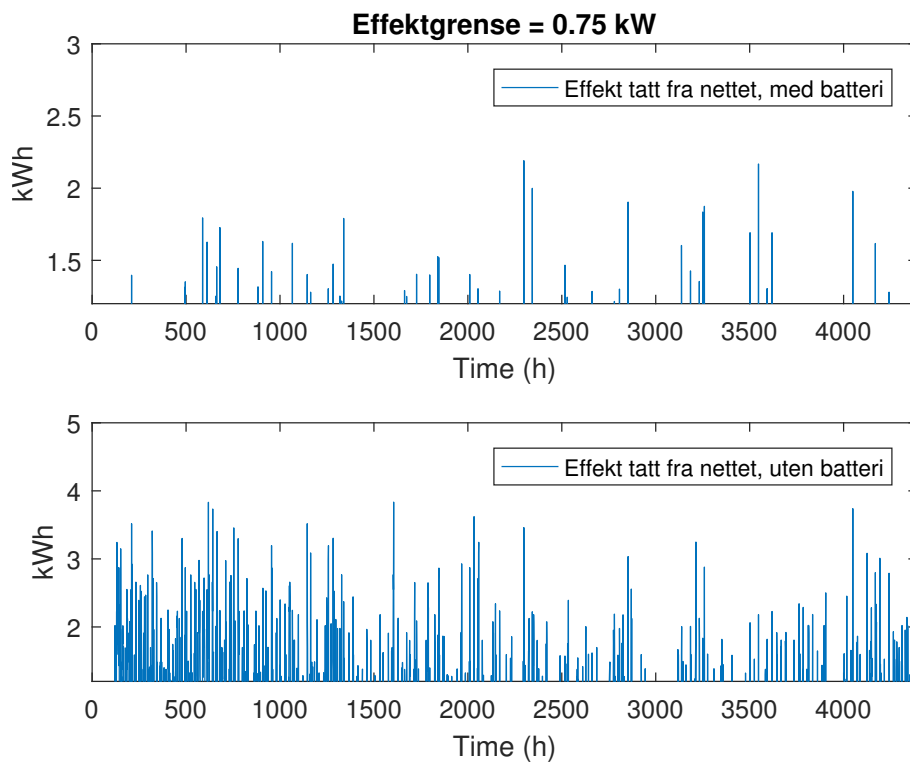
Måned	April	Mai	Juni	Juli	August	September
Opplading (kWh)	172.02	281.26	388.01	474.75	527.75	265.44
Utlading (kWh)	430.72	277.45	153.64	101.22	67.77	170.78

Effektgrense = 0.75 kW

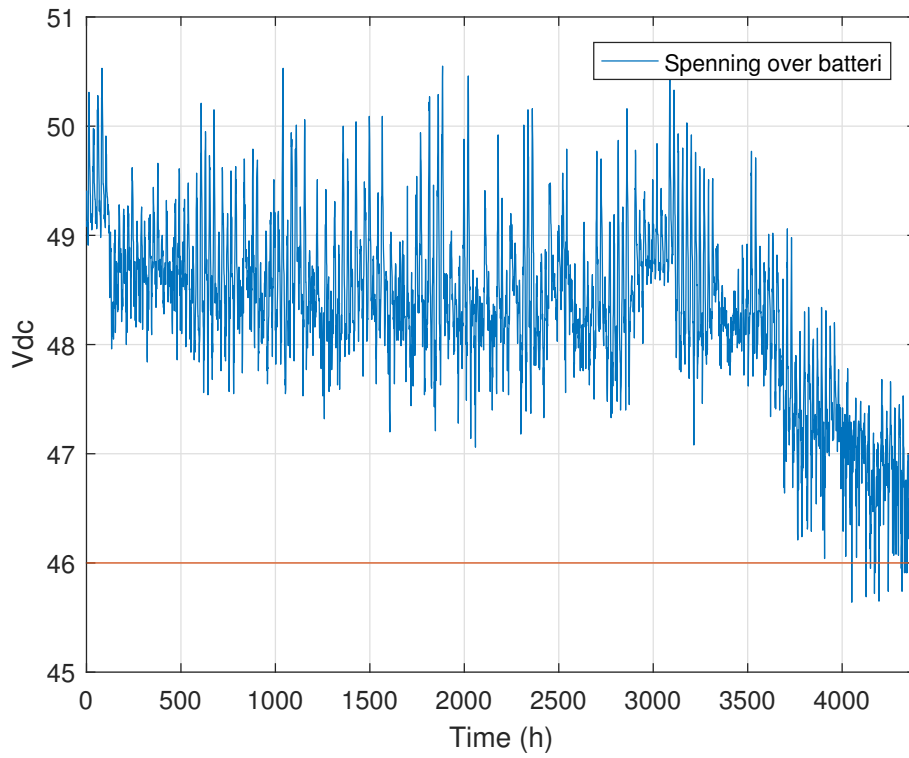
Måned	April	Mai	Juni	Juli	August	September
Opplading (kWh)	82.85	160.96	227.67	255.21	275.01	108.23
Utlading (kWh)	695.23	516.09	331.71	228.46	156.09	359.50



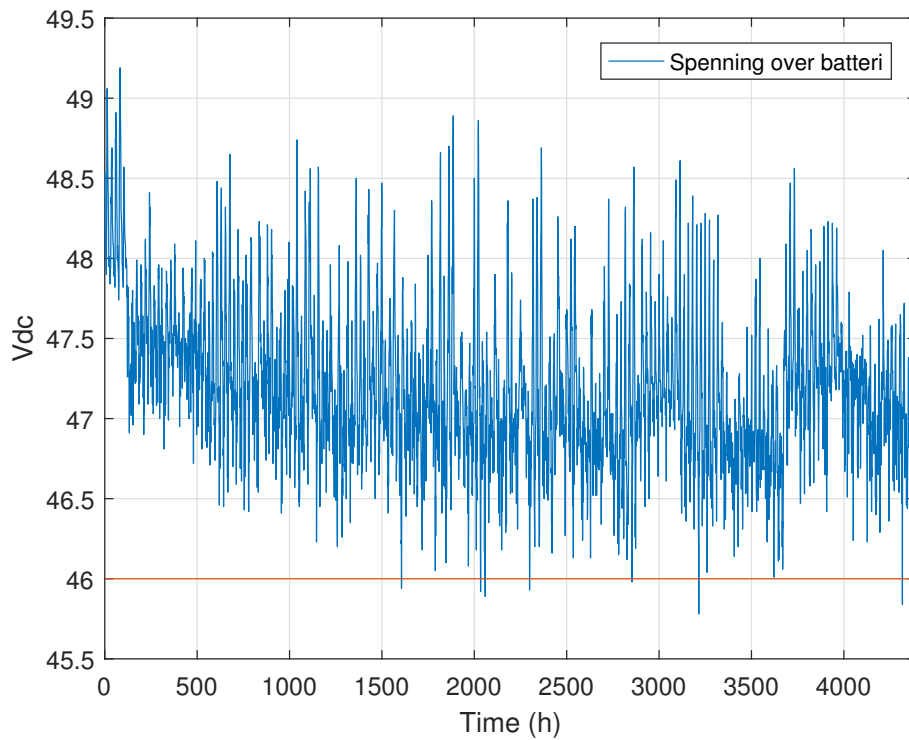
Figur 7.5: Netto uttak over effektgrensen, med og uten kompensering fra batteri.



Figur 7.6: Netto uttak over effektgrensen, med og uten kompensering fra batteri.



Figur 7.7: Spenningen over batteriet gjennom testperioden for effektgrense lik 1.2 kW.



Figur 7.8: Spenningen over batteriet gjennom testperioden for effektgrense lik 0.75 kW.

Kapittel 8

Diskusjon

8.1 Krav og antagelser til funksjonalitet og kostnad for realisering av use cases

Utover kostnadene knyttet til installasjon av et produksjonsanlegg og en batteripakke, er det knyttet ekstra kostnader og krav til realisering av de utviklede use casene. Deltakende aktører, beskrevet i tabell 4.1, er avgjørende for funksjonaliteten til use casene. Under er krav og kostnader for realisering av use cases listet opp.

- Et solpanel på husstaket med for eksempel maksimal kapasitet på 4 kWp har en investeringskostnad på 72 800 NOK, og etter Enovatilskuddet [48] vil det komme på 57 500 NOK [49].
- En batteripakke er et krav, og det er her tatt med to ulike typer.
 - En Tesla Powerwall, med kapasitet på 14 kWh: 62 200 NOK [50].
 - Åtte blybatterier med kapasitet på 2.28 kWh hver: totalt 45 560 NOK [51].
- Det er behov for en kommunikasjons- og styringsenhet. Denne har en investeringskostnad på om lag 3000 NOK, og en antatt levetid på 25 år [52].
- Det er behov for en styringsenhet til batteriet [53].
- For å bli en plusskunde er det et krav om å ha installert AMS og være tilknyttet nettet gjennom en plusskundeavtale [8].
- Det er antatt at huseier har tilgang til en smarttelefon, datamaskin eller nettbrett for å bestemme effektgrensen i use case ”Regulering av effekt trukket fra nettet”. Det må også utvikles en app som gir kunden tilgang til funksjonen.

8.2 PV produksjon

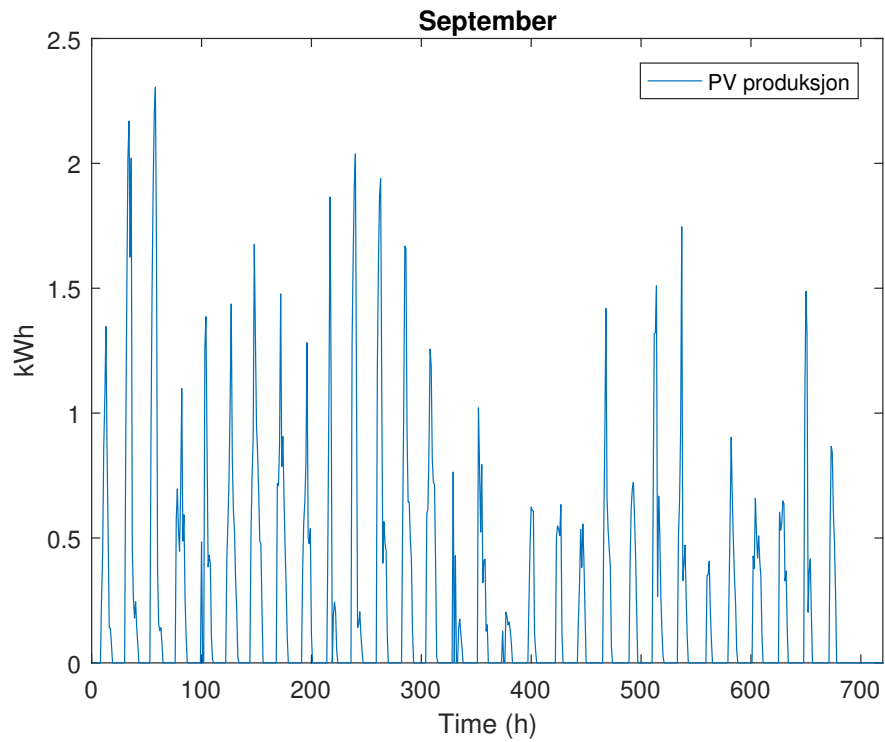
Basert på tabell 7.1, er det høyest PV produksjon i juni. Videre er PV produksjonen i april høyere enn i august. Basert på målt solinnstråling, tabell 5.3, skulle PV produksjonen i august vært høyere enn i april, og PV produksjonen i mai skulle vært høyere enn i juni. PV produksjonen i september var lavest for månedene i testperioden. Dette var forventet, ettersom tabell 5.3 viste at september hadde lavest målt solinnstråling.

Solinnstrålingen påvirker estimeringen av PV produksjonen, og derfor også de videre resultatene for hvert use case. Om PV produksjonen hadde korrespondert med målt solinnstråling kunne egenforbruket for enkelte måneder blitt annerledes enn det som er gitt i resultatene i avsnitt 7.3. Da hadde egenforbruket i mai og august, med stor sannsynlighet, vært lavere enn henholdsvis 71.14% og 82.91%, med bruk av batteri. Videre, kan det være rimelig å anta at dette hadde resultert i at den økonomiske verdien av egenforbruket for mai og august hadde blitt redusert, samt at det hadde blitt matet mer energi inn i nettet.

For use case "Regulering av effekt trukket fra nettet" kunne en høyere PV produksjon for mai og august, resultert i at netto uttak for disse to månedene hadde blitt redusert. Imidlertid er dette avhengig av at PV produksjonen og forbruket sammenfaller på de "riktige stedene". Om PV produksjonen øker der lasten allerede er dekket av produksjonen fra før, vil ikke en økt produksjon forandre noe. Likevel kan det bety at det er mer energi til å lade opp batteriet med, men dette avhenger av kapasiteten til batteripakken er stor nok.

I figur 7.3 er PV produksjonen null ved slutten av september. Dette kommer tydeligere fram i figur 8.1, der PV produksjonen for kun september 2015 er plottet. Imidlertid viser figur 5.5, der solinnstrålingen for april til og med september 2015 er plottet, at solinnstrålingen for slutten av september ikke er null. Mulige grunner til at PV produksjonen er målt til null i slutten av september er diskutert i avsnitt 8.5.1 og 8.5.2.

I figur 8.2 er solinnstrålingen per dag for januar og juli over hele Norge vist, og basert på figuren varierer solinnstrålingen, og dermed også PV produksjonen, avhengig av geografisk lokasjon. I følge [54], er det målt høyest solinnstråling i Kristiansand. Det betyr at om use casene hadde blitt testet med et datagrunnlag fra Kristiansand ville PV produksjonen vært høyere. Avhengig av hvor stort forbruket hadde vært, kunne dette enten ført til et høyere eller lavere egenforbruk. Om forbruket hadde vært mindre, ville det mest sannsynlig gitt et lavere egenforbruk. Dette avhenger også av størrelsen på batteripakken, men det er rimelig å anta at batteripakken ikke hadde hatt stor nok kapasitet til å lagre all overskuddskraft fra produksjonen. Som et resultat, ville det også blitt matet inn mer energi i nettet. Imidlertid er det vanskelig å si om den økonomiske fortjenesten til plusskunden totalt sett ville ha økt eller blitt redusert. Dette avhenger av prisen på kjøp og salg av strøm, og hvor stor andelen av innmatet energi er. Prisen som brukes til å regne ut verdien av forbruket dekket av egenprodusert strøm er høyere enn prisen på salg av egenprodusert strøm, men om det blir matet inn "nok" energi kan kunden tjene mer enn det som var tilfelle i denne oppgaven.



Figur 8.1: PV produksjon i september 2015.



Figur 8.2: Solinnstråling målt i GHI for januar og juli [54].

8.3 Use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon

8.3.1 Egenforbruket og effekt utvekslet med nettet

Det er lettere å bruke all generert strøm selv når produksjonen er lav enn når den er maksimum, samtidig som at eget forbruk er høyt. Ut ifra denne logikken, var det forventet at egenforbruket i april og september ville være høyest. Tabell 7.2, viser at dette stemmer, og at egenforbruket i april er 1% høyere enn i september, med bruk av batteri. Imidlertid er PV produksjonen i september betraktelig lavere enn i april. En mulig forklaring på dette kan være at april har et høyere totalforbruk enn september, og vil dermed forbruke mer av sin egen PV produksjon selv om den er høyere enn i september. Det er også viktig å påpeke at PV produksjonen ble målt til null i slutten av september, som med stor sannsynlighet har gjort egenforbruket i september høyere enn det ville ha vært. Dette påvirker påliteligheten til resultatene for egenforbruket i september, samt de videre resultatene for september ettersom de er basert på verdien av egenforbruket.

Som nevnt i avsnitt 3.2.2, er egenforbruket i prosent, φ_{sc} , en relativ verdi. Det avhenger av forholdet mellom eget forbruk dekket av lokal produsert elektrisitet og den totale produksjonen, og i dette tilfellet også hvor mye av overskuddet av produksjonen som går til opplading av batteripakken. I resultatene kommer dette tydelig fram. I september er PV produksjonen lavere enn noen annen måned i testperioden. Samtidig er septembers totalforbruk høyt, 916.55 kWh. Dette vil da føre til at nesten hele produksjonen går til å dekke forbruket, og/eller lade opp batteriet, og svært lite energi vil bli matet inn i nettet. Dette bekreftes av tabell 7.5, der totalt innmatet energi for september er på 33.15 kWh og 17.68 kWh, for henholdsvis uten og med batteri. Imidlertid er det april som har det høyeste egenforbruket og det kunne dermed vært forventet at april også ville ha den laveste innmatede energien, men siden PV produksjonen i april er 48% høyere enn i september, vil det gi en større andel innmatet energi.

Ved å sammenligne tabell 7.2 og 7.3, er det også tydelig at egenforbruket i prosent er en relativ verdi. Selv om april og september har den høyeste φ_{sc} -verdien med bruk av batteriet, ble det brukt mer energi, kWh, av produksjonen i juni og juli. Dette kommer av at produksjonen i juni og juli var høyere enn i april og september, samtidig som juni og juli har en relativ høy φ_{sc} -verdi med bruk av batteriet.

I oversikten over innmatet energi, tabell 7.5, er det en klar trend som viser at med bruk av et batteri vil netto innmatet energi bli betraktelig redusert. Den totale innmatede energien synker med 33% fra å ikke bruke batteriet til å bruke det. Dette kan bety at med den økende trenden i installasjoner av distribuert produksjon, kan det bli et krav om å installere en batteripakke, slik at innmatet energi reduseres og dermed utsetter behovet for tiltak i nettet.

8.3.2 Nytteverdi ved realisering av use caset

Det viser seg at totalt sett for testperioden, utgjør bruk av batteriet en forskjell på 4% i økt økonomisk verdi av egenforbruket fra å ikke bruke batteriet til å bruke det. Et annet interessant funn er at kunden har høyest økonomisk fortjeneste i mai.

Prisen på kjøp av elektrisitet, som er brukt for å regne ut verdien av å forbruke sin egen produksjon, tar hensyn til nettleien, mens for innmatet energi er kun spotprisen brukt. En rimelig antakelse basert på dette ville vært at plusskunden har størst økonomisk fortjeneste i april og september, ettersom φ_{sc} -verdien i disse månedene er høyest. Imidlertid stemmer ikke dette. Det kommer av at egenforbruket i kWh er høyere i mai enn i april og september, som et resultat av at mai har høyere PV produksjon.

Basert på den totale verdien av økt egenforbruk gitt i tabell 7.4, kan besparelsen til kunden, for april til og med september 2015, estimeres over levetiden til anlegget med formel (8.1) [55].

$$F = A \frac{(1 - (1 + i)^{-N})}{i} \quad (8.1)$$

der

- A = årlig beløp, mens for denne oppgaven er det beløpet for testperioden
- i = diskonteringsrente
- N = antall år

Ved å anta en diskonteringsrente på 4% og 25 års levetid for kommunikasjons- og styringsenheten (HEMS), solcelleanlegget og batteripakken, er den kapitaliserte verdien av egenforbruket over 25 år, henholdsvis 34 455 NOK og 35 805 NOK for uten og med bruk av batteri.

