



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2020 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Utvikling av off-grid oksygeneringssystem for rensing av vann og innsjøer ved bruk av solcelleteknologi

Development of off-grid aeration system for
purification of waters and lakes using solar cell
technology

Torbjørn Brekke
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Det er en omfattende prosess å skrive en masteroppgave. Den utvikles og endres underveis i arbeidet, og det kan være lett å miste kursen. Heldigvis har støtten fra en rekke personer hjulpet til å lede oppgaven i riktig retning og passet på et best mulig resultat av prosjektet. I den anledning vil jeg benytte muligheten til å takke disse nøkkelpersonene.

Jeg ønsker å takke Glava Energy Center og Eden Aquatech AB for muligheten til å skrive denne oppgaven. Takk til veileder Magnus Nilsson og Johan Ericson i Glava Energy Center for gode tilbakemeldinger og forslag under arbeidet med oppgaven. Enda en takk til Glava Energy Center for å legge til rette med leilighet i Glava slik at kombinasjonen av arbeid med oppgaven og muligheten for tettere oppfølging ble lettere. En stor takk til hovedveileder professor Espen Olsen for verdifulle tanker i oppbyggingen og arbeidet med oppgaven, samt gode tilbakemeldinger og god kunnskap i skriveprosessen.

Til slutt vil jeg takke mamma og pappa for den uvurderlige støtten dere har vist meg i prosessen med å gjennomføre denne oppgaven.

Uten dere ville ikke dette vært mulig!

Ås, 18. mai 2020

Torbjørn Brekke

Sammendrag

Ved hjelp av simuleringsprogrammet PVsyst V6.86, har det i denne oppgaven blitt utviklet et off-grid oksygeneringssystem for rensing av forurensede vann og innsjøer. I simuleringene ble solceller benyttet til å høste energi. Elektrisiteten fra solcellene ble simulert til å drive en last bestående av en pumpe. Et batterisystem ble benyttet som lagringsenhet for å kunne møte variasjoner i solinnstråling.

Simuleringene ble gjort ved et faktorielt eksperiment. Solcelleanlegg, batterisystem og last ble definert som faktorer. I denne oppgaven ble faktorene kalt parametere. Disse ble endret individuelt og hver endring utgjorde en egen simulering. De ulike simuleringene ble sortert etter parameterendring og sammenlignet, for å komme fram til hvordan endringen av en parameter påvirket systemets ytelse. Avslutningsvis ble et av de simulerte systemene trukket fram som det best egnede for et mulig off-grid oksygeneringssystem.

Det ble slått fast tidlig at utvikling av et off-grid oksygeneringssystem for drift året rundt ikke var realistisk. Det måtte derfor defineres en driftsperiode for å se i hvor stor grad det lot seg gjøre å drive anlegget på solenergi. Resultatet av dette var ulikt antall driftstimer per dag i månedene mars til oktober.

Resultatene viser at den uutnyttede energien blir redusert betraktelig ved å øke lasten fra 880 W til 1760 W og 3520 W. Samtidig øker den manglende energien.

Ved å redusere batterikapasiteten til 44,4 % av opprinnelig lagring, ble solfraksjonen i systemet gjennomsnittlig kun redusert med 3,5 %. For systemene med stort solcelleanlegg gav reduksjonen av batterisystemets størrelse økt manglende energi. Økningen var imidlertid ikke like betydelig som reduksjonen av batterisystemstørrelsen.

Solcelleanlegget på 3720 W_p klarte ikke å møte økningen i lastforbruk fra 880 W til 1760 W. Anlegget med spisseffekt på 6200 W_p hadde utfordringer med å møte lastforbruket ved en last på 3520 W.

Et system bestående av et solcelleanlegg med en spisseffekt på 6200 W_p, batterisystem med 248 Ah lagringskapasitet og en last på 1760 W, virker å være den beste kombinasjonen for et off-grid oksygeneringssystem for de simulerte månedene.

Abstract

By using the simulation program PVsyst V6.86, an off-grid aeration system for purification of polluted waters and lakes has been developed. In the simulations solar cells were used to produce energy. The electricity from the solar cells was simulated to power a load consisting of a pump. A battery system was used as energy storage to meet variations in weather conditions.

The simulations were done by doing a factorial experiment. PV-modules, battery system and load were defined as factors. In this paper the factors were called parameters. These were changed individually, and every change made up a different simulation. The different simulations were sorted by the change of parameter and compared, to decide how the change of parameter affected the systems performance. Finally, one of the simulated systems was chosen as the most suitable for a possible off-grid aeration system.

It was made clear early in the process that development of a completely off-grid aeration system, powered all year thorough, would not be realistic. Therefore, an operating period had to be defined to see how much it was possible to power the system using solar energy. The result from this was varying number of hours of runtime per day in the months March to October.

The results show that the unused energy is reduced considerably by increasing the load from 880 W to 1760 W and 3520 W. At the same time the missing energy increases.