Dette gir en ide av hvor mye kunden kan spare over en 25 års periode, men ikke et korrekt bilde ettersom hverken degradasjon av utstyret eller månedene utenom april til september er tatt med. Installasjonskostnader som er diskutert i 8.1 er heller ikke inkludert i denne estimeringen, og vil komme i tillegg.

Med andre ord, er installasjon av et batteri ikke lønnsomt tatt i betraktning batteriets investeringskostnad. Imidlertid er det viktig å huske på at batteriet kan gi andre nytteverdier. For plusskunden kan dette være å dekke effekttoppene i forbruket på vinteren i perioder med høye spotpriser. For nettselskapet kan installasjon av et batteri sammen med lokal PV produksjon hos en plusskunde, begrense innmatet effekt, som kan føre til utsettelse av tiltak i nettet som er dyrt og ressurskrevende.

8.3.3 Spenningen over batteriet

Det faktumet at det ikke ble utført SOC målinger på batteripakken, og dermed ikke mulig å utnytte scenario 2 i dette use caset, beskrevet i avsnitt 4.1.1, kunne ført til at batteripakken ble ladet ut langt under det som normalt hadde vært ønskelig for å bevare batterilevetiden.

Basert på produktbladene [44]-[46], skal en utlading ned til en spenning på 46 Vdc svare til en batterikapasitet på 50% av nominell kapasitet. Dette er en godkjent verdi med tanke på å ikke redusere batterilevetiden drastisk. Som figur 7.4 viser, ligger batterispenningen mellom 50 og 45 Vdc for testperioden. Det plutselige spenningshoppet i figuren kommer av at september ble testet separat, og at batteriet ble ladet opp en periode i mellomtiden. Dette ble gjort for å unngå uønskede spenninger over batteriet og for å bevare batterilevetiden.

Det er rimelig å anta fra plottet i figur 7.4 at om ikke testingen hadde foregått i et kontrollert miljø, som et laboratorium er, samt om september ikke hadde blitt testet separat, ville batterispenningen mest sannsynlig beveget seg langt under 46 Vdc. Dette er ikke ønskelig fordi det fører til at levetiden til batteriet reduseres. Konsekvenser av dette kunne vært at plusskundens investeringskostnader ville økt, om kunden måtte bytte ut batteripakken tidligere enn først antatt. Use caset ville heller ikke ha fungert optimalt ettersom kapasiteten til batteriet med stor sannsynlighet ikke hadde vært tilgjengelig til å dekke forbruket i de periodene den var ment å gjøre det.

Ladetilstanden til batteripakken er ment som en begrenset parameter som skal legge føringer på om opplading eller utlading av batteripakken kan gjennomføres, og som passer på at batterilevetiden blir bevart. For praktisk bruk av use casene senere betyr det at en modell for å måle ladetilstanden til batteripakken må utvikles, slik at scenario 2 i dette use caset kan bli implementert i NI LabVIEW-modellen.

8.4 Use case: Regulering av effekt trukket fra nettet

8.4.1 Opplading og utlading av batteriet

Ved å sammenligne resultatene for de to effektgrensene, i tabell 7.7, kommer det klart frem at ved en lavere effektgrense må batteriet kompensere mer enn det trenger for en høyere effektgrense. For effektgrensen på 1.2 kW bruker batteriet totalt 1201.58 kWh på å kompensere for lasten, mens for effektgrensen på 0.75 kW bruker batteriet totalt 2287.08 kWh. Dette var som forventet, ettersom forsøkene er gjort for likt datagrunnlag. Det betyr at levetiden til batteriet er kortere for effektgrensen på 0.75 kW enn for grensen på 1.2 kW, over en lengre tidsperiode.

Tabell 7.7 viser at i juli og august ble batteriet ladet opp med mest energi, uavhengig av hvilken effektgrense som ble brukt. For effektgrensen på 1.2 kW ble batteriet totalt ladet opp med 2109.23 kWh, mens for effektgrensen på 0.75 kWh var det 1109.94 kWh. Dette kommer av at ved en høyere effektgrense vil en større del av lasten være under grensen, som følge av at forbruket er dekket av produksjonen og effekten opp til effektgrensen. Dette gir større rom for opplading av batteriet.

Et godt eksempel på dette er for juli i tabell 7.7. For effektgrensen på 1.2 kW, er energien som går til utlading 78% mindre enn den som går til opplading. Samtidig er energien som går til utlading for effektgrensen på 0.75 kW kun 10% mindre enn for opplading. Videre er juli den måneden med nest minst forbruk og en av månedene med høyest produksjon. Resultatene i tabellen viser også at en effektgrense på 1.2 kW er høyt for juni og august. Ved å sammenligne disse to månedene for effektgrensen på 0.75 kW er oppladingen og utladingen mer balansert.

Resultatene tyder derfor på at for enkelte måneder er en effektgrense på 1.2 kW for høyt og en effektgrense på 0.75 kW for lavt. En konklusjon som kan trekkes fra dette er at effektgrensene bør settes ut fra hvilken måned det er, samt historisk forbruk og produksjon for hver måned. På denne måten vil den lokale produksjonen og fleksibiliteten til batteriet bli utnyttet på best mulig vis. Det er også hensiktsmessig å variere effektgrensen slik at batteriet ikke yter over evne og for å maksimalisere batterilevetiden.

8.4.2 Effekt trukket fra nettet over effektgrensen

Ut ifra tabell 7.6 og figur 7.5 og 7.6, kommer det tydelig fram at ved enkelte timer er ikke batteriet i stand til å dekke hele lasten over effektgrensen. Dette gjelder ved de høyeste effekttoppene, uavhengig av hvilken effektgrense som er satt. Totalt er netto effekt tatt fra nettet med bruk av batteri 426.54 kW og 537.78 kW, for henholdsvis effektgrensen på 1.2 kW og 0.75 kW. Samtidig synker disse verdiene med henholdsvis 65% og 75%, for effektgrensen på 1.2 kW og 0.75 kW, ved å gå fra å ikke bruke batteriet til å ta det i bruk.

Det faktumet at batteriet ikke kompensere for hele lasten over effektgrensene, kan komme av en forsinkelse i signalet til batteriet, slik at før batteriet har dekket hele toppen vil batteriet motta et nytt signal om å utføre en annen kommando. Det betyr at med et forbedret signal kan kompenseringen til batteriet forbedres og verdiene nevnt over kan reduseres.

8.4.3 Spenningen over batteriet

Figur 7.7 viser at for effektgrensen på 1.2 kW, reduseres batterispenningen betraktelig i september. Dette kan forklares med at batteriet kompenserer bedre for lasten i september, enn for både juni, juli og august, som er vist i både tabell 7.6 og 7.7. Når batteriet dekker en større del av lasten, vil batteriet lades ut mer og følgelig vil batterispenningen reduseres.

Spenningen over batteriet for testperioden, for begge effektgrensene, holder seg ved godkjente verdier med tanke på å ikke redusere batterilevetiden drastisk. Ved å sammenligne spenningen over batteriet for use case ”Håndtering av plusskundens PV produksjon”, er det klart at spenningen holder en høyere verdi gjennom forsøket for dette use caset, uavhengig av hvilken effektgrense som er brukt. Dette kan bety at dette use caset egner seg bedre i perioder med høyt forbruk, og at en optimal løsning ville vært å kombinere de utviklede use casene og bestemt hvilket som skulle blitt kjørt basert på historisk forbruk og produksjon.

Dette use caset kan også brukes på vinteren med en høyere effektgrense enn det som er brukt i denne oppgaven. Det er rimelig å anta at forbruket vil være høyere og med større fluktuasjoner på vinteren. Dette kan føre til at spenningen over batteriet holder et lavere nivå enn det som er vist i disse resultatene, og at batterilevetiden vil svekkes som et resultat. I beskrivelsen av use caset, avsnitt 4.1.2, er ladetilstanden en begrensende parameter som bestemmer om batteriet kan lades ut eller opp, i henholdsvis scenario 3 og 4. For å unngå lave spenningsnivåer over batteriet, burde disse scenariene bli implementert i et videre arbeid.

8.4.4 Oppsummering

Basert på resultatene kan det sies at en høyere effektgrense øker fleksibiliteten til batteriet, på den måten at batteriet lades opp oftere og kan dermed flytte større deler av forbruket og dekke større svingninger i lasten. Samtidig vil en lavere effektgrense redusere systemets avhengighet til nettet. Imidlertid er dette avhengig av at batteriet takler kompenseringen av lasten, og resultatene viser at ved store variasjoner i forbruket, klarer ikke batteriet å dekke 100% av energien som er over effektgrensen. For dette tilfelle, vil da en lavere effektgrense resultere i at mer effekt blir trukket fra nettet, slik som figurene 7.5 og 7.6 viser. Det er også viktig å påpeke at resultatene for september ikke stemmer like godt som for de andre månedene på grunn av null-målingene for produksjonen i slutten av september.

8.5 Potensielle feilkilder

8.5.1 Målenøyaktighet

Målenøyaktigheten til PV emulatoren og applikasjonene i NI LabVIEW er en potensiell feilkilde. Hvis ikke disse er gode nok til det som er krevd av funksjonaliteten til use casene, kan det gjøre resultatene misvisende og mindre pålitelige.

Som resultatet for PV produksjonen i september viser er det en feil med synkroniseringen av målinger for PV produksjon. Dette er forårsaket av at kommunikasjonen mellom NI LabVIEW og PV emulatoren ikke er helt synkronisert. Kjøretiden til de utviklede kodene er om lag 5.3 sekunder per iterasjon, mens hvert tidssteg på PV emulatoren er satt til 5 sekunder.

PV emulatoren har innebygde, digitale kontrollkretser for presisjonsmåling av spenning og strøm. Målenøyaktigheten for spenningen er på 0.05% av full scale (FS) og for strøm er den på 0.1% av FS. Dette gjør at PV emulatoren kan simulere presise I-V og P-V kurver, samt utføre MPPT-analyser med høy presisjon [42]. Applikasjonene i NI LabVIEW, som utfører målinger på inverterne, har en målenøyaktighet på <2% av FS. Denne er avhengig av kalibreringen til enhetene og kan derfor variere.

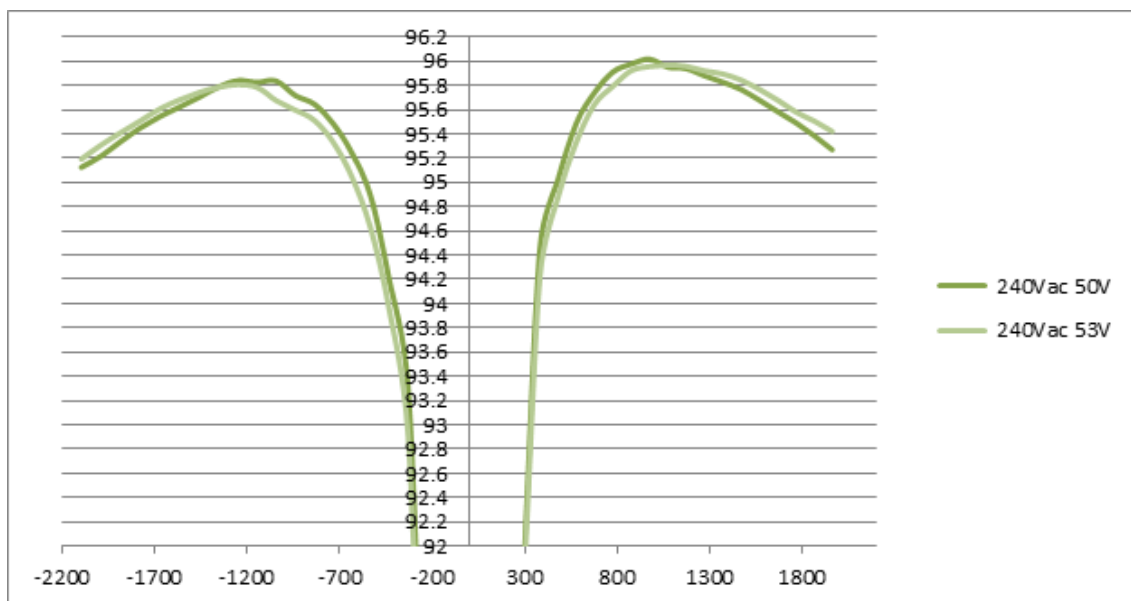
En annen mulig feilkilde, som kan ha påvirket målenøyaktigheten, er skaleringen av inputverdiene som ble gjort. Ipackene har en varierende virkningsgrad avhengig av hvilken effekt de yter. Dette er avbildet i figur 8.3, der virkningsgraden er plottet mot effekten for to ulike spenningsreferanser; 50 Vdc og 53 Vdc [56]. Kurven til venstre for y-aksen gjelder for vekselrettermodus, utlading av batteriet, og kurven til høyre for y-aksen gjelder for likerrettermodus, opplading av batteriet. Ved en skalering, vil følgelig effekten bli skalert ned, som betyr at Ipackene vil operere med lavere effektverdier enn de hadde gjort uten en skalering.

Ved å se på kurven til venstre for y-aksen, kan virkningsgradene til Ipacken som modellerte lasten bli funnet. Minimumlasten for testperioden var 0.33 kWh, som ut ifra figuren gir en virkningsgrad på om lag 93%, mens den skalerte verdien, 0.12 kWh, gir en virkningsgrad på 92%. Maksimumlasten for testperioden var 5.3 kWh, som ut ifra figuren gir en virkningsgrad på om lag 95%, mens den skalerte verdien, 1.99 kWh, gir en virkningsgrad på 95.8%.

Det er grunn til å tro at målingene brukt i denne oppgaven er forskjellig fra hva de ville vært uten en skalering. Det er imidlertid vanskelig å si om målingene i denne oppgaven totalt sett ligger lavere eller høyere enn målinger uten en skalering. Dette kommer av kurvenes form i figur 8.3, der den høyeste virkningsgraden er oppnådd rundt 1200 W for Ipacken i vekselrettermodus og rundt 1000 W for Ipacken i likerrettermodus.

8.5.2 Beregning og måling av PV produksjon

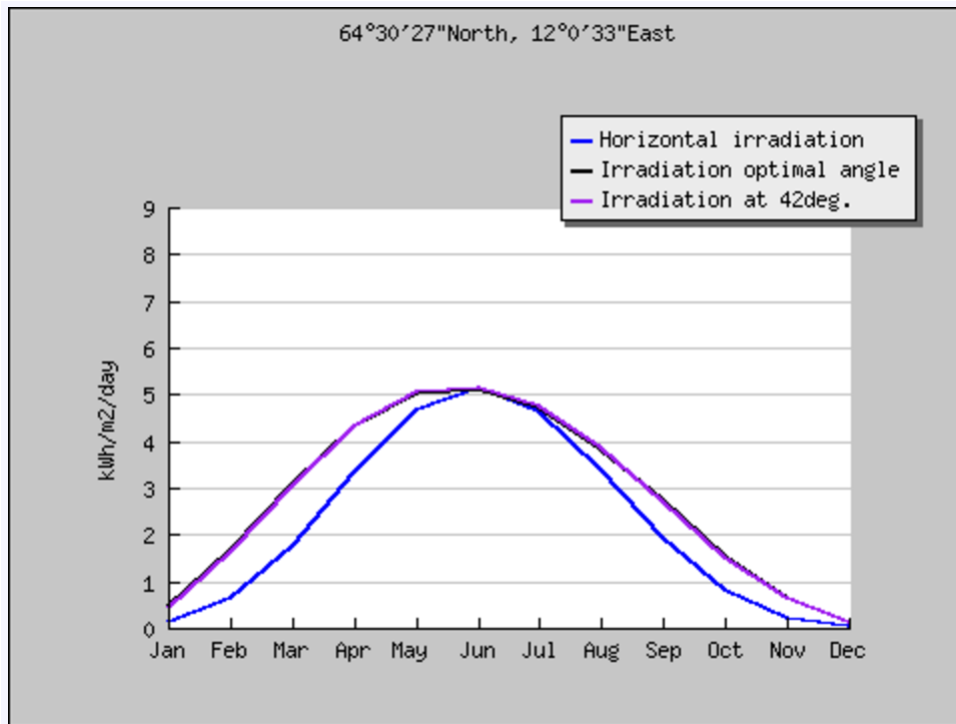
PV produksjonen i denne oppgaven ble først estimert i brukergrensesnittet til PV emulatoren, der innebygde matematiske modeller ble tatt i bruk av programvaren for å estimere I-V og P-V kurver gitt temperatur og solinnstråling, samt utføre MPPT. Deretter ble PV produksjonen målt som produktet av strøm og spenning



Figur 8.3: Varierende virkningsgrad for Ipack, avhengig av om den er i vekselrettermodus (venstre side) eller likerettermodus (høyre side) [56].

ut av solar modulen ved hjelp av applikasjoner i NI LabVIEW. Dette betyr at programmet som kjøres i brukergrensesnittet til PV emulatoren, solar modulen og applikasjonen i NI LabVIEW, som utfører målinger, må være helt synkroniserte for at målingene for PV produksjonen skal være riktig. Imidlertid er ikke dette tilfelle, ettersom produksjonen for slutten av september ikke stemmer, der det manglet en produksjonskurve. Det betyr at det er en forsinkelse mellom når målingen gjøres i NI LabVIEW og når signalene sendes fra PV emulatoren. Fra avsnittet over, er det klart at forsinkelsen er på 0.3 sekunder. Denne forsinkelsen kan reduseres ved å optimalisere kodene i NI LabVIEW, slik at de bruker fem sekunder per iterasjon, som er lik tidssteget på PV emulatoren.

Solinnstrålingen brukt i denne oppgaven er målt i GHI, altså strålingen som treffer en horisontal flate. Et solpanel lagt på husstak har normalt en helningsvinkel, for å øke solinnstrålingen som treffer panelet over et helt år. I følge Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [57], et online verktøy for beregning av potensialet for solenergi i Europa, vil den optimale helningen for Midt-Norge være 42° . Figur 8.4 viser solinnstråling på en horisontal flate, en flate med vinkel på 42° og en flate med optimal vinkel. Fra figuren er den totale innstrålingen ved optimal helningsvinkel og vinkel på 42° betydelig større enn for innstrålingen som treffer en horisontal flate. Mer spesifikt er den totale innstrålingen for en optimal helningsvinkel på $2780 \text{ Wh/m}^2/\text{day}$, for helningsvinkelen på 42° er den $2770 \text{ Wh/m}^2/\text{day}$ og for et horisontalt plan er den $2230 \text{ Wh/m}^2/\text{day}$. Det gir at solinnstrålingen som treffer en flate med optimal helningsvinkel er 25% høyere enn for solinnstrålingen på en horisontal flate. Det er derfor grunn til å tro at verdiene for PV produksjonen brukt i denne oppgaven ligger noe lavere enn hva PV produksjonen ville vært for et solpanel montert med en realistisk helningsvinkel.



Figur 8.4: Solinnstråling på flater med forskjellig helningsvinkel [57].

8.5.3 Valg av data

Dataene som var tilgjengelig i dette arbeidet var aggregerte timesverdier for last, temperatur og solinnstråling. Dette kan føre til at svingninger jevnes ut. Målingene for produksjon og last ville ha vært annerledes ved bruk av et tidsintervall med høyere oppløsning, ettersom større variasjoner ville blitt inkludert.

Beregningen av egenforbruket kan også ha blitt påvirket av dette, ettersom egenforbruket varierer avhengig av hvilket tidsintervall som er brukt. Ved bruk av lengre tidsintervall, for eksempel timesverdier, vil egenforbruket overestimeres. Ved bruk av korte tidsintervall, vil svingningene i forbruk og produksjon tas med og et bedre mål på egenforbruket kan oppnås [16]. En høyere oppløsning på tidsintervallet, vil også gjøre det lettere å finne skjæringspunkt mellom forbruk og produksjon i utregningen av egenforbruket.

Det ble antatt at timesverdier var tilstrekkelig for dette arbeidet, ettersom use casenes funksjonalitet skulle bli testet og analysert. Videre ga det muligheten for å gjøre forsøkene over en lengre tidsperiode, altså seks måneder. I fremtidige studier vil det være et naturlig mål om å teste de utviklede NI LabVIEW-kodene for tidsintervall med høyere oppløsning, som for eksempel 15-minuttsverdier eller 1-minuttsverdier. Dette vil gi et klarere bilde på hvordan batteriet klarer seg ved større fluktuasjoner i last og produksjon. Imidlertid vil dette gi en lang kjøretid for kodene, ettersom hver kode i denne oppgaven med bruk av timesverdier brukte om lag 7 timer på 4392 iterasjoner.

Det faktumet at det ble brukt timesverdier, og at hver iterasjon brukte om lag 5 sekunder som skulle svare til en time, la også begrensninger på hva som kunne bli studert. Som et resultat, ble det kun sett på effektflyten i systemet, som resultatene

viser. Ved bruk av tidsintervall med høyere oppløsning, kan også strømflyten i systemet bli vurdert. Spenningen over batteriet vil da også forandres, ettersom det er flere målepunkt. Det kan være rimelig å anta at spenningen over batteriet vil fluktuere mer, samt holde lavere verdier enn det som resultatene viste i denne oppgaven.

I dette arbeidet måtte lastdataene skaleres ettersom Ipacken som modellerte lasten maksimalt kunne håndtere 2 kW til enhver tid, samt at solar modulen kun håndterte 1.5 kW til enhver tid. Ved å bruke et tidsintervall med høyere oppløsning, vil det føre til at flere svingninger inkluderes. Det er rimelig å anta at de største produksjons- og forbrukstoppene da ikke vil sammenfalle med hva inverterne kan håndtere. Dette kan løses ved å installere minst en DC-DC inverter til for å håndtere PV produksjonen, og ved å installere en ekstern last med nominell maksimumeffekt lik den høyeste effekttoppen i lastprofilen.

8.5.4 Bruk av batteri

Batteripakken ble både brukt som et ”vanlig batteri” og til å modellere en last i laboratorieoppsettet, gjennom Ipackene. Som et resultat av dette, kunne spenningen over batteriet vært veldig lav eller høy, og batteriet kunne yte over det som hadde vært ønskelig for å bevare levetiden. Imidlertid ble denne løsningen valgt fordi batteriet ble brukt i kontrollerte omgivelser i et laboratorium. En annen årsak var at applikasjonene i NI LabVIEW utførte målinger på Ipackene, og ved å bruke den ene Ipacken som en last, ble alle målingene gjort på likt grunnlag, med lik målenøyaktighet.

Det har ikke blitt tatt hensyn til utladningskoeffisienten til batteriet. Dette er ikke realistisk ettersom energi lagret i batteriet taper seg over tid. De utviklede kodene tar heller ikke hensyn til å bevare livssyklusen til batteriet. Dette er en viktig egenskap, som burde bli tatt hensyn til i et videre studie. For at kodene skal ta hensyn til livssyklusen, må det bli implementert en modell i NI LabVIEW som utfører SOC-målinger på batteriet.

Kapittel 9

Konklusjon

9.1 Konklusjoner

Denne oppgaven har bidratt til at laboratorieoppsettet er operativt, at utviklede use cases er implementert i NI LabVIEW til fungerende modeller og at oppsettet kan svare på kommandoer og utføre brukerdefinerte funksjoner fra NI LabVIEW. Oppgaven har gjennom forsøk i laboratoriet vist funksjonaliteten til use cases på et faktisk system og resultatene har bekreftet at de utviklede modellene i NI LabVIEW bidrar til forbrukerfleksibilitet, og kan bidra til videre forskning innenfor dette området.

Oppgaven har vist potensialet for økt forbrukerfleksibilitet hos en sluttkunde med PV produksjon og energilagring. Det har også gjennom utviklede use cases, utviklede NI LabVIEW koder, forsøkene i laboratoriet og resultatene blitt vist ulike måter fleksibiliteten til en batteripakke, i samsvar med forbruk og produksjon, kan utnyttes på. Batteripakken kan gi sluttkunden nytteverdier på både sommeren og vinteren. På sommeren er batteriet nyttig på den måten at det fanger overskuddet i produksjon, slik at plusskunden kan bruke batteriet til å dekke forbruket på et senere tidspunkt, i stedet for kjøpt kraft. På vinteren uten PV produksjon, kan batteriet brukes til å dekke effekttoppene i forbruket, i stedet for at kunden må dekke disse med kjøpt kraft, som kan være dyrt.

Generelle konklusjoner som kan trekkes fra resultatene og for use cases er at SOC-målinger er et krav ved realisering av use casene, for å unngå uønskede spenninger over batteriet i et mindre kontrollerbart miljø enn det laboratoriet er. Bevaring av livssyklusen til batteriet burde også være et krav ved realisering av use cases for å unngå at ytelsen til batteriet reduseres fortere enn normalt.

For use case ”Håndtering av plusskundens PV produksjon” kan følgende konklusjoner trekkes:

- Ved bruk av batteri i samsvar med forbruk og lokal produksjon, vil plusskunden oppnå et høyere egenforbruk. Med andre ord, bidro dette use caset til en bedre utnyttelse av den lokale produksjonen.
- Det relative egenforbruket, φ_{sc} , var høyest i april og september. Dette var som forventet ettersom disse to månedene har et høyt forbruk og en lav produksjon.

- Verdien av egenforbruket i testperioden, april til og med september 2015, er 2205.53 NOK uten bruk av batteri og 2291.97 NOK med bruk av batteri. Dette tilsvarer en økning på 4%.
- Den kapitaliserte verdien av egenforbruket over en 25 års periode, basert på april til og med september 2015 og med en diskonteringsrente på 4%, er 34 455 NOK og 35 805 NOK, for henholdsvis uten og med bruk av batteri. Med andre ord, er det ikke lønnsomt for kunden å installere et batteri tatt i betraktning investeringskostnaden til en batteripakke, om kun den kapitaliserte verdien av egenforbruket blir tatt hensyn til.
- Den totale energien matet inn i nettet synker med 33% med bruk av batteri, fra 597.11 kWh til 397.49 kWh.
- I et system uten bruk av batteri, vil det trekkes mer effekt fra nettet enn i et system der batteriet er i bruk.

For use case "Regulering av effekt trukket fra nettet" kan følgende konklusjoner trekkes:

- Det er et klart mønster på hvordan de ulike effektgrensene påvirker batteriet; ved effektgrenser som nærmer seg 0 kW må batteriet ta i bruk mer av sin kapasitet. Ved verdier på effektgrensene som ikke svarer til produksjonen og forbruket, vil batterilevetiden bli redusert.
- For effektgrensen på 1.2 kW ble batteriet totalt ladet ut med 1201.58 kWh, mens for effektgrensen på 0.75 kW ble batteriet totalt ladet ut med 2287.08 kWh. Batteriet vil altså ha en kortere levetid for effektgrensen på 0.75 kW.
- Batteriet klarer ikke å kompensere for de høyeste lasttoppene over effektgrensen. Energien tatt fra nettet etter at batteriet har kompensert for lasten over effektgrensen er ikke null, som den ideelt sett skulle vært. Dette kan komme av at batteriet mottar nye kommandoer før den har rukket å dekke hele lasten.
- Systemet trekker mer effekt fra nettet ved den lave effektgrensen, som resultat av at batteriet ikke dekker de største svingningene.
- Ved effektgrensen på 1.2 kW, ble det trukket 426.54 kWh fra nettet med bruk av batteri, mens for effektgrensen på 0.75 kW ble det trukket 537.78 kWh fra nettet med bruk av batteri. Dette tilsvarer energien over effektgrensene som batteriet ikke klarte å kompensere for.
- For effektgrensen på 1.2 kW, ble batteriet totalt ladet opp med 2109.23 kWh fra overskuddsproduksjon og effekten opptil effektgrensen. Dette tilsvarer $P_B = |P_L - P_{PV}| + P_{lim}$ eller $P_B = P_{lim} - P_g$, avhengig av hvilket scenario som ble utløst. Juni, juli og august var månedene som batteriet ble ladet opp mest.

- For effektgrensen på 0.75 kW, ble batteriet totalt ladet opp med 1109.94 kWh fra overskuddsproduksjon og effekten under effektgrensen. Dette tilsvarer $P_B = |P_L - P_{PV}| + P_{lim}$ eller $P_B = P_{lim} - P_g$, avhengig av hvilket scenario som ble utløst. Juni, juli og august var månedene som batteriet ble ladet opp mest.
- Det er hensiktsmessig å variere effektgrensene ut ifra hvilken årstid det er, og effektgrensene burde bli bestemt basert på historisk forbruk og produksjon.

9.2 Forslag til videre arbeid

Følgende punkter oppsummerer elementer som bør inkluderes i fremtidige studier, som en fortsettelse på dette arbeidet.

- Utvide laboratorieoppsettet til å inkludere en ekstern last, slik at den ene Ipacken ikke modellerer forbruket i systemet. Det burde også bli installert minst en DC-DC inverter til, slik at kodene kan kjøres for en høyere PV produksjon enn 1.5 kW. Ved å utvide oppsettet, kan også behovet for skalering av inputverdier elimineres.
- Utvikle en modell for måling av batteripakkens SOC, og inkludere modellen i NI LabVIEW-kodene slik at de tar hensyn til SOC. Dette vil da bli en begrenset parameter for om batteriet kan lades opp eller ut. Det vil også bevare livssyklusen til batteripakken.
- Optimalisere kommunikasjonen mellom NI LabVIEW og PV emulatoren, samt de utviklede kodene, for å unngå tidsforsinkelser i målingene.
- Forbedre NI LabVIEW koden for use case ”Regulering av effekt trukket fra nettet”, slik at effektgrensen settes automatisk ut ifra hvilken måned det er, samt historisk forbruk og produksjon.
- Kombinere kodene som er utviklet, og teste for et helt år. Inkludere en parameter som teller måned og har tilgang til historisk forbruk og produksjon, slik at hvilken kode som skal kjøres bestemmes ut ifra dette.
- Teste de forbedret NI LabVIEW kodene for et tidsintervall med høyere oppløsning for å avdekke hvordan kodene og batteriet takler større fluktuasjoner i produksjon og forbruk.
- I dette arbeidet har det vært fokus på hvilke nytteverdier batteriet kan gi plusskunden med lokal produksjon. I et videre arbeid burde det også bli utviklet strategier for batteriet som fokuserer på distribusjonsnettets plusskunden er plassert i og utfordringene knyttet til økt installasjon og integrasjon av lokal produksjon i distribusjonsnettets.

Referanser

- [1] Siri Hegbom. *Smart batteristyring for plusskunder*. 2016.
- [2] Hanne Sæle. *Distribuert produksjon og plusskunder*. URL: <http://www.sintef.no/distribuert-produksjon/>. Hentet: 12.05.2017.
- [3] *DeVID rapport 2014*. URL: http://www.sintef.no/globalassets/project/devid/link3_devid-magasin-2014_low.pdf. Hentet: 12.05.2017.
- [4] *Energy Storage and Plus House, Skarpnes*. URL: <http://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2016/09/1710-Timothy-C-lommasson.pdf>. Hentet: 12.05.2017.
- [5] Agder Energi Nett Bjarne Tufte. "*Smart Village Skarpnes*" - *Boligfelt med passivhus og egenproduksjon av strøm*. URL: http://www.sintef.no/contentassets/8f3be4a5285b4a7a85a2987a9d397615/rapporter/6.3_bjarne_tufte_smart_village_skarpsnes.pdf. Hentet: 12.05.2017.
- [6] Hanne Sæle et al. "Fremtidens fleksible distribusjonsnett-Fleksibel nettdrift, forbrukerfleksibilitet, plusskunder og forretningsmodeller". In: (2016).
- [7] *Fleksibilitet i fremtidens smarte distribusjonsnett*. URL: <https://www.forskningsradet.no/prosjektbanken/#!/project/245412/no>. Hentet: 12.05.2017.
- [8] *Plusskunder*. URL: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>. Hentet: 21.09.2016.
- [9] *Endringer i kontrollforskriften vedrørende plusskundeordningen, Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst*. URL: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_47.pdf. Hentet: 21.09.2016.
- [10] *Smarte strømmålere (AMS)*. URL: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/smarte-strommalere-ams/>. Hentet: 12.12.2016.
- [11] *Elhub*. URL: <https://www.nve.no/stromkunde/elhub/>. Hentet: 17.10.2016.
- [12] *Elhub*. URL: <http://elhub.no/nb/om-elhub>. Hentet: 12.12.2016.
- [13] *Tilskudd for el-produksjon*. URL: <https://www.enova.no/finansiering/privat/enovatilskuddet-/el-produksjon/tilskudd-for-el-produksjon/914/1981/>. Hentet: 15.12.2016.
- [14] *Støtte til installering av solceller*. URL: <http://oslosola.no/stotte.html>. Hentet: 12.12.2016.

- [15] Rasmus Luthander et al. “Self-consumption enhancement and peak shaving of residential photovoltaics using storage and curtailment”. In: *Energy* (2016).
- [16] Rasmus Luthander et al. “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review”. In: *Applied Energy* 142 (2015), pp. 80–94.
- [17] Joakim Widén and Joakim Munkhammar. “Evaluating the benefits of a solar home energy management system: impacts on photovoltaic power production value and grid interaction”. In: *eceee 2013 Summer Study, Presqu’île de Giens, France, June 3-8, 2013*. 2013.
- [18] Gilbert M Masters. *Renewable and efficient electric power systems*. John Wiley & Sons, 2013.
- [19] Jiahao Li and Michael A Danzer. “Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems”. In: *Journal of Power Sources* 258 (2014), pp. 365–373.
- [20] Iromi Ranaweera and Ole-Morten Midtgård. “Optimization of operational cost for a grid-supporting PV system with battery storage”. In: *Renewable Energy* 88 (2016), pp. 262–272.
- [21] Laxman Maharjan et al. “State-of-charge (SOC)-balancing control of a battery energy storage system based on a cascade PWM converter”. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 24.6 (2009), pp. 1628–1636.
- [22] Joey Jung, Lei Zhang, and Jiujun Zhang. *Lead-Acid Battery Technologies: Fundamentals, Materials, and Applications*. Vol. 8. CRC Press, 2015.
- [23] Kjell Sand. *Referansearkitektur – use cases*. 2013.
- [24] Kjell Sand and Poul Heegaard. *Next Generation Control Centres–State of art and future scenarios-version 2.0*. URL: <http://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2015/11/Next-Generation-Control-Centres-Sand-Heegaard.pdf>. Hentet: 17.10.2016.
- [25] Kjell Sand. *Evaluation of Smart Grid Use Cases*. 2013.
- [26] Henning Taxt Maren Istad. *Use case for et smartere distribusjonsnett*. NEF Teknisk Møte 2014, 2014.
- [27] *What is a ”Smart Home”?* URL: <http://smarthomeenergy.co.uk/what-smart-home>. Hentet: 04.11.2016.
- [28] *Smart house*. URL: <http://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SmartLiving/House/Pages/default.aspx>. Hentet: 04.11.2016.
- [29] *Enklere å produsere strøm selv*. URL: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-elmarkedstilsyn/enklere-a-produsere-strom-selv/>. Hentet: 21.09.2016.
- [30] Iromi Ranaweera, Santiago Sanchez, and Ole-Morten Midtgård. “Residential photovoltaic and battery energy system with grid support functionalities”. In: *2015 IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. IEEE. 2015, pp. 1–7.
- [31] Hanne Sæle and Nicolai Feilberg. “End-use demand at Norwegian household customers”. In: *EEDAL’11* (2011).

- [32] *Skarpnes*. URL: <http://lavenergiprogrammet.no/prosjekt/skarpnes/>. Hentet: 02.05.2017.
- [33] *NI LabVIEW*. URL: <http://norway.ni.com/labview>. Hentet: 02.05.2017.
- [34] *What Is LabVIEW?* URL: <http://www.ni.com/newsletter/51141/en/>. Hentet: 02.05.2017.
- [35] *Numerisk integrasjon*. URL: https://wiki.math.ntnu.no/_media/tma4100/2010h/tmc/slides/2010.10.21.pdf. Hentet: 05.05.2017.
- [36] *Trapezoidal numerical integration*. URL: <https://se.mathworks.com/help/matlab/ref/trapz.html>. Hentet: 05.05.2017.
- [37] *Nettleiestatistikk for husholdninger*. URL: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleiestatistikk/nettleiestatistikk-for-husholdninger/>. Hentet: 09.05.2017.
- [38] *Energibruk i husholdningene, 2012*. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/husenergi/hvert-3-aar/2014-07-14>. Hentet: 10.05.2017.
- [39] *Strømforbruk og strømsparing*. URL: <https://www.hafslund.no/strom/privat/stromforbruk/2025>. Hentet: 10.05.2017.
- [40] *LanbruksMeteorologisk Tjeneste*. URL: <http://lmt.bioforsk.no/about>. Hentet: 05.05.2017.
- [41] *Historical Market Data*. URL: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/7>. Hentet: 09.05.2017.
- [42] *Chroma's 62000H-S series Solar Array Simulator Data Sheet*. URL: http://www.chromaate.com/product/62150H-600S_1000S_Solar_Array_Simulator.html. Hentet: 08.12.2016.
- [43] Eltek. *Flatpack2 48/1500. HE SOLAR*. 2016.
- [44] EnerSys. *Battery Performance Specifications*. 2017.
- [45] EnerSys. *Performance Data*. 2016.
- [46] EnerSys. *Application Guide*. 2009.
- [47] Chroma. *Solar Array Simulation. Soft Panel. 62000H Seies. User's manual*. 2010.
- [48] *Solfanger*. URL: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/el-produksjon-/?gclid=CJjGusTP9NMCfUKrGAodup8FuA>. Hentet: 16.05.2017.
- [49] *SOLCELLER FOR HUS, REKKEHUS OG LEILIGHETER*. URL: <http://www.smartenergi.com/produkter/solcellepanel-hus/>. Hentet: 16.05.2017.
- [50] *Powerwall*. URL: https://www.tesla.com/no_NO/powerwall. Hentet: 16.05.2017.
- [51] *EnerSys PowerSafe SBS-190F*. URL: <https://www.osibatteries.com/p-2276-enersys-powersafe-sbs-190f-sealed-lead-battery-12v-190ah-front-term.aspx>. Hentet: 16.05.2017.