By reducing the battery capacity to 44,4 % of original storage, the solar fraction in the system on average is reduced by 3,5 %. The systems containing the greatest number of PV-modules increased the missing energy in the system when the battery system was reduced in size. However, the increase was not as considerable as the reduction in battery system sizing.

The solar plant with a power rating of 3720 W_p did not manage to meet the increased load from 880 W to 1760 W. The system with a power rating of 6200 W_p had some difficulties meeting the power demand with a load of 3520 W.

A system containing a solar plant with a power rating of 6200 W_p , battery system of 248 Ah storage capacity and a load of 1760 W, seems to be the best combination for an off-grid aeration system in the months simulated.

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag	III
Abstract	V
Innholdsfortegnelse	1
1 Innledning	1
2 Teori	3
2.1 Solenergi.....	3
2.1.1 Solens posisjon	4
2.1.2 Global solinnstråling	5
2.1.3 Optisk luftmasse.....	6
2.2 Solceller	7
2.2.1 Struktur	7
2.2.2 Energibånd	7
2.2.3 Doping	8
2.2.4 pn-overgang.....	9
2.2.5 Den fotovoltaisk effekt	9
2.2.6 Ekvivalentkrets og IV-karakteristikk	10
2.2.7 Standard Test Conditions (STC)	12
2.2.8 Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	12
2.3 Off-grid-systemer	12
2.3.1 Planlegging	12
2.3.2 PV-moduler	13
2.3.3 Lagringsenhet.....	13
2.3.4 Ladekontroller	13
2.3.5 Last	15

2.4	Kraftelektronikk.....	15
2.4.1	Pulsbreddemodulasjon (PWM).....	15
2.4.2	Maximum Power Point Tracker (MPPT)	15
2.5	Produksjonspåvirkning og tapsmekanismer	16
2.5.1	Skygning og bypassdioder	16
2.5.1.1	Avsetninger	17
2.5.2	Tap ved innstråling.....	18
2.5.3	Vind	19
2.6	Solfraksjonen.....	20
2.7	Lastutfall	20
2.8	Batteriteknologi.....	20
2.8.1	En battericelles virkemåte.....	21
2.8.2	Batterier	21
2.8.2.1	Bly-syre-batteri	22
2.8.3	Batteriparametere	23
2.8.3.1	Kapasitet.....	23
2.8.3.2	Batterieffektivitet	23
2.8.3.3	Temperatur	24
2.8.3.4	Depth of discharge (DoD)	24
2.8.3.5	Ladesykluser.....	24
2.9	Oksygeneringsanlegget	24
3	Metode.....	25
3.1	PVsyst	25
3.2	Simuleringsområde.....	26
3.2.1	Område og meteo-data.....	26
3.2.1.1	Meteonorm 7.2	26
3.2.1.2	NASA-SSE	27

3.2.1.3	PVGIS TMY	27
3.2.1.4	NREL / NSRDB TMY	28
3.2.2	Solbane	28
3.3	Inputparametere	28
3.3.1	Hovedparametere.....	29
3.3.1.1	Orientering	29
3.3.1.2	Lastprofil	29
3.3.1.3	System	29
3.3.1.4	Detaljerte tap.....	31
3.3.2	Frivillige parametere	33
3.4	Simulering	34
3.5	Datavisualisering.....	34
3.6	Distanseberegning	34
3.7	Utforming av oppgaven.....	34
3.7.1	Utfordringer med PVsyst	35
3.7.2	Programvare	35
3.7.3	Simuleringer	36
3.7.4	Fysisk prototype	36
4	Resultater og diskusjon.....	37
4.1	Energitilgjengelighet.....	37
4.1.1	Datainnsamling og sammenligning	37
4.1.2	Vindhastighet	41
4.1.3	Temperatur.....	42
4.2	Referansesystem – utgangspunkt for simuleringer	43
4.2.1	Paneler og oppkobling.....	44
4.2.2	Orientering av paneler	44
4.2.3	Batterisystemet.....	45

4.2.4	Ladekontrollen	46
4.2.5	Lasten	46
4.2.6	Driftstid	47
4.3	Faktorielt eksperiment.....	49
4.3.1	Solcelleanlegg	50
4.3.2	Batteripakke	50
4.3.3	Last	50
4.4	Simuleringene	51
4.5	Påvirkningen av lastendring	52
4.5.1	Solfraksjon.....	52
4.5.2	Forbruk.....	53
4.5.3	Manglende energi.....	54
4.5.4	Utnyttet energi	56
4.5.5	Sammenfattende betraktninger	57
4.6	Påvirkningen av endring i batterisystem	58
4.6.1	Solfraksjon.....	58
4.6.2	Forbruk.....	60
4.6.3	Manglende energi.....	62
4.6.4	Utnyttet energi	64
4.6.5	Sammenfattende betraktninger	65
4.7	Påvirkningen av endring i solcelleanleggsstørrelse.....	66
4.7.1	Solfraksjon.....	66
4.7.2	Forbruk.....	68
4.7.3	Manglende energi.....	70
4.7.4	Utnyttet energi	71
4.7.5	Sammenfattende betraktninger	72
4.8	Valg av simulert system	73