- [52] *SMA Sunny Home Manager*. URL: <http://www.stromgraf.com/sma-sunny-home-manager>. Hentet: 04.11.2016.
- [53] *Battery Management Solutions Overview*. URL: <http://www.ti.com/lstds/ti/power-management/battery-management-products-overview.page>. Hentet: 14.12.2016.
- [54] *Solenergi*. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/solenergi/>. Hentet: 31.05.2017.
- [55] E. Solvang. *UndervisningsmaterieLL ELK-11. NPV calculation, cost elements, failure model and profitability*. 2012.
- [56] Informasjon fått av Kjetil Boysen og Øyvind Mjanger ved Eltek.
- [57] *Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps*. URL: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>. Hentet: 02.06.2017.

Vedlegg

Vedlegg A

Utviklede use cases

A.1 Håndtering av plusskundens PV produksjon

Use case «Håndtering av plusskundens PV produksjon».

1. Beskrivelse av use case

1.1. Use casets mål, hensikt, anvendelse

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset	
Hensikt	Bedre utnyttelse av lokal produksjon ved bruk av batteri
Mål	Øke egenforbruk av lokal produksjon

1.2. Beskrivelse

Kort beskrivelse
Use caset viser hvordan et batteri kan brukes til å øke utnyttelsen av den lokal produserte elektrisiteten fra plusskundens solcelleanlegg.
Komplett beskrivelse
<p>For en plusskunde vil det være optimalt å øke egenforbruket av lokal produsert elektrisitet. Det vil redusere behovet for å selge overskuddet av den lokale produksjonen til en eventuell lavere pris enn hva prisen er når elektrisiteten skal kjøpes tilbake. Det kan også øke lønnsomheten ved å eie et solpanel, samt redusere innmatingseffekten.</p> <p>Use caset har to scenarier, hvor scenario 1 er grunnscenarioet. Den smarte strømmåleren (AMS) måler effektflyten i tilknytningspunktet og i kommunikasjons- og styringsenheten (HEMS) sammenlignes lokal produksjon, P_{PV}, og husets forbruk, P_L. HEMS setter batteriet til å lade ut eller lade opp, gitt at produksjonen enten er lavere eller høyere enn forbruket og at batteriets ladetilstand (SOC) henholdsvis ikke er ved nedre eller øvre grense. Batteriet vil lades opp med overskuddseffekten, $P_B = P_{PV} - P_L$.</p> <p>Scenario 2 overvåker SOC og tar hånd om avvik. Dette scenariet initieres hvis:</p> <ul style="list-style-type: none">• SOC øvre eller nedre grense er nådd; Batteri fulladet eller utladet. Styringsenheten til batteriet (BMS) stopper oppladingen eller utladingen og kommuniserer dette til HEMS.

2. Teknisk beskrivelse

2.1. Aktører

Aktører			
Gruppe		Gruppebeskrivelse	
Aktørnavn	Aktørtype	Aktørbeskrivelse	Tilleggsinformasjon for dette use caset
HEMS	System	Styringsenhet som kommuniserer med og bestemmer hva husets elektriske apparater og andre systemer i det smarte huset skal gjøre.	Antar at HEMS kan motta informasjon fra AMS om produksjon og forbruk og sammenligne disse verdiene. Antar at HEMS kan sende styringssignaler til BMS.
BMS	System	Styrer lading og utlading av batteri. Måler batteriets ladetilstand.	Toveiskommunikasjon mellom BMS og HEMS.
Smart strømmåler (AMS)	System	Smart strømmåler med toveiskommunikasjon med nettselskap og en «gateway» mellom nettselskap, forbruker og forbrukerens apparater.	Måler, registrerer og sender data om energiforbruk og produksjon og kommuniserer dette til HEMS.

3. Use caset steg for steg

3.1. Oversikt over scenarioer

Nr.	Navn på scenario	Primær aktør	Forutsetning/ Utløsende hendelse	Start-betingelse	Slutt-betingelse
1	Kontinuerlig analyse	HEMS/ AMS	HEMS kommuniserer med AMS for å få produksjons- og forbruksdata	Kontinuerlig	

2	Overvåke SOC	BMS/ HEMS	Batteri fulladet eller utladet. SOC øvre eller nedre grense er nådd	SOC øvre eller nedre grense nådd	Opplading eller utlading av batteriet er avbrutt
---	--------------	--------------	---	----------------------------------	--

3.2. Steg for de ulike scenarier

3.2.1. Scenario 1 – Kontinuerlig analyse

Nr.	Hendelse	Beskrivelse av prosess/ aktivitet	Informasjo- nsskaper	Informasjo- nsmottaker	Informasjon som utveksles
1	Kontinuerlig	Måling i tilknytningspunktet	AMS	AMS	Måler totalt forbruk i husstanden, P_L , og lokal produksjon, P_{PV}
2	1	Rapportering av målinger	AMS	HEMS	Målt totalt forbruk i husstanden, P_L , og lokal produksjon, P_{PV}
3	2	Sammenligning av P_{PV} og P_L	HEMS	HEMS	$P_{PV} > P_L$ eller $P_{PV} < P_L$
4	$P_{PV} < P_L$	Kommunikasjon	HEMS	BMS	Sett batteri til å lade ut, gitt at ladetilstanden til batteriet ikke er ved nedre grense
5	$P_{PV} > P_L$	Kommunikasjon	HEMS	BMS	Sett batteri til å lade opp, gitt at ladetilstanden til batteriet ikke er ved øvre grense
6	4, 5	Kommunikasjon	HEMS	BMS	Utfør kontinuerlig måling av batteriets SOC

3.2.2. Scenario 2 – Overvåke SOC

Nr.	Hendelse	Beskrivelse av prosess/ aktivitet	Informasjonnsskaper	Informasjonnsmottaker	Informasjon som utveksles
1	SOC øvre eller nedre grense er nådd	Analyse	BMS	BMS	SOC øvre eller nedre grense er nådd. Batteriet er fullt eller tomt.
2	1	Analyse	BMS	BMS	Avbryt opplading eller utlading av batteri
3	2	Kommunikasjon	BMS	HEMS	Opplading eller utlading av batteri er avbrutt

A.2 Regulering av effekt trukket fra nettet

Use case «Regulering av effekt trukket fra nettet».

1. Beskrivelse av use case

1.1. Use casets mål, hensikt, anvendelse

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset	
Hensikt	Sette en grense på hvor mye effekt huset kan ta fra nettet og bruke batteriet til å kompensere for variasjonene i husstandens forbruk over denne grensen.
Mål	Holde effekten trukket fra nettet under en bestemt grense.

1.2. Beskrivelse

Kort beskrivelse
Det settes en grense på hvor mye effekt huset kan ta fra nettet. Batteriet brukes til å kompensere for variasjonene i husstandens forbruk over denne grensa. Dette gir muligheten for store variasjoner i forbruk bak den smarte strømmåleren.
Komplett beskrivelse
<p>I denne strategien settes det en grense på hvor mye effekt huset kan ta fra nettet og batteriet styres slik at variasjonene i forbruket over denne grensa blir dekket ved utlading av batteriet. Batteriet vil lades opp i periodene hvor effekten tatt fra nettet er under effektgrensa. Basert på dette, vil etterspørselen til huset sett fra nettet sin side være tilnærmet konstant.</p> <p>Use caset har fire scenarier. I scenario 1 settes det en grense, P_{lim}, på hvor mye effekt huset kan ta fra nettet. I scenario 2 foregår det en kontinuerlig måling av effektflyten i tilknytningspunktet med den smarte strømmåleren (AMS). I kommunikasjons- og styringsenheten (HEMS) sammenlignes effekten tatt fra nettet, P_g, med den bestemte effektgrensen, P_{lim}. Gitt at effekten tatt fra nettet enten er høyere eller lavere enn den bestemte effektgrensen, vil HEMS initiere ulike scenarier.</p> <ul style="list-style-type: none">• Scenario 3; Initieres hvis effekten tatt fra nettet er høyere enn effektgrensen, $P_g > P_{lim}$. Batteriet vil lades ut, gitt at ladetilstanden (SOC) ikke er ved nedre grense, så lenge $P_g \geq P_{lim}$ eller til SOC nedre grense er nådd.• Scenario 4; Initieres hvis effekten tatt fra nettet er lavere enn effektgrensen, $P_g < P_{lim}$. Batteriet vil lades opp, gitt at SOC ikke er ved øvre grense, så lenge $P_g \leq P_{lim}$, eller til SOC øvre grense er nådd.

2. Teknisk beskrivelse

2.1. Aktører

Aktører			
Gruppe		Gruppebeskrivelse	
Aktørnavn	Aktørtype	Aktørbeskrivelse	Tilleggsinformasjon for dette use caset
HEMS	System	Styringsenhet som kommuniserer med og bestemmer hva husets elektriske apparater og andre systemer i det smarte huset skal gjøre.	Antar at HEMS kan motta informasjon fra huseier, BMS og AMS. Batteriets ladetilstand er til enhver tid tilgjengelig.
Battery management system (BMS)	System	Toveiskommunikasjon til og fra HEMS.	Setter batteri til å lade opp/ ut. Måler batteriets ladetilstand.
Smart strømmåler (AMS)	System	Smart strømmåler med toveiskommunikasjon med nettselskap og en «gateway» mellom nettselskap, forbruker og forbrukerens apparater.	Måler effektflyten i huset. Registrerer og sender data om energiforbruk og produksjon og kommuniserer dette til HEMS.
Huseier	Kunde	Plusskunden, eieren av solcelleanlegget.	Setter grensen på hvor mye effekt huset kan ta fra nettet.

3. Use caset steg for steg

3.1. Oversikt over scenarioer

Nr.	Navn på scenario	Primær aktør	Forutsetning/ Utløsende hendelse	Start-betingelse	Slutt-betingelse
1	Sett restriksjon	HEMS/ Huseier	Restriksjonen P_{lim} settes/ endres	Verdi på restriksjonen P_{lim} bestemmes	Restriksjon bestemt/ endret
2	Kontinuerlig analyse	HEMS/ AMS	HEMS kan motta effektverdier fra AMS	Kontinuerlig måling	
3	Lad ut batteri	BMS/ HEMS	Restriksjonen er brutt: $P_g > P_{lim}$	Restriksjonen er brutt: $P_g > P_{lim}$	$P_g \leq P_{lim}$ eller batteri utladet
4	Lad opp batteri	BMS/ HEMS	$P_g < P_{lim}$	$P_g < P_{lim}$	$P_g \geq P_{lim}$ eller batteri er helt ladet opp

3.2. Steg for de ulike scenarier

3.2.1. Scenario 1 – Sett restriksjon

Nr.	Hendelse	Beskrivelse av prosess/ aktivitet	Informasjonsskaper	Informasjonsmottaker	Informasjon som utveksles
1	Restriksjon settes	Verdien på restriksjonen P_{lim} bestemmes	Huseier	HEMS	Øvre grense på hvor mye effekt som kan tas fra nettet, P_{lim} , settes
2	1	Verdi på P_{lim} er satt	HEMS	HEMS	Ny verdi for P_{lim}

3.2.2. Scenario 2 – Kontinuerlig analyse

Nr.	Hendelse	Beskrivelse av prosess/ aktivitet	Informasjonsskaper	Informasjonsmottaker	Informasjon som utveksles
1	Måling	Måling av effektflyt	AMS	AMS	Måling av effekt hentet fra nettet, P_g

2	Rapportere målinger	Kommunikasjon	AMS	HEMS	Målte verdier for effekt, P_g , rapporteres til HEMS
3	2	Analyse	HEMS	HEMS	Sammenligner P_{lim} og P_g . Undersøker om restriksjoner er brutt

3.2.3. Scenario 3 – Lad ut batteri

Nr.	Hendelse	Beskrivelse av prosess/ aktivitet	Informasjonsskaper	Informasjonsmottaker	Informasjon som utveksles
1	Restriksjonen er brutt: $P_g > P_{lim}$	Analyse	HEMS	HEMS	Effekten hentet fra nettet er over grensen som er satt
2	1	Hente batteriets SOC verdi	HEMS	HEMS	HEMS henter SOC verdien til batteri og analyserer om SOC er ved nedre grense
3	SOC er ved nedre grense	Analyse	HEMS	HEMS	Batteriet kan ikke settes til å lade ut
4	SOC er over nedre grense	Analyse	HEMS	HEMS	Batteriet kan settes til utlading
5	4	Kommunikasjon	HEMS	BMS	Lad ut batteri
6	5	Kommunikasjon	BMS	HEMS	Batteriet er satt til å lade ut

3.2.4. Scenario 4 – Lad opp batteri

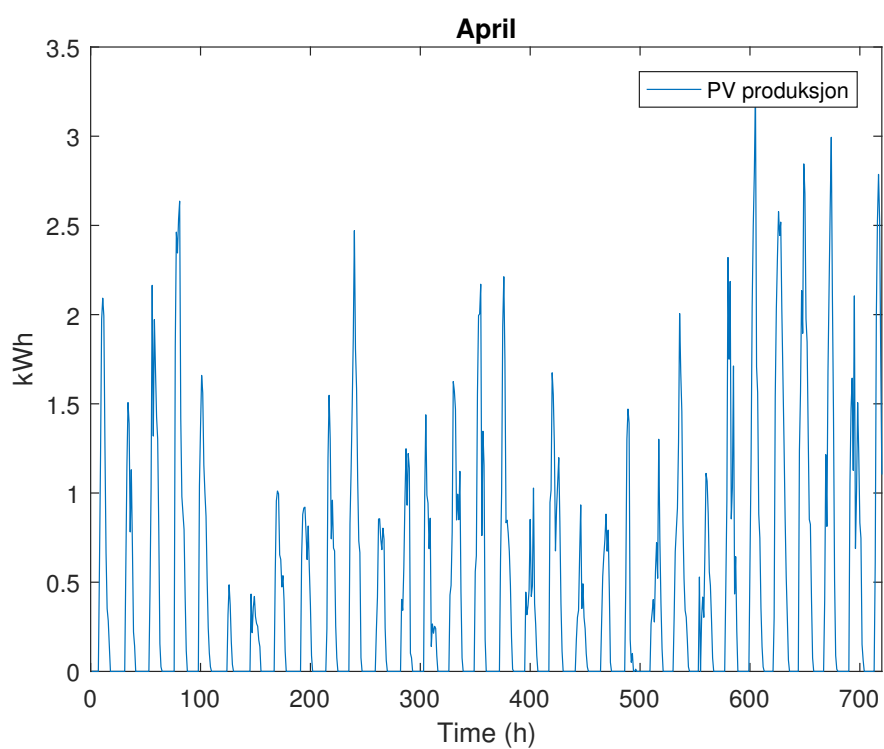
Nr.	Hendelse	Beskrivelse av prosess/ aktivitet	Informasjonsskaper	Informasjonsmottaker	Informasjon som utveksles
1	$P_g < P_{lim}$	Analyser	HEMS	HEMS	Effekten hentet fra nettet er under grensen som er satt

2	1	Hente batteriets SOC verdi	HEMS	HEMS	HEMS henter SOC verdien til batteri og analyserer om SOC er ved øvre grense
3	SOC er ved øvre grense	Analyse	HEMS	HEMS	Batteriet kan ikke settes til opplading
4	SOC er under øvre grense	Analyse	HEMS	HEMS	Batteriet kan settes til opplading
5	4	Kommunikasjon	HEMS	BMS	Lad opp batteri
6	5	Kommunikasjon	BMS	HEMS	Batteriet er satt til å lade opp

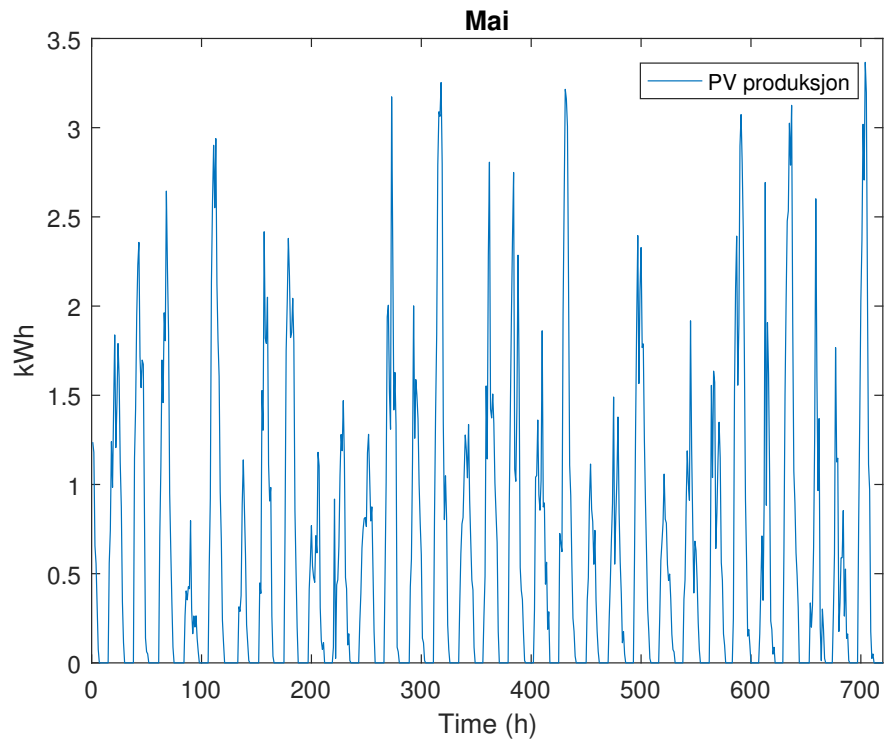
Vedlegg B

Fullstendige resultater

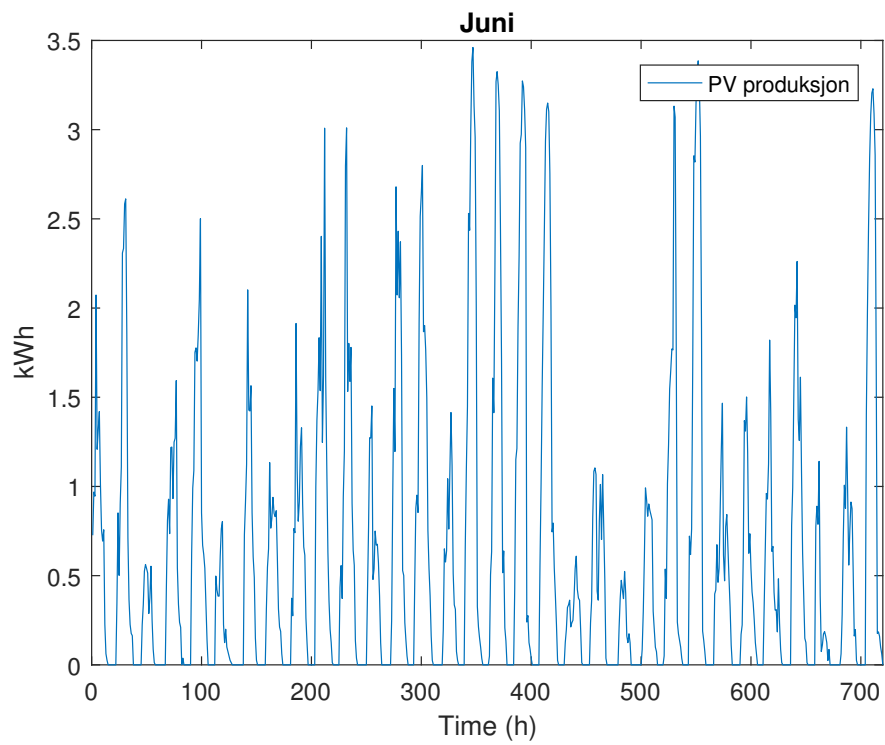
B.1 PV produksjon



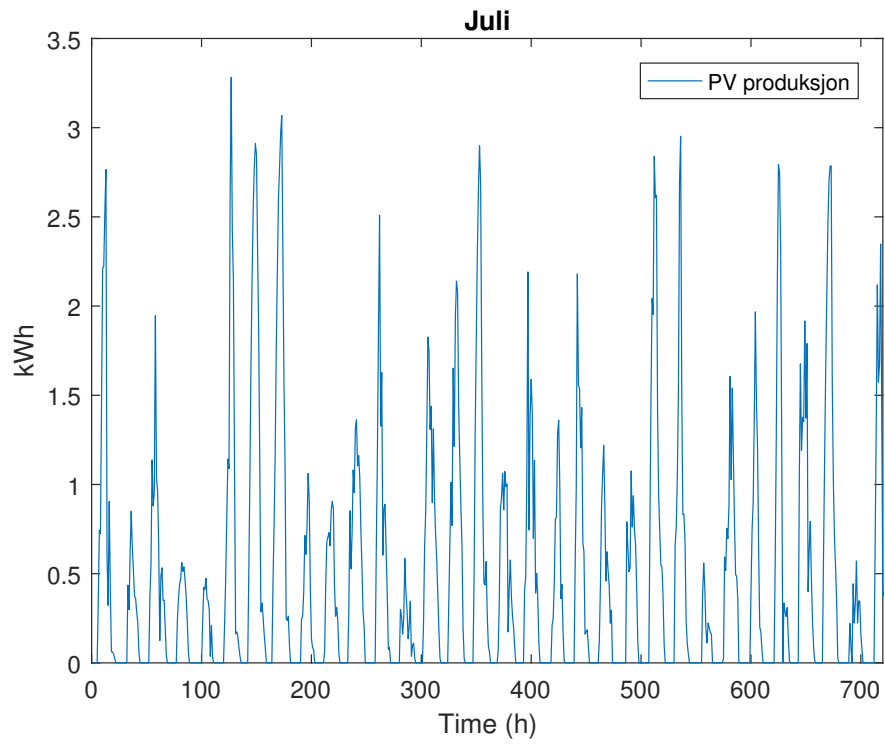
Figur B.1: PV produksjon i april 2015.



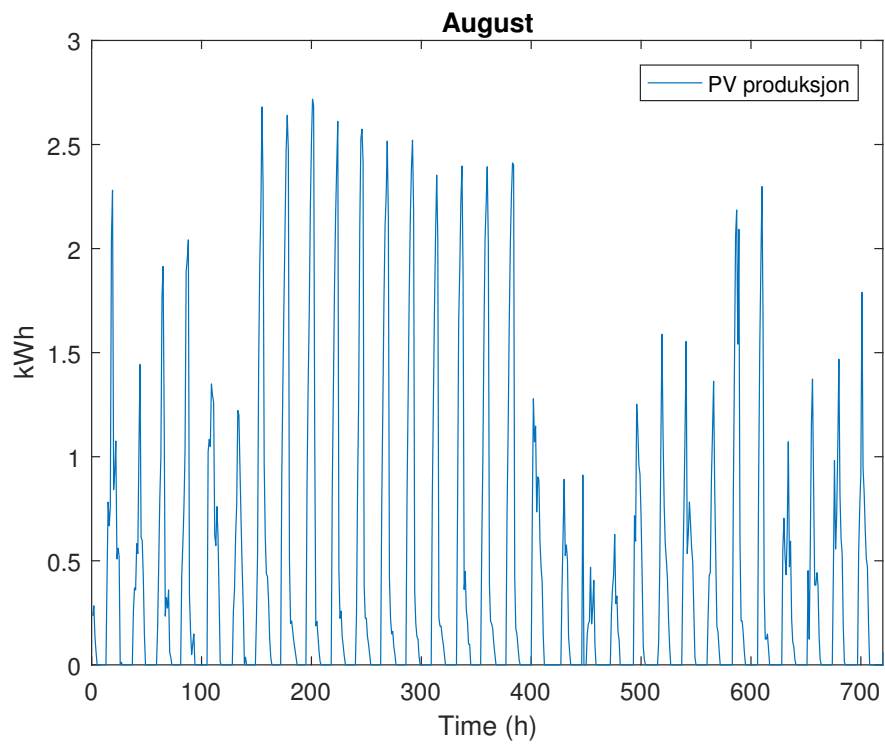
Figur B.2: PV produksjon i mai 2015.



Figur B.3: PV produksjon i juni 2015.

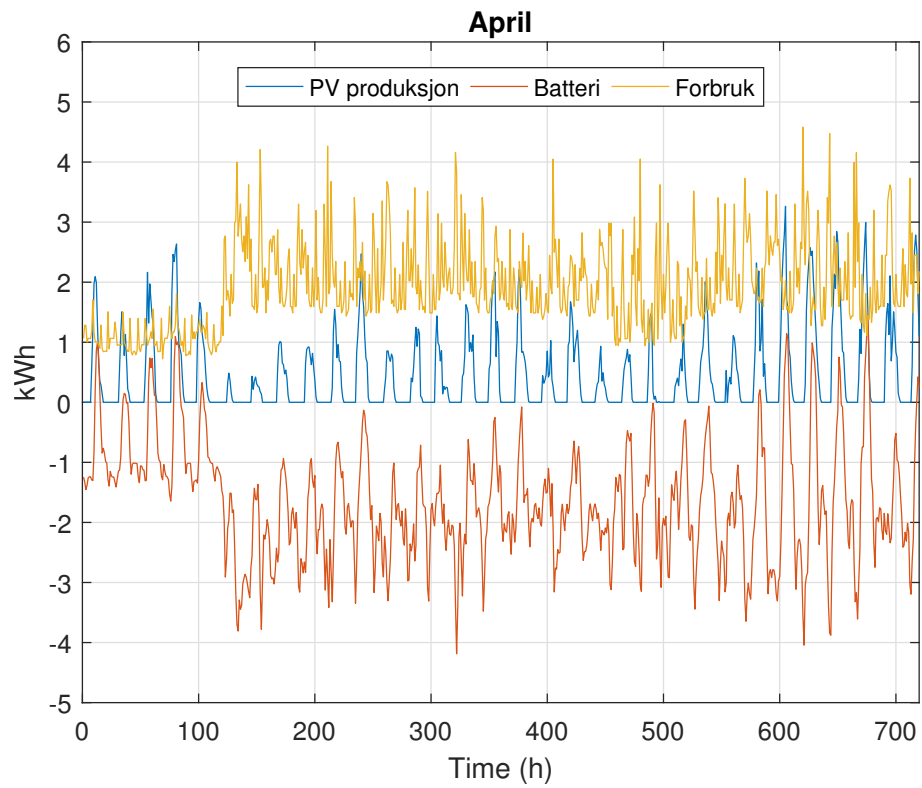


Figur B.4: PV produksjon i juli 2015.

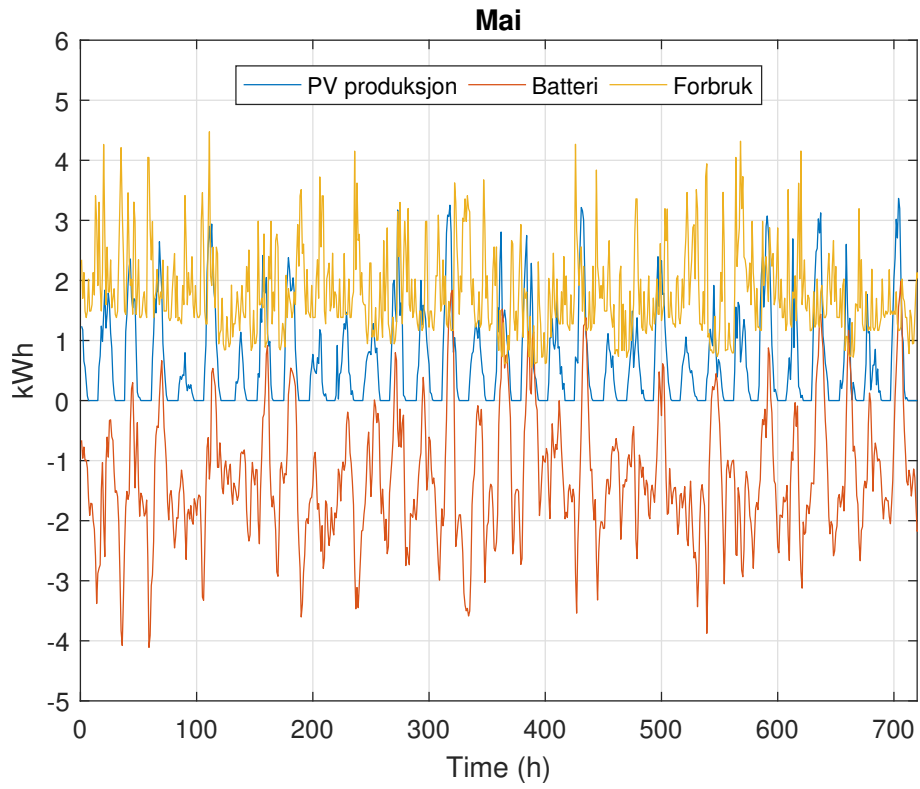


Figur B.5: PV produksjon i august 2015.

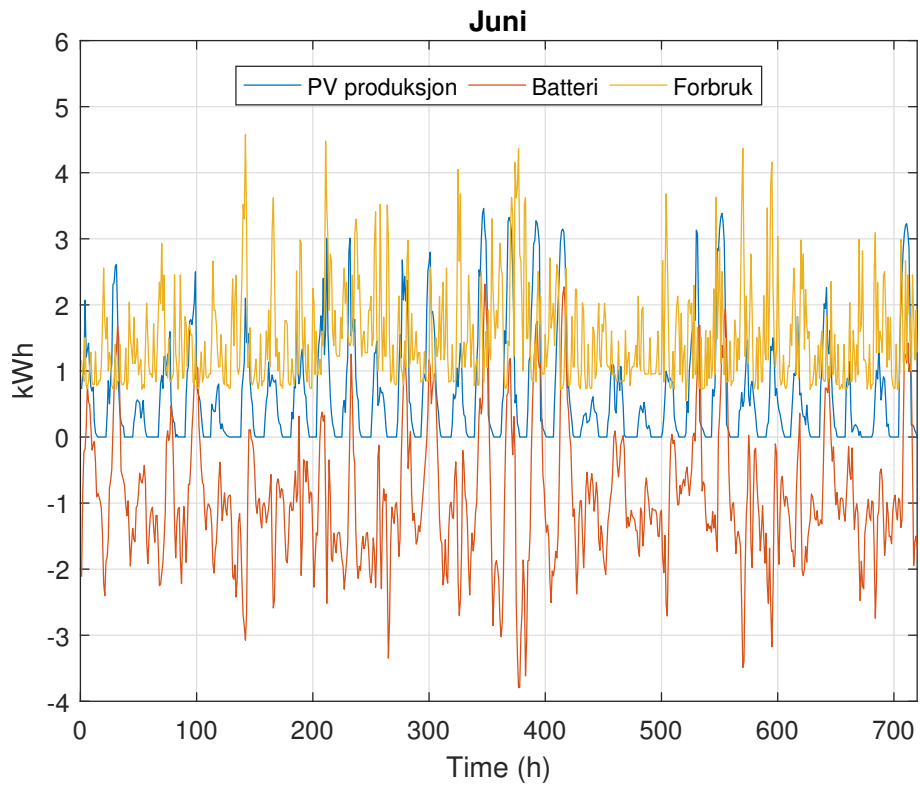
B.2 Use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon



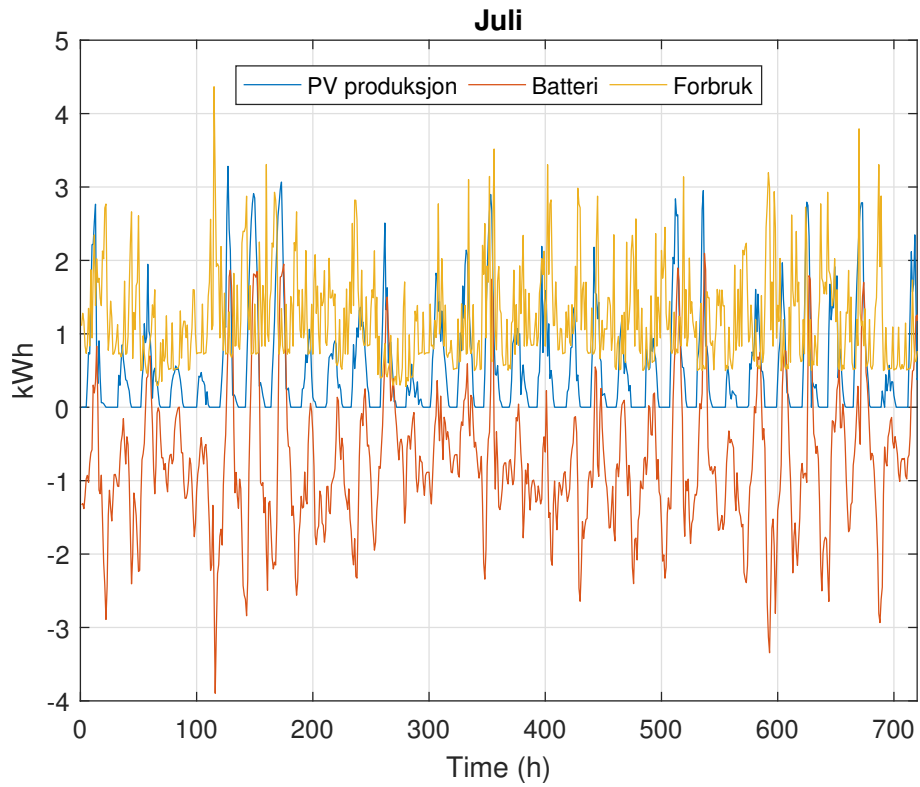
Figur B.6: Energiflyt i husstand april 2015.



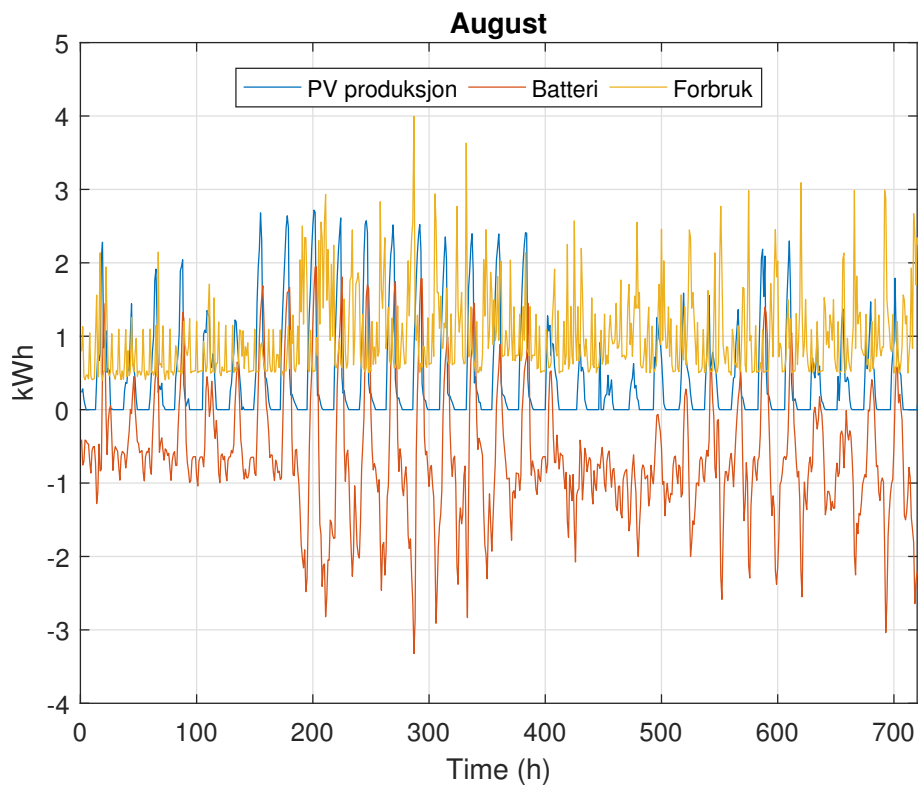
Figur B.7: Energiflyt i husstand mai 2015.



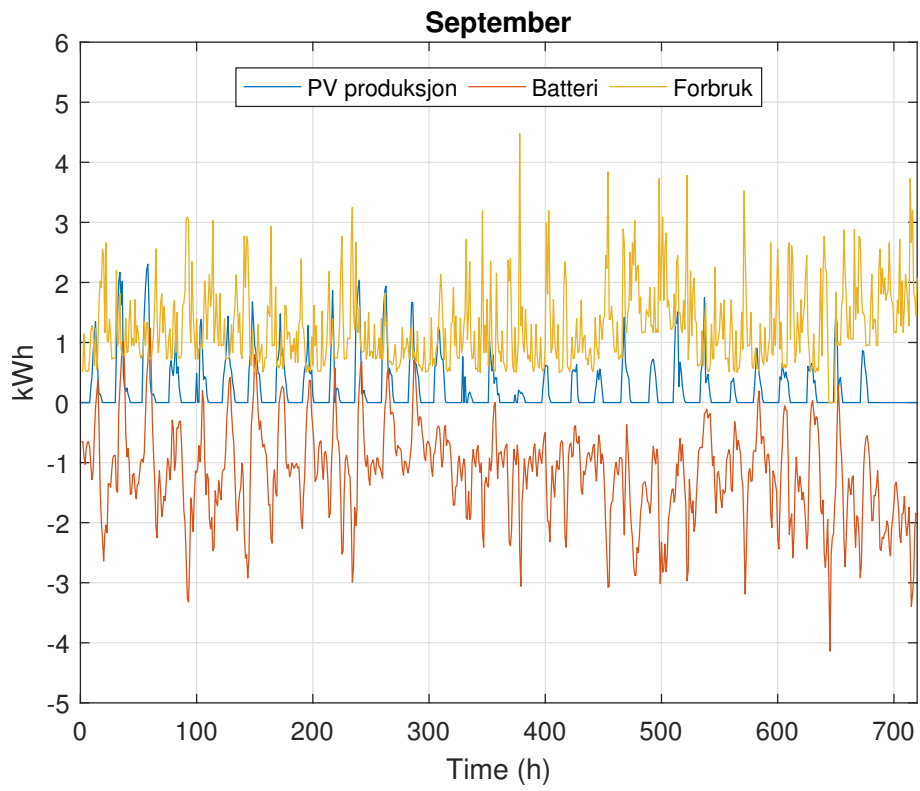
Figur B.8: Energiflyt i husstand juni 2015.



Figur B.9: Energiflyt i husstand juli 2015.