Innholdsfortegnelse	XI
5 Konklusjon	78
6 Forslag til videre arbeid	80
Referanser	83
Vedlegg A: Tabeller	87
Vedlegg B: Dataark	93
Vedlegg C: Plantegning	101

1 Innledning

Helt siden starten av den industrielle revolusjon, på midten av 1700-tallet, har velstanden i verden økt. Dette har ført til en betydelig økning av verdens energibehov. I 2018 var energiforbruket i verden på omtrent 160 000 TWh. Av dette var 84,7 % basert på fossile energikilder (Dudley, 2019). Dette forbruket av fossil energi har hatt betydning for atmosfærens konsentrasjon av klimagasser, spesielt CO₂. I 2012 ble det registrert 47 % høyere atmosfærisk konsentrasjon av CO₂ sammenlignet med førindustriell tid (World Meteorological Organization (WMO), 2020). I perioden 1880 til 2012 har jordens globale gjennomsnittstemperatur steget med 0,85°C (Stocker et al., 2013). Den økte andelen CO₂ i atmosfæren, kombinert med økningen av andre klimagasser, er en del av grunnen til denne utviklingen.

På grunn av utfordringene dette utsetter verden for, har forståelsen for klimaendringene økt de siste årene. Resultatet er at nasjoner har begynt å gå sammen for å endre trenden. Et steg mot dette var vedtaket av Parisavtalen 12. desember 2015. Målsettingen med avtalen er å begrense temperaturøkningen til å ikke overgå 2°C, og at det skal arbeides for å begrense den til 1,5°C, sammenlignet med førindustriell periode (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015).

For at verden skal klare å nå dette målet, vil det være helt essensielt å omstille samfunnets avhengighet av fossile energikilder. En løsning vil være å benytte mer fornybar energi. Solcelleteknologi har i denne sammenheng vist seg å være en av de mest aktuelle erstatterne. En studie gjort av Fthenakis et al. viser at ved å stille om elektrisitetsproduksjonen fra fossile energikilder, til høsting av solenergi ved bruk av

solceller, kan man redusere klimagassutslippene med opptil 89 % (Fthenakis et al., 2008).

Heldigvis viser det seg at verden har åpnet opp øynene for denne teknologien, ettersom solcelleindustrien de siste årene har sett en formidabel utvikling. I 2019 ble det til sammen installert en effekt på 114,9 GW_p. Dette er en vekstøkning på 12 % sammenlignet med 2018, og den største andelen installert effekt fra solceller noen gang (IEA PVPS, 2020). Mye tyder derfor på at solcelleteknologi vil spille en viktig rolle i fremtidens energiforsyning.

En fordel med solceller, i tillegg til reduksjonen i klimagassutslipp, er fleksibiliteten teknologien åpner opp for i energiproduksjon. Dette skyldes at bredden i solcelleanleggsstørrelse er stor, og det åpner opp for gode løsninger for off-grid-anlegg.

Målsettingen med denne oppgaven er å utvikle et off-grid oksygeneringssystem. Et oksygeneringssystem er et vannrenseanlegg, og ideen er å høste energien anlegget krever for rensing av vann ved å ta i bruk solcellepaneler. Det vil tas utgangspunkt i et eksisterende oksygeneringssystem, produsert av Eden Aquatech AB.

For å komme fram til et best egnet anlegg vil det bli gjort simuleringer i PVsyst V6.86 ved hjelp av et faktorielt eksperiment. Dette vil bli gjort ved at det først tas utgangspunkt i et definert referansesystem, med utvalgte parametere. For hver enkelt simulering blir en av parameterne endret individuelt. Når alle simuleringene er gjennomført blir de sortert etter de ulike parameterne, for å best kunne studere hvordan parameterendringene påvirker systemenes ytelse.