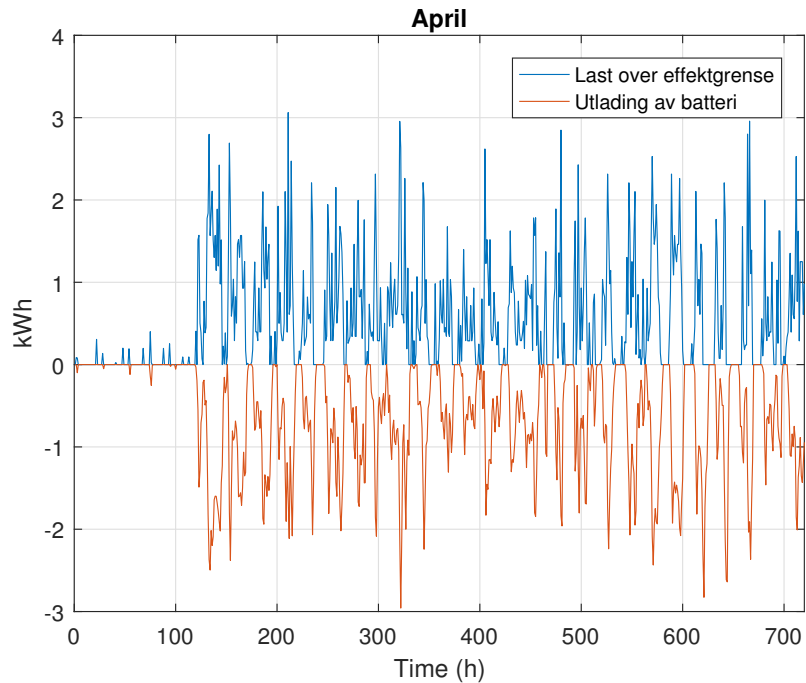
Figur B.10: Energiflyt i husstand august 2015.



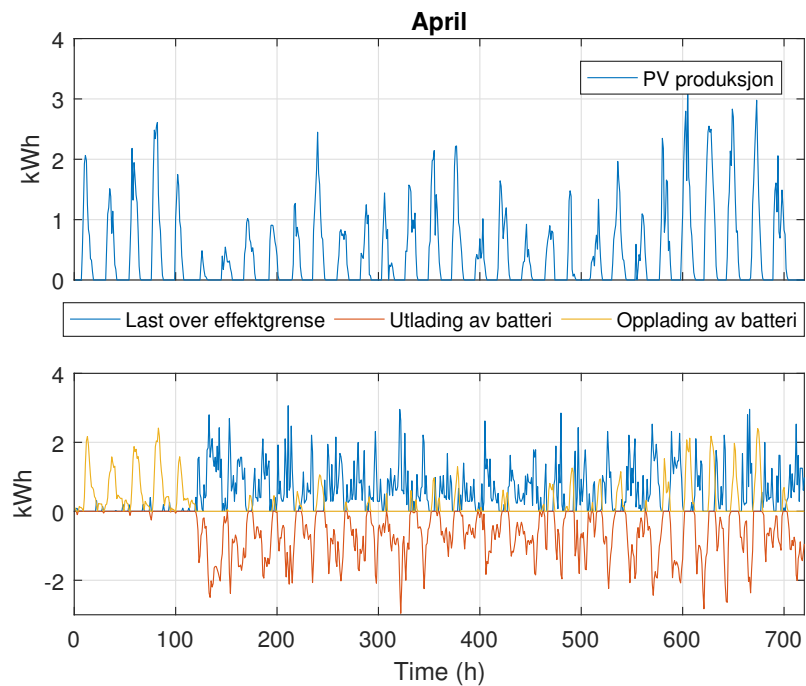
Figur B.11: Energiflyt i husstand september 2015.

B.3 Use case: Regulering av effekt trukket fra nettet

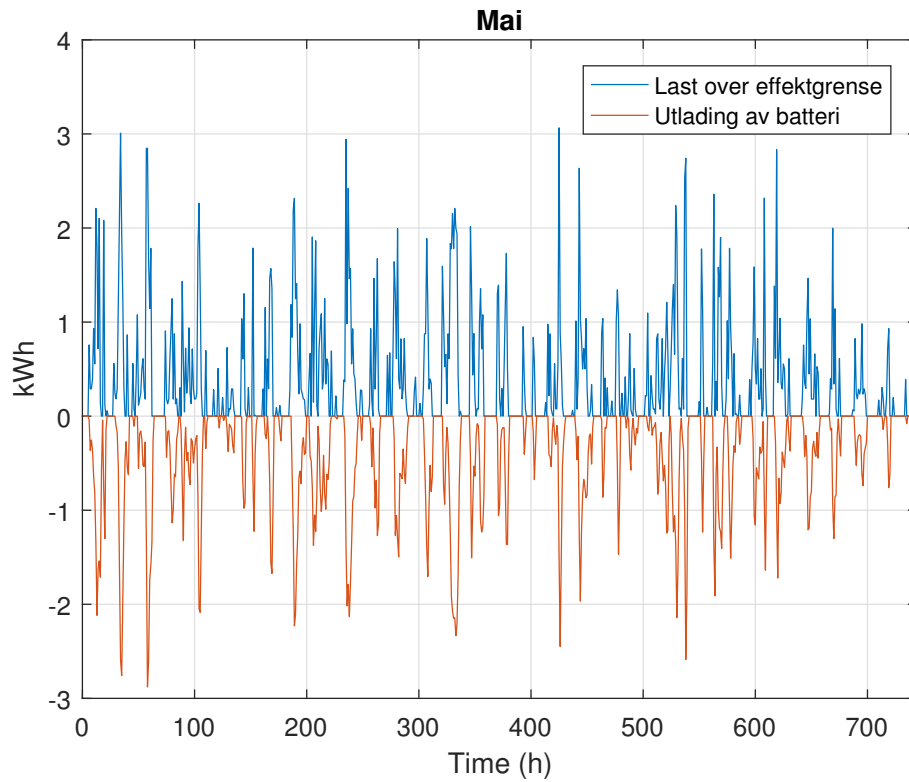
B.3.1 Effektgrense lik 1.2 kW



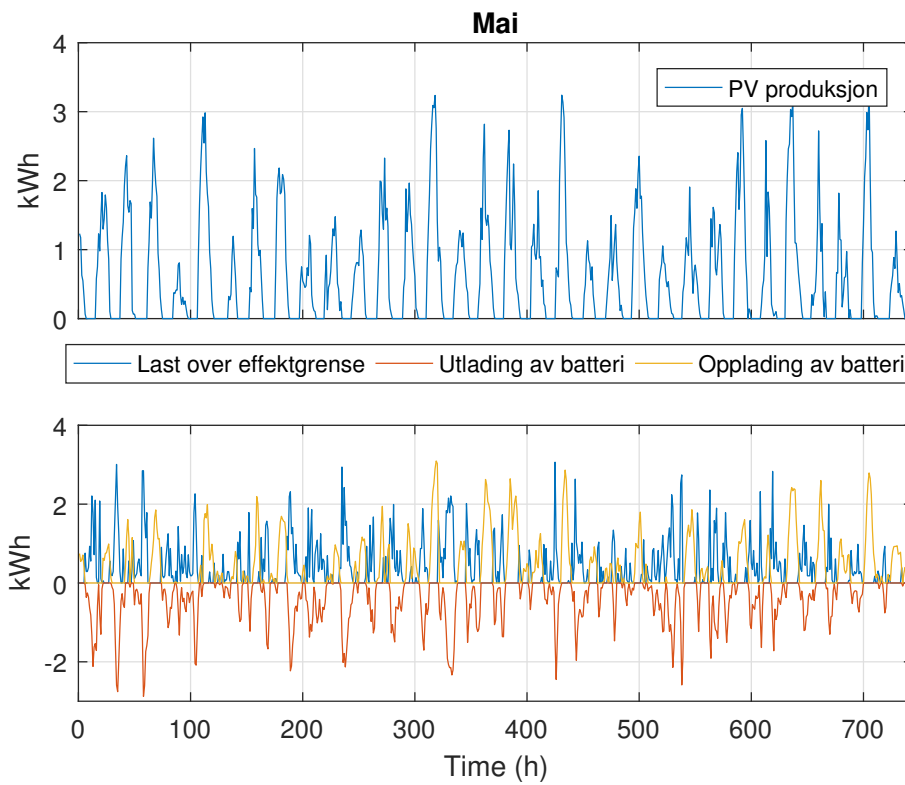
Figur B.12: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 1.2 kW.



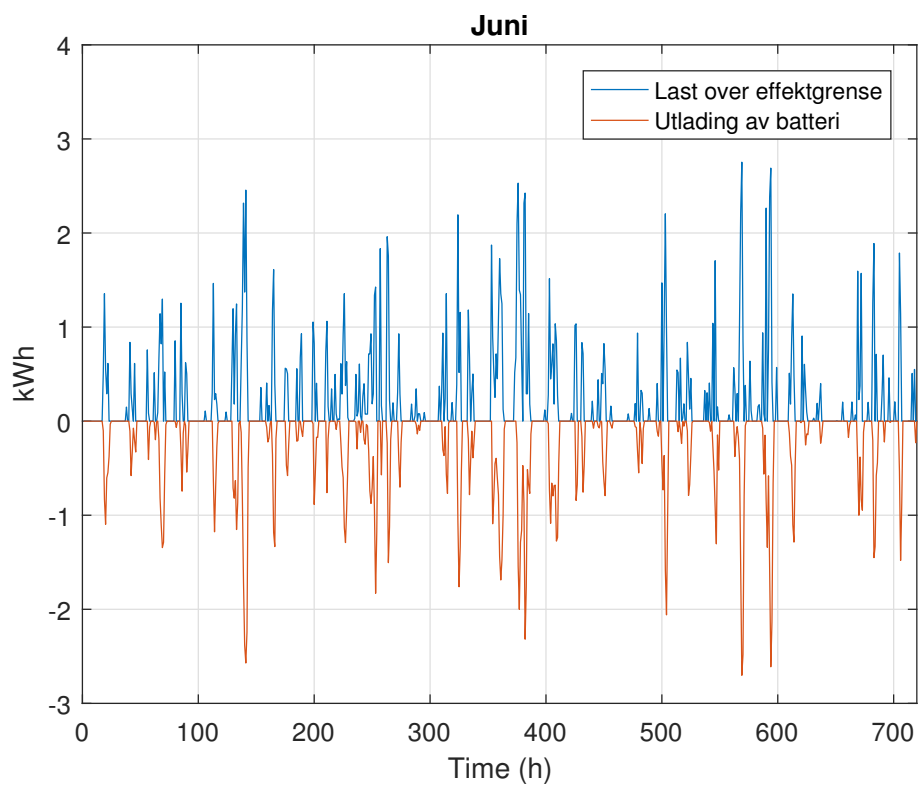
Figur B.13: Energiflyt i systemet for april 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.



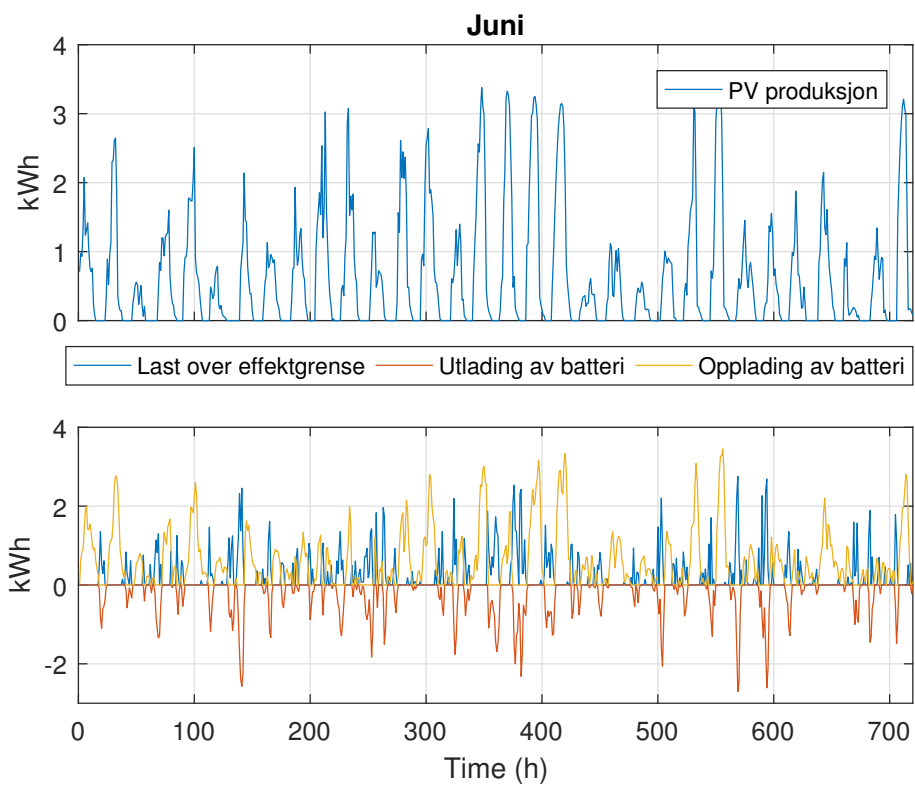
Figur B.14: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 1.2 kW.



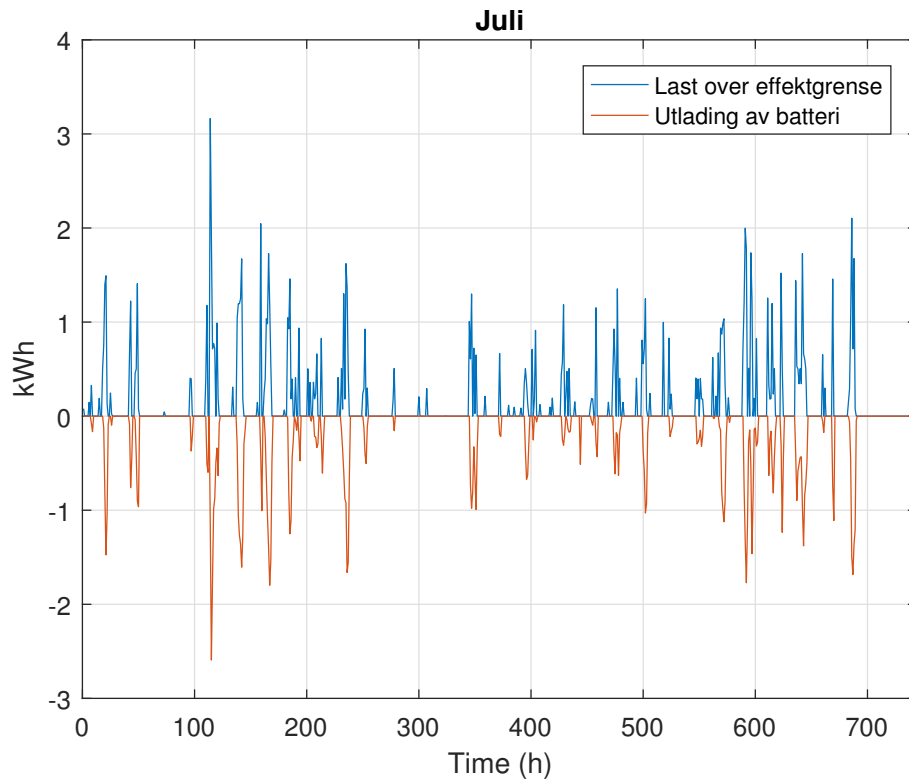
Figur B.15: Energiflyt i systemet for mai 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.



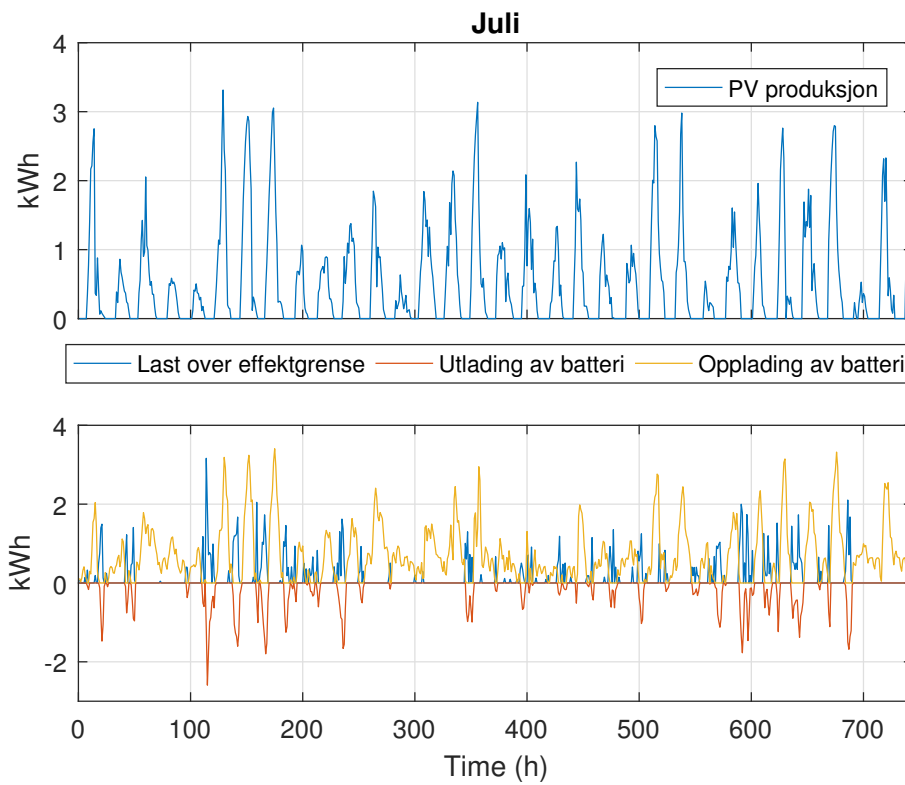
Figur B.16: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 1.2 kW.



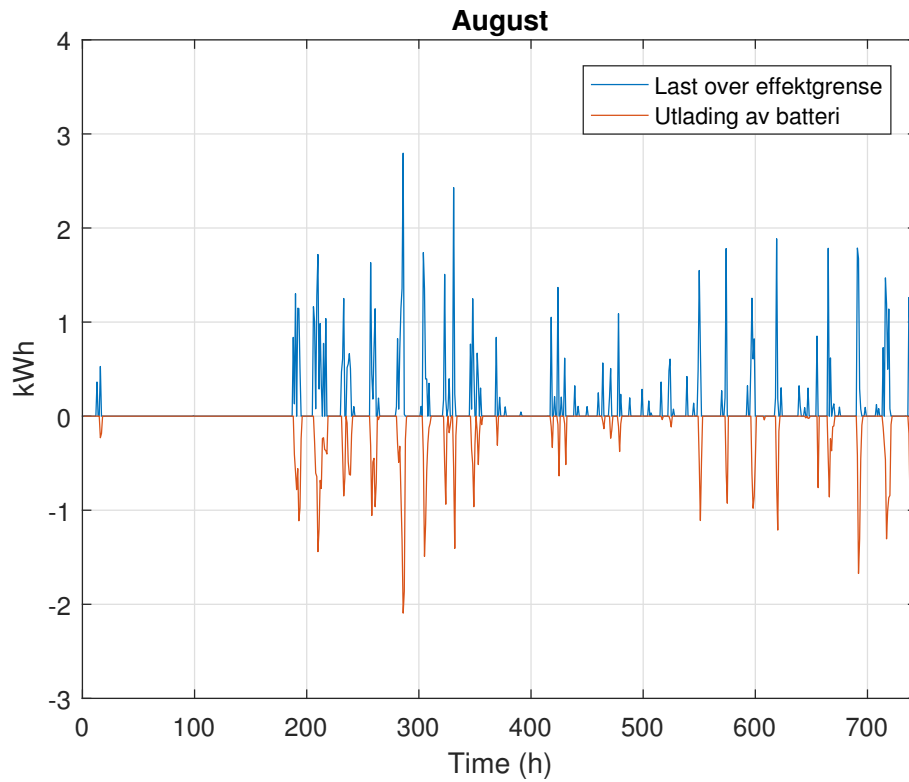
Figur B.17: Energiflyt i systemet for juni 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.



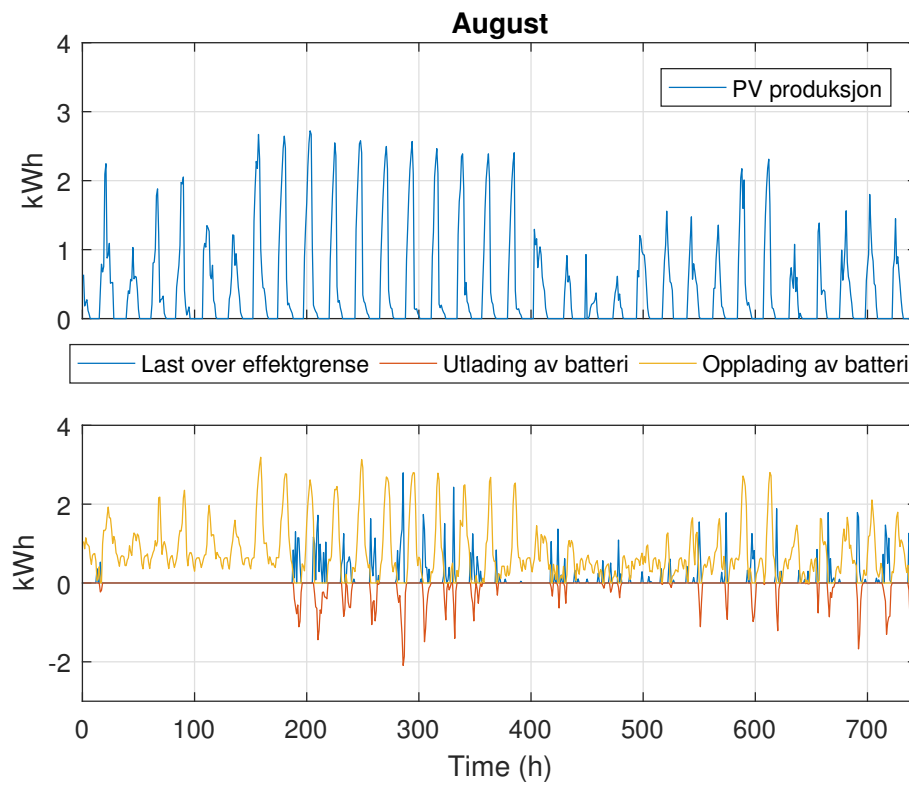
Figur B.18: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 1.2 kW.



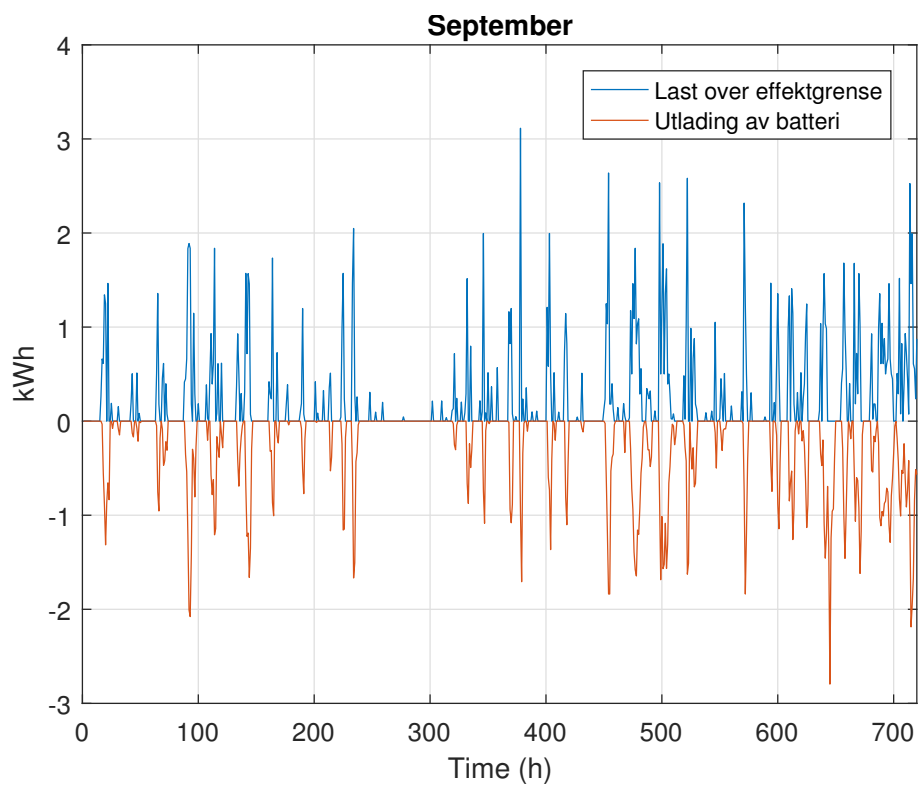
Figur B.19: Energiflyt i systemet for juli 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.



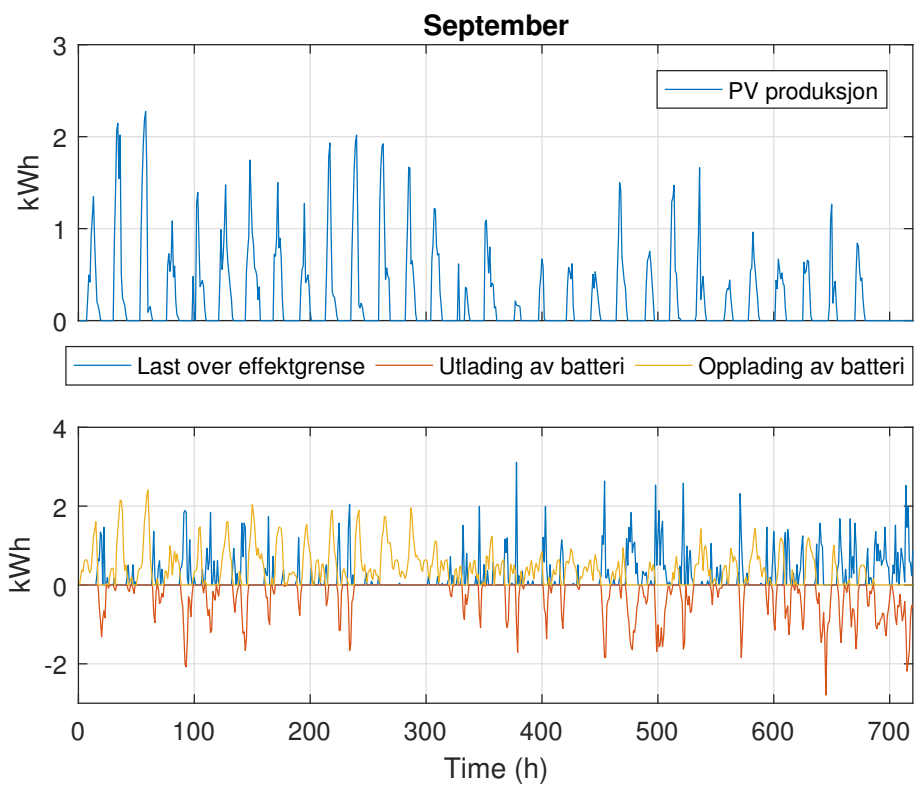
Figur B.20: Kompensering med batteri for last over effektgrense lik 1.2 kW.



Figur B.21: Energiflyt i systemet for august 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.

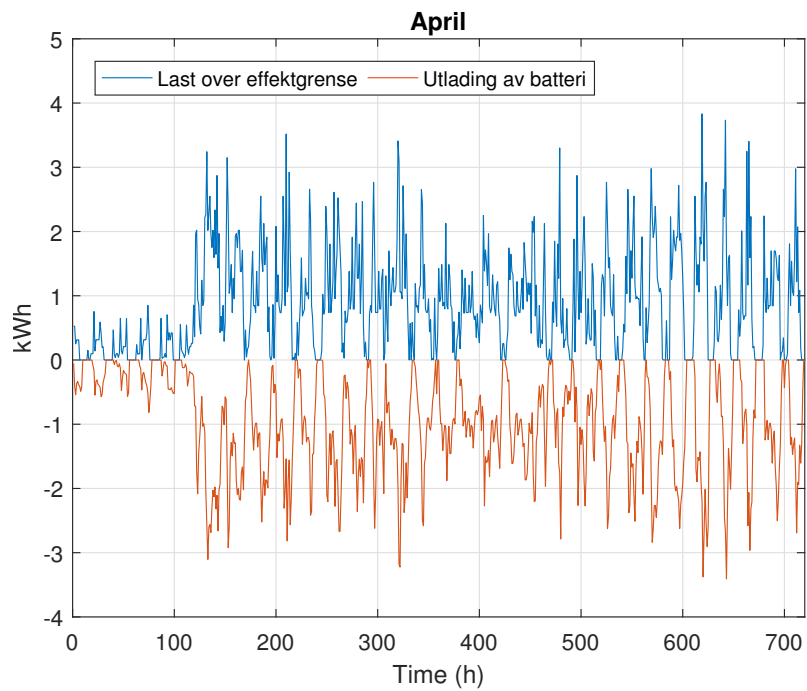


Figur B.22: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 1.2 kW.

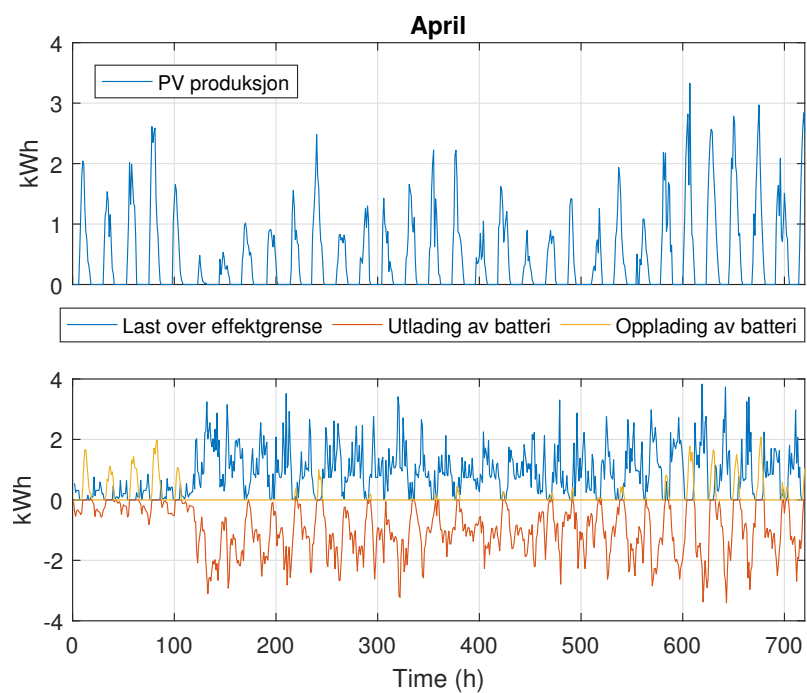


Figur B.23: Energiflyt i systemet for september 2015, med effektgrense lik 1.2 kW.

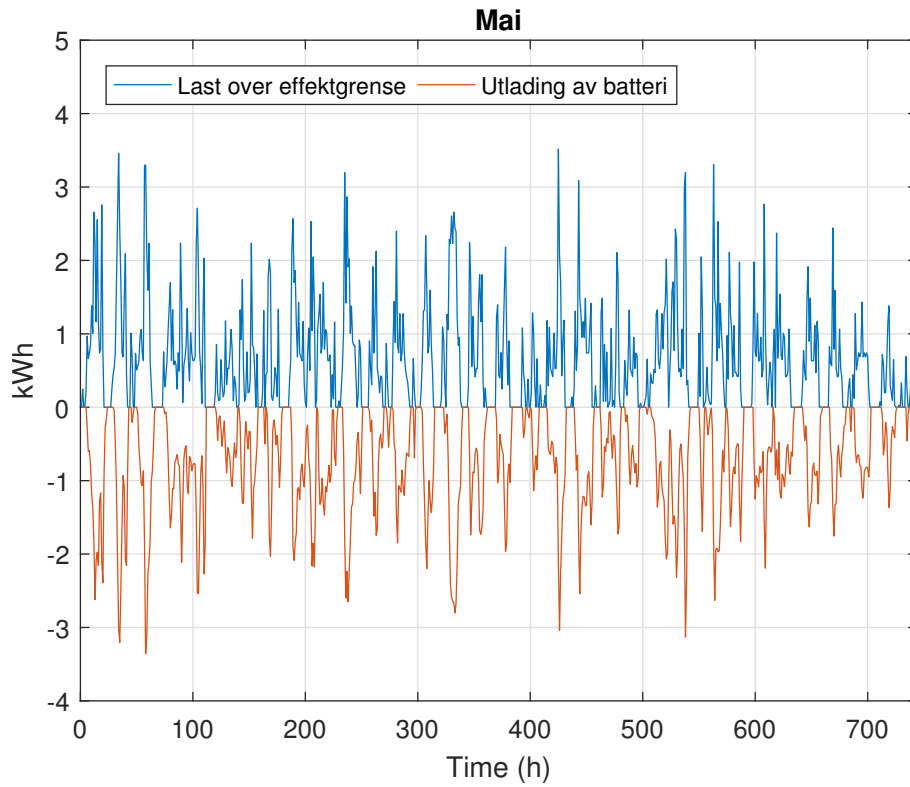
B.3.2 Effektgrense lik 0.75 kW



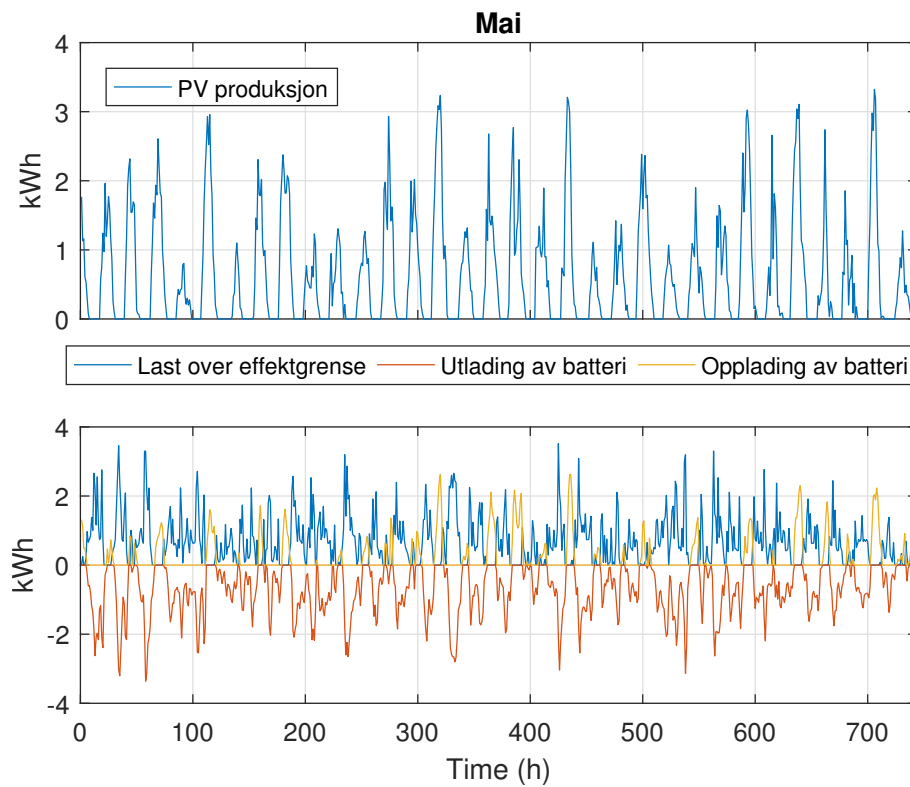
Figur B.24: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW.



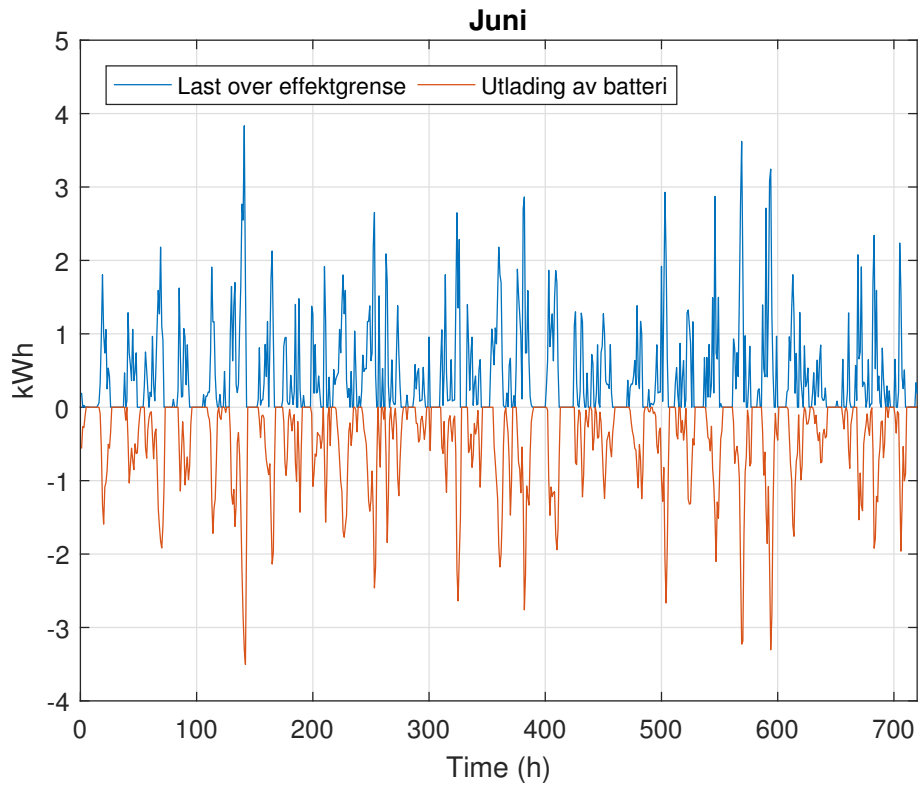
Figur B.25: Energiflyt i systemet for april 2015, med effektgrense lik 0.75 kW.