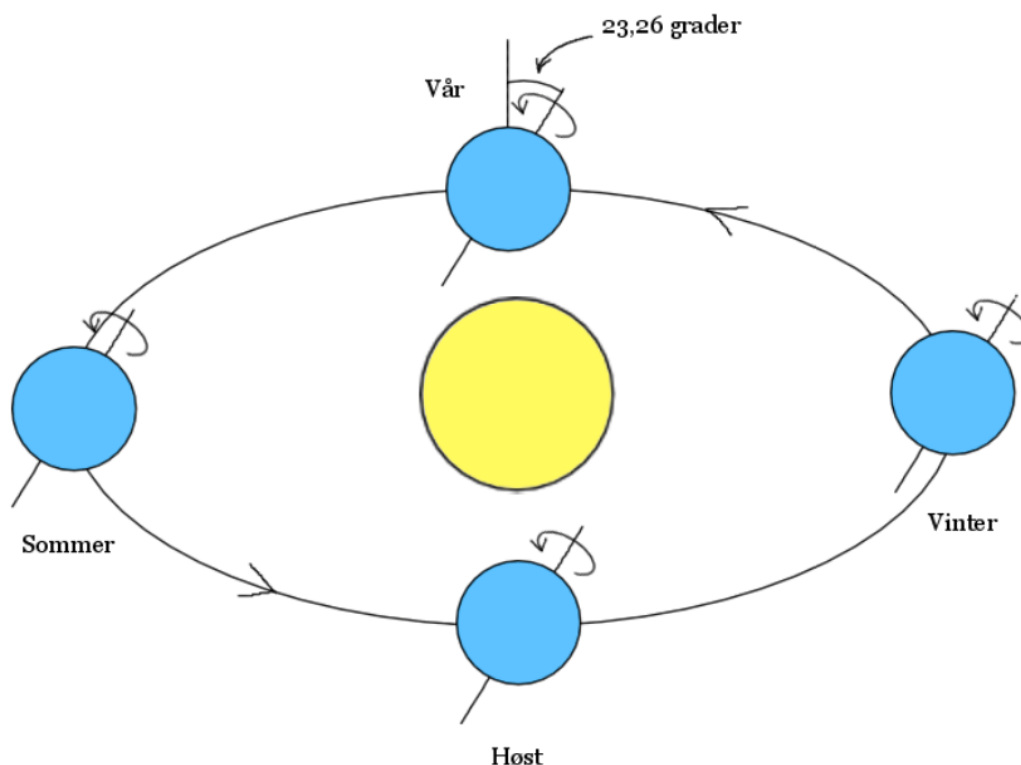
Opgaven er gjennomført for Glava Energy Center (GEC), lokalisert i Glava i Sverige, på oppdrag fra Eden Aquatech AB.

2 Teori

2.1 Solenergi

Kjernereaksjoner i solens sentrum transformerer masse til energi. Denne energien består blant annet av elektromagnetisk stråling (Smets et al., 2016). Den elektromagnetiske strålingen blir sendt ut i rommet og noe treffer jorden. Årlig treffer stråling fra solen tilsvarende en energimengde på omtrent 5 460 000 EJ jordens atmosfære. Dette er over 10 000 ganger høyere enn verdens årlige energiforbruk i perioden 2005-2010, som var på 500 EJ (Chen, 2011).

På grunn av absorpsjon og refleksjon av solstrålingen i jordens atmosfære, blir imidlertid ikke all energien ført helt ned til jordens overflate. Det estimeres at 30 % blir reflektert og 20 % blir absorbert av luftmolekyler og skyer. I tillegg er rundt to tredeler av jordens overflate dekket av vann (Chen, 2011). Dersom man regner med disse tapsverdiene av solstrålingen, sitter man igjen med omtrent 1 000 000 EJ. Dette gjør at verdens årlige energiforbruk tilsvarer omtrent 0,05 % av den årlige innstrålte solenergien.



Figur 2.1: Jordens bane rundt solen. Aksehellingen er gitt ved $23,26^\circ$. Figuren er basert på (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013).

2.1.1 Solens posisjon

Effekten i strålingen som treffer et legeme måles i irradians. Den beregnes ved strålingen som treffer normalt på et enhetsareal (Markvart, 2000). På grunn av jordens elliptiske bane rundt solen, varierer irradiansen som treffer jordoverflaten mellom 1325 W/m^2 og 1420 W/m^2 (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013). I gjennomsnitt er denne verdien på 1361 W/m^2 , og kalles for solkonstanten (Markvart, 2000; Smets et al., 2016).

Rotasjonsaksen til jorden er tiltet i forhold til banen den følger rundt solen. Denne hellingvinkelen er på $23,26^\circ$ (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013). Hellingen fører til forskjeller i innstråling i løpet av året, som danner grunnlaget for det vi kaller årstider. Jordens bane og aksetilt er vist i figur 2.1.

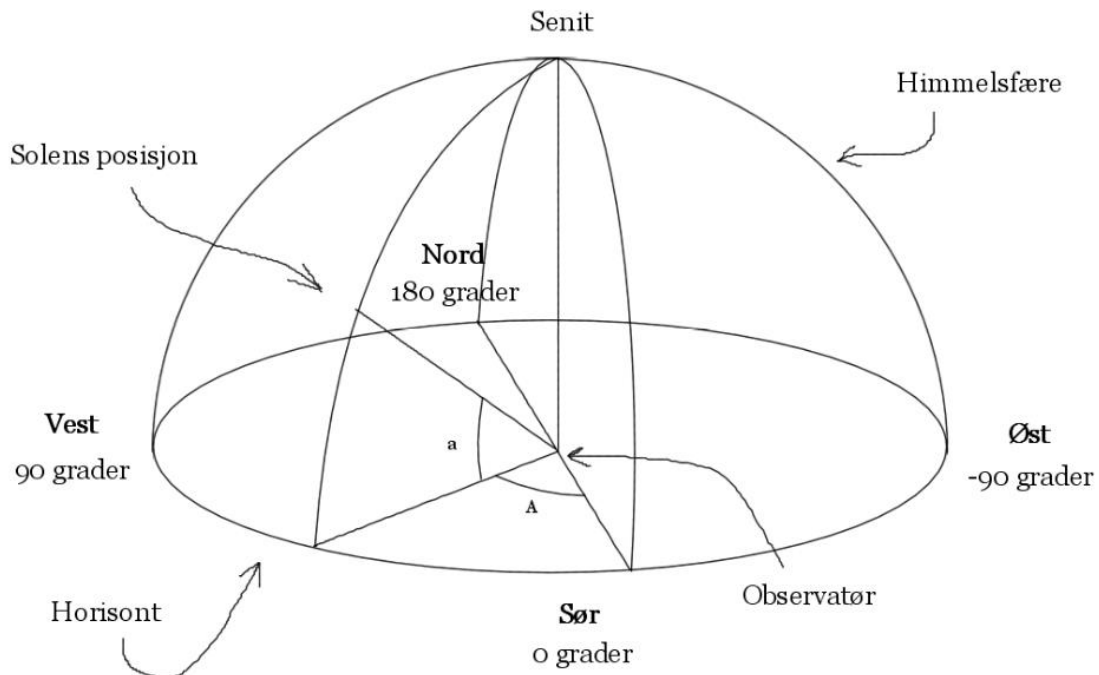
Solens posisjon sett fra den nordlige eller sørlige halvkule varierer gjennom året. På den nordlige halvkule passerer solen over den sørlige hemisfære, mens den passerer over den nordlige hemisfære sett fra den sørlige halvkule.

Det horisontale koordinatsystem, vist i figur 2.2, benyttes for å beskrive solens posisjon i forhold til en observatør på jorden. Solposisjonen blir i dette systemet beskrevet av høyden den har over horisontalplanet og asimutvinkelen. Solen er ved senit når den er på sitt høyeste punkt, altså posisjonert normalt på jordoverflaten der observatøren befinner seg (Smets et al., 2016). Smets et al. skriver at asimutvinkelen beskriver posisjonen til solen sammenlignet med nordlig himmelretning, men at den samtidig i noen sammenhenger defineres omvendt, altså at asimutvinkelen beskriver posisjonen til solen i forhold til sørlig himmelretning (Smets et al., 2016). PVsyst benytter sistnevnte notasjon, der vest er 90° , nord er 180° og øst er -90° , og det er denne notasjonen som blir benyttet i oppgaven.

2.1.2 Global solinnstråling

På grunn av spredning og absorpsjon av sollyset, kan strålingen skilles i direkte og diffus stråling. Direkte stråling vil si stråling som beveger seg uhindret gjennom atmosfæren, mens diffus stråling er stråling som har blitt spredt, slik at det har en annen retning enn det det hadde da det første gang traff jordens atmosfære (Markvart, 2000). Andelen av solinnstrålingen som reflekteres av jordoverflaten, kalles albedo (Smets et al., 2016). Den totale innstrålingen, vil si kombinasjonen av direkte stråling, diffus stråling og albedo, og kalles global innstråling (Markvart, 2000).

I denne masteravhandlingen blir begrepet global horisontal innstråling (GHI) benyttet for strålingsdata. GHI er den totale strålingen som treffer et horisontalt plan (National Technology and Engineering Solutions of Sandia LLC, 2018).



Figur 2.2: Det horisontale koordinatsystem. Dette viser solens posisjon sett fra en observatørs ståsted. Asimutvinkelen er indikert ved A, mens a er vinkelen solen har over horisonten i forhold til observatøren. Gradene indikerer asimutvinkelen i sør-, nord-, øst- og vestvendt retning. Figuren er basert på (Smets et al., 2016).

2.1.3 Optisk luftmasse

Den optiske luftmassen beskriver reduksjonen av solstrålingens intensitet i atmosfæren før det treffer jordoverflaten. Denne defineres som forholdet mellom avstanden sollyset tilbakelegger ved senit og den faktiske distansen sollyset tilbakelegger gjennom atmosfæren. Dette kan uttrykkes ved

$$AM := \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (1)$$

der θ er vinkelen mellom solen ved senit og den faktiske tilbakeleggelsen til sollyset gjennom atmosfæren (Smets et al., 2016).

2.2 Solceller

En solcelle er en enhet som, ved hjelp av den fotovoltaiske effekt, konverterer energi i sollys direkte til elektrisk energi (Markvart, 2000). Solcellen består av halvledermaterialer, som har ledningsevne mellom isolatorer og ledere. Eksempler på halvledere er silisium, galliumarsenid og kadmiumtellurid (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013), der andelen solceller basert på silisium var 80-90 % i 2011 (Chen, 2011). Siden silisium er det mest brukte halvledermaterialet, vil dette bli brukt i forklaringer av solcellenes virkemåte.

2.2.1 Struktur

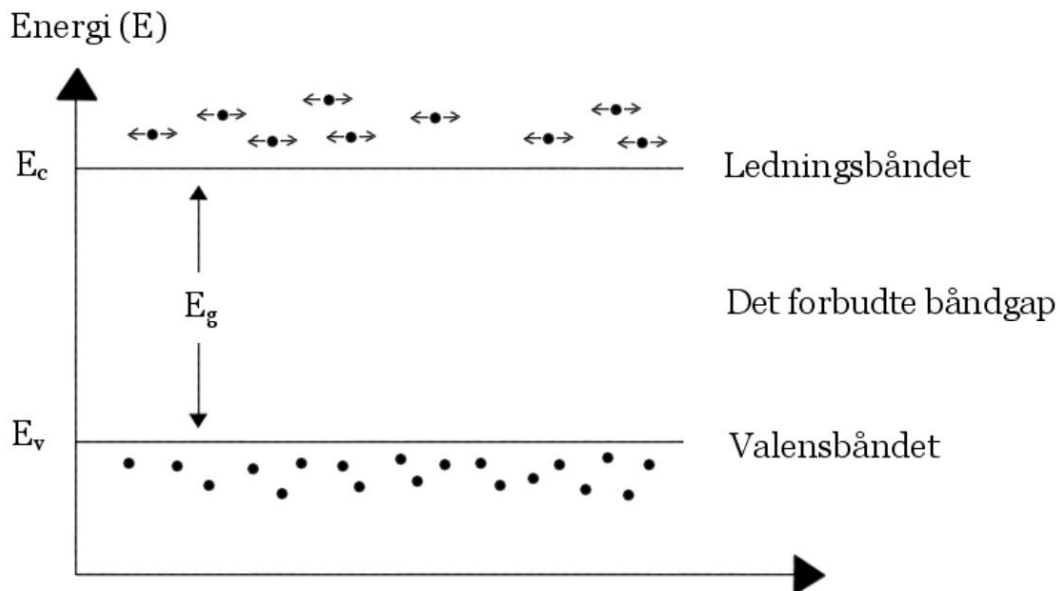
I de aller fleste tilfeller har silisium en krystallstruktur i solcellen. Denne strukturen får materialet ved kovalente bindinger mellom silisiumatomene, der de deler et par med elektroner. Siden silisium har fire valenselektroner, kan det derfor danne fire kovalente bindinger (Smets et al., 2016).

2.2.2 Energibånd

Elektroner bundet til et grunnstoff i en krystallstruktur kan kun ha gitte energinivåer (Markvart, 2000). Valenselektronene i silisium befinner seg i valensbåndet, E_v , mens frie elektroner befinner seg i ledningsbåndet, E_c . Mellom disse energibåndene finnes det forbudte energinivåer elektronene ikke kan ha. Disse kalles for båndgapet, E_g (Markvart, 2000; Smets et al., 2016). Energien som skal til for å eksitere et elektron fra valensbåndet til ledningsbåndet kalles for båndgapsenergien, og er gitt ved forskjellen i energi mellom de to energibåndene (Smets et al., 2016). Bånddiagrammet i figur 2.3 viser et skjematisk oppsett av valensbåndet, ledningsbåndet og det forbudte båndgapet.

I isolatorer er avstanden mellom valensbåndet og ledningsbåndet stor, slik at det kreves mye energi for å eksitere et elektron fra valensbåndet til ledningsbåndet. Dette gjør at ledningsevnen er dårlig. I halvledere er det kortere avstand fra valensbåndet til ledningsbåndet, så det kreves mindre energi for å eksitere elektroner. Ledningsevnen

er derfor mellom god og dårlig. I ledere er det overlapp mellom ledningsbåndet og valensbåndet. Dette betyr at elektroner kan bevege seg fritt i strukturen, som betyr at ledningsevnen er meget god.



Figur 2.3: En skjematisk oversikt over båndgapsmodellen. Ledningsbåndet er gitt ved E_c , valensbåndet ved E_v og det forbudte båndgapet ved E_g . Elektronene er vist ved de svarte punktene. Pilene ved elektronene indikerer at de kan bevege seg fritt i strukturen. Figuren er inspirert av (Markvart, 2000).

2.2.3 Doping

For å øke ledningsevnen til en halvleder, er det benyttet en metode kalt doping. Dette vil si å introdusere fremmede stoffer i materialet, uten at krystallstrukturen bryter sammen. Det finnes to metoder å dope et materiale på: n-doping og p-doping. Når halvlederen n-dopes tilsettes stoffer med ett ekstra elektron i det ytterste elektronskallet. Dette gir flere frie elektroner i halvlederen. Ved p-doping tilsettes stoffer med ett færre elektron i det ytterste elektronskallet. Det vil si at det introduseres flere hull i strukturen. Dette er ledige posisjoner som kan fylles med elektroner.

2.2.4 pn-overgang

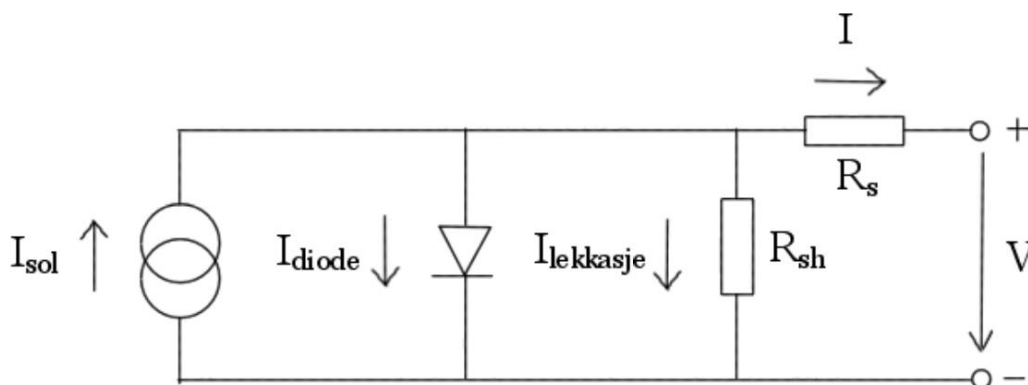
Når en n-dopet halvleder (n-laget) legges mot en p-dopet halvleder (p-laget), begynner frie elektroner i n-laget å diffundere over i hull i p-laget på grunn av konsentrasjonsforskjell i elektroner mellom lagene. Ettersom flere og flere elektroner diffunderer over i hullene, oppstår det et ladningsfeltområde mellom de dopede lagene helt fritt for frie elektroner. Dette kalles for depleksjonslaget. Etter hvert som flere og flere elektroner beveger seg over i p-laget, gir dette opphav til et elektrisk felt, motsatt rettet av diffusjonen av elektronene. Ved likevekt mellom den elektriske feltstyrken og konsentrasjonsgradienten, stopper diffusjonen av elektronene. Det har nå oppstått et stabilt elektrisk felt i overgangen fra n-laget til p-laget, som kalles en pn-overgang (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013; Smets et al., 2016).

2.2.5 Den fotovoltaisk effekt

Når fotoner med tilsvarende eller høyere energi enn båndgapet, treffer et elektron i valensbåndet i en dopet halvleder, dannes det et elektron-hullpar. Det vil si at elektronet får nok energi til å eksitere opp i ledningsbåndet, samtidig som det etterlater seg et hull i valensbåndet (Markvart, 2000). Elektronet flytter seg gjennom det elektriske feltet i pn-overgangen over i n-laget, mens hullet beveger seg i motsatt retning gjennom p-laget. Dette fører til en kjedereaksjon med diffusjon av elektroner og hull i halvlederen. På den måten dannes det en spenningsforskjell mellom de dopede materialene. Dette er den fotovoltaiske effekt (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013).

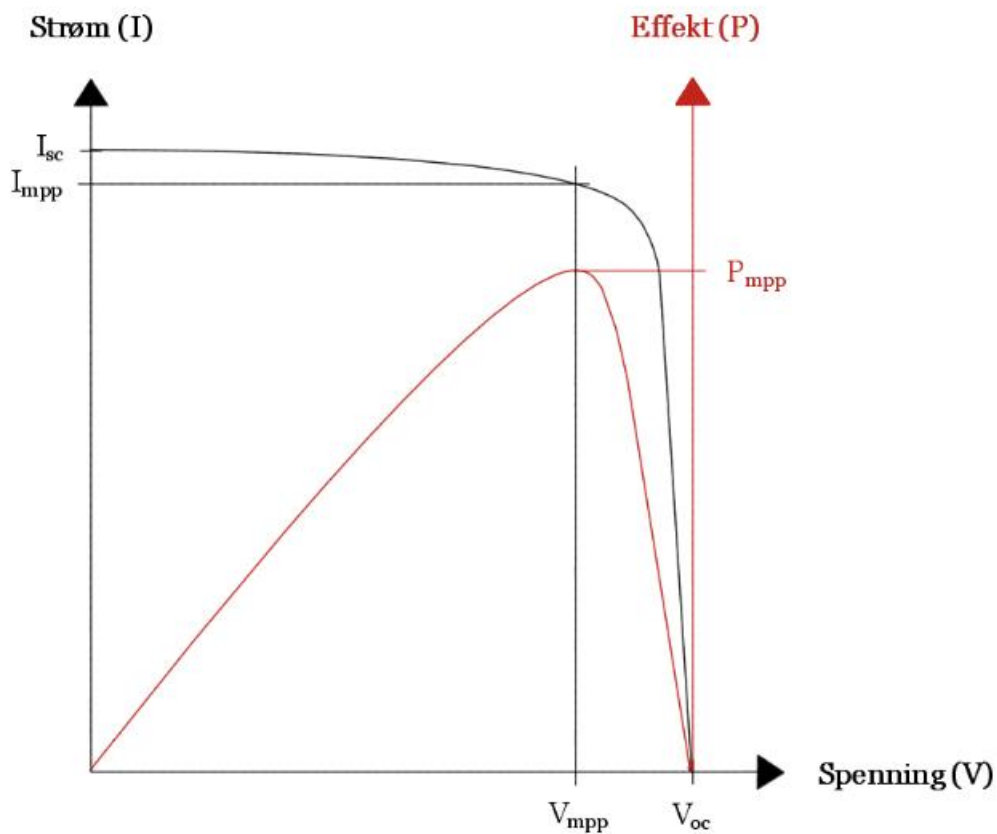
2.2.6 Ekvivalentkrets og IV-karakteristikk

En solcelle kan representeres ved en ekvivalentkrets, der den genererte strømmen fra solstrålingen er koblet i parallell med en diode og en resistans R_{sh} . Dioden representerer pn-overgangen, og strømmen gjennom R_{sh} kalles for lekkasjestrøm. Disse er koblet i serie med en resistans R_s som representerer spenningsfallet fra cellen til utgangen. En slik ekvivalentkrets kalles en-diodemodellen (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013), og er vist i figur 2.4. Her er den induerte strømmen som følge av interaksjon med sollys vist ved I_{sol} (Markvart, 2000). I_{diode} er forskjellen mellom termisk generert strøm og strøm som følge av rekombinasjon i pn-overgangen (Smets et al., 2016). $I_{lekkasje}$ er lekkasjestrømmen og I er den resulterende strømmen ut i ekstern krets.



Figur 2.4: Solcelle representert ved en ekvivalentkrets kalt en-diodemodellen. R_s er resistansen i ledninger og R_{sh} er resistansen innad i solcellen. I_{sol} er den induerte strømmen som følge av solstrålingen, I_{diode} er den totale strømmen i forskjell mellom termisk generert strøm og strøm som følge av rekombinasjon i pn-overgangen, $I_{lekkasje}$ er lekkasjestrømmen og I er strømmen som registreres ved kontaktene. Figuren er inspirert av (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013).

IV-karakteristikken til en solcelle representeres ved Shockleys likning (Markvart, 2000), og er vist i figur 2.5. Fordi strømmen som genereres i en solcelle er proporsjonal med solinnstrålingen, skales strømaksen proporsjonalt etter mengden sollys som treffer solcellen. I figur 2.5 er effektkurven som følge av IV-karakteristikken også plottet. Toppunktet på denne kurven viser det mest optimale driftspunktet, Maximum Power Point (MPP), for en solcelle og er gitt ved P_{mpp} . Den korresponderende strømmen og spenningen ved dette punktet er I_{mpp} og V_{mpp} . Kortslutningsstrømmen I_{sc} og åpen-krets-spenning V_{oc} er også vist i samme figur.



Figur 2.5: IV-karakteristikken til en solcelle er vist ved det svarte plottet. Det røde plottet viser effektkurven til solcellen. Maximum Power Point (MPP) er gitt ved P_{mpp} . Da er strømmen ved I_{mpp} og spenningen V_{mpp} . Kortslutningsstrømmen er gitt ved I_{sc} , og åpen-krets-spenning er gitt ved V_{oc} .

2.2.7 Standard Test Conditions (STC)

Solcellefabrikanter må gjennomføre en universell test av sine paneler for å avgjøre solcellenes celleparametere. Denne testen kalles for Standard Test Conditions (STC) og går ut på at panelene testes for en irradians lik 1000 W/m^2 , ved en optisk luftmasse AM1,5 og celletemperatur på $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Den optiske luftmassen er bestemt ut fra en innstrålingsvinkel på 37° i forhold til horisontalplanet (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013; Smets et al., 2016).

2.2.8 Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Å anta en celletemperatur på $25 \text{ }^\circ\text{C}$, er imidlertid ganske urealistisk. Det er derfor blitt utviklet en metode for å bestemme celletemperaturen i solceller. Denne metoden kalles Nominal Operating Cell Temperature (NOCT). Her bestemmes celletemperaturen ved en innstråling på 800 W/m^2 , der omgivelsestemperaturen er $20 \text{ }^\circ\text{C}$ i tillegg til en vindhastighet på 1 m/s (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013).

2.3 Off-grid-systemer

2.3.1 Planlegging

Før installasjonen av et off-grid-system, er det viktig å ha oversikt over forholdet mellom energiforbruk og den tilgjengelige energien i området (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013). I tillegg er det viktig å vite hvor høy irradiansen er for å kunne vite hvor stor last anlegget har mulighet til å drive.

Etter den innledende