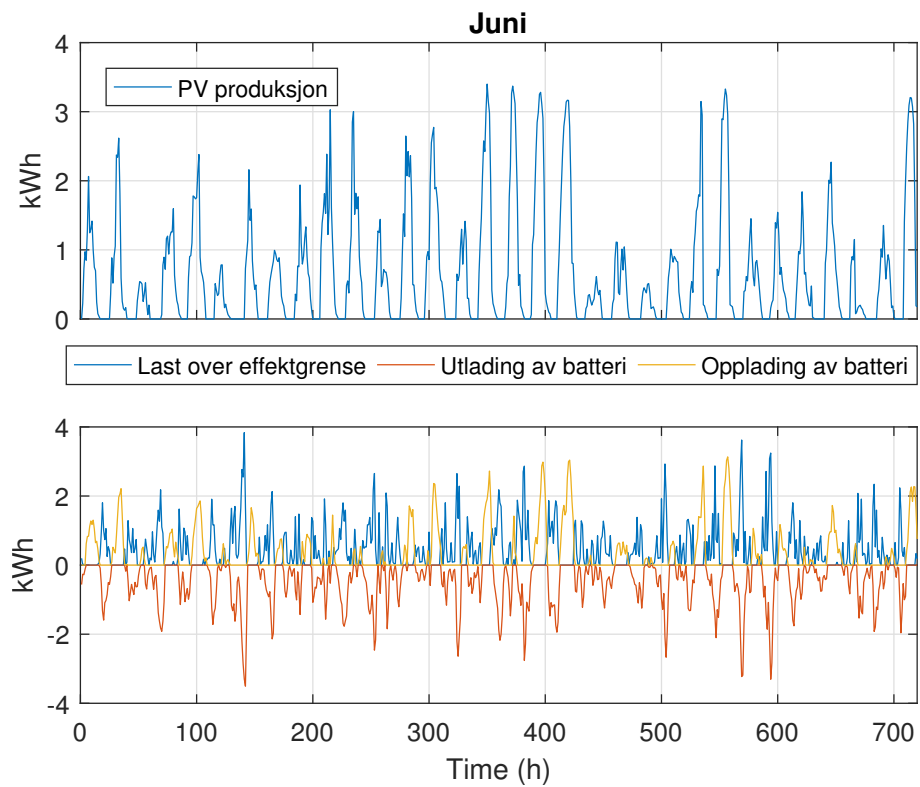
Figur B.26: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW.



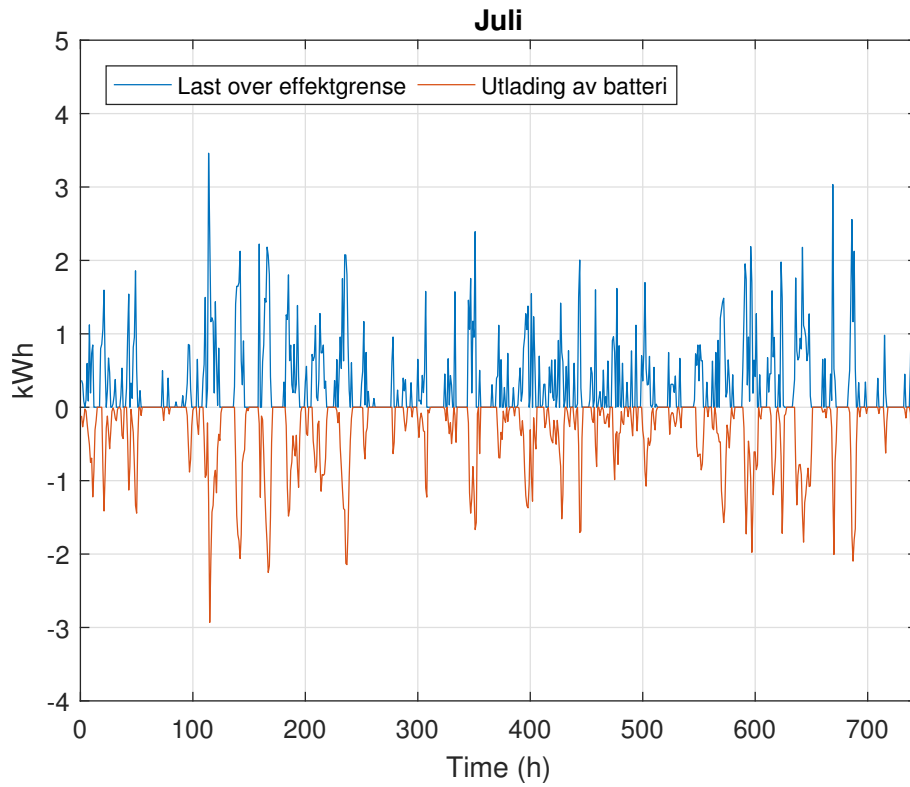
Figur B.27: Energiflyt i systemet for mai 2015, med effektgrense lik 0.75 kW.



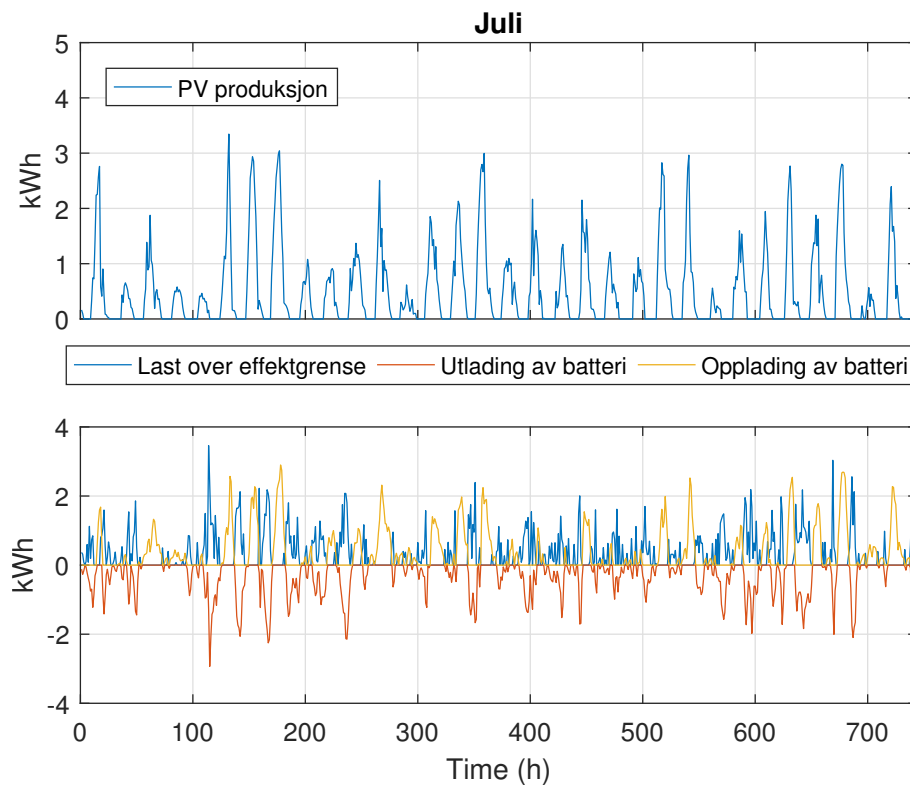
Figur B.28: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW.



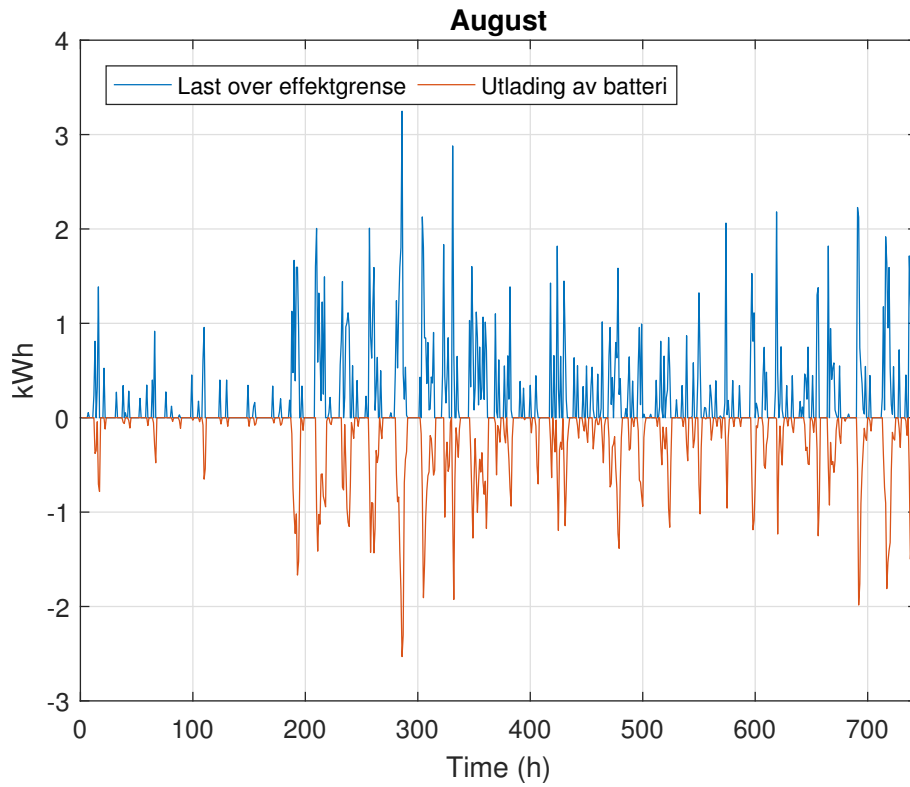
Figur B.29: Energiflyt i systemet for juni 2015, med effektgrense lik 0.75 kW.



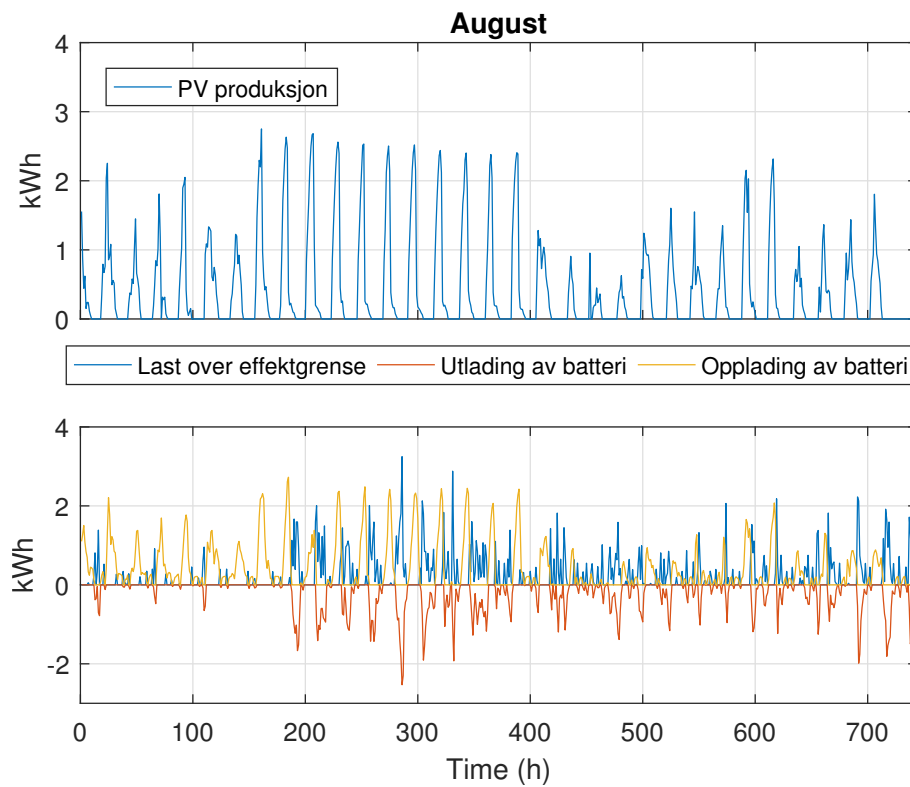
Figur B.30: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW.



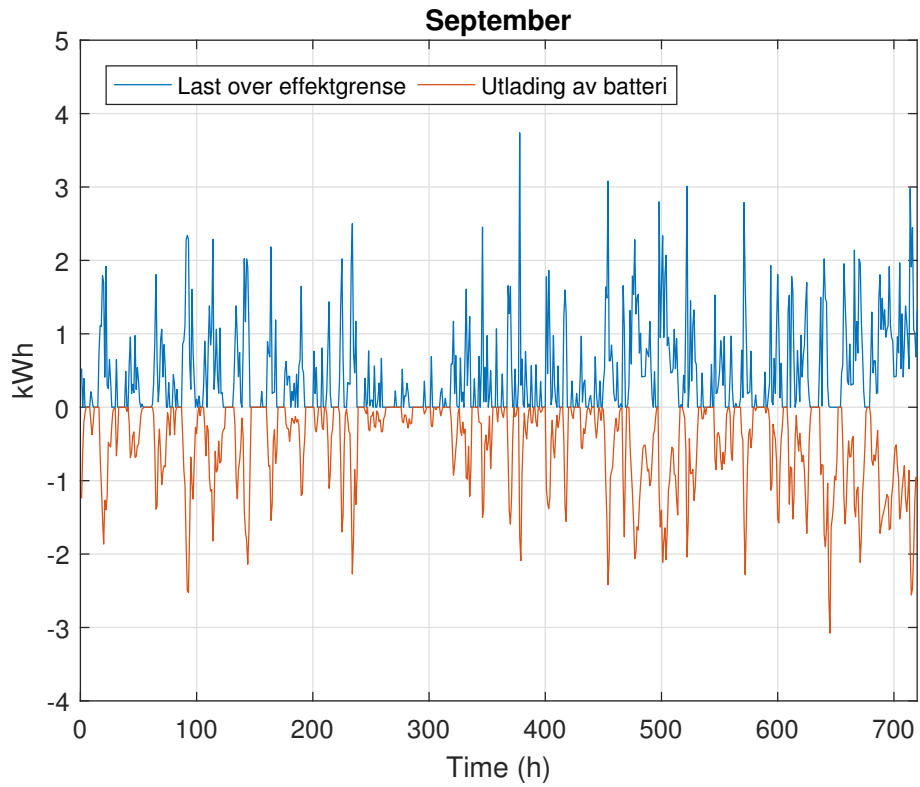
Figur B.31: Energiflyt i systemet for juni 2015, med effektgrense lik 0.75 kW.



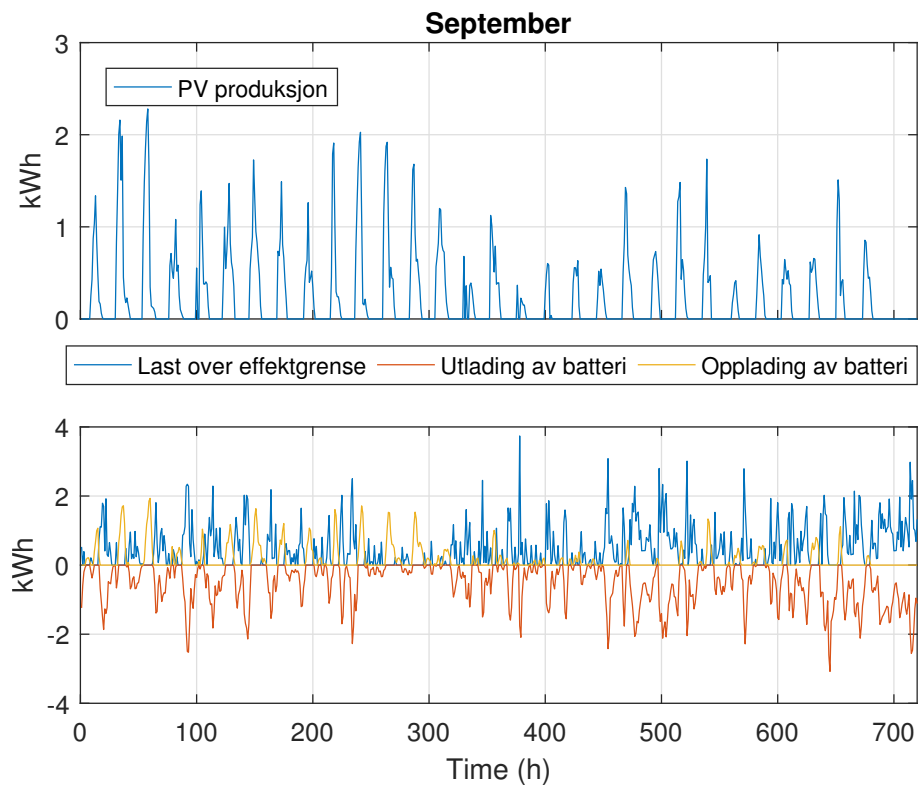
Figur B.32: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW.



Figur B.33: Energiflyt i systemet for august 2015, med effektgrense lik 0.75 kW.



Figur B.34: Kompensering med batteri for last over effektgrense på 0.75 kW.

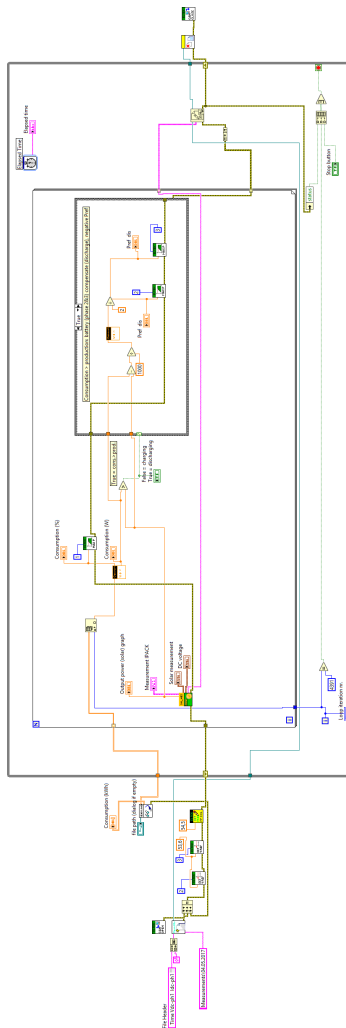


Figur B.35: Energiflyt i systemet for september 2015, med effektgrense lik 0.75 kW.

Vedlegg C

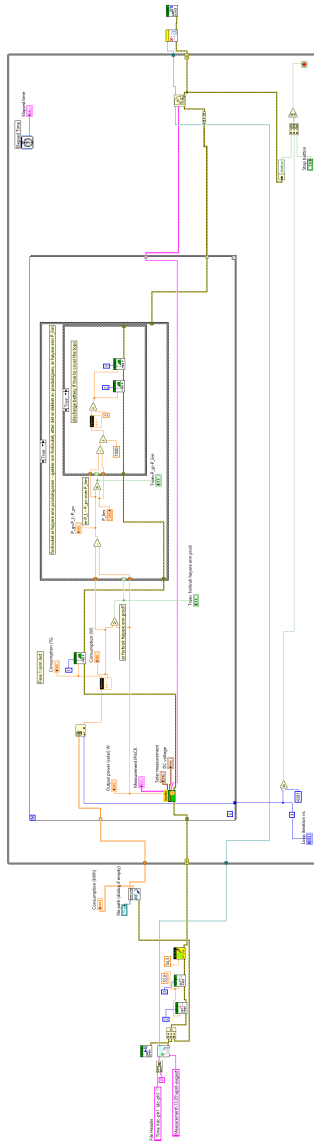
Utviklede NI LabVIEW-koder

C.1 Use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon



Figur C.1: Utviklet NI LabVIEW-kode for use case: Håndtering av plusskundens PV produksjon.

C.2 Use case: Regulering av effekt trukket fra nettet



Figur C.2: Utviklet NI LabVIEW-kode for use case: Regulering av effekt trukket fra nettet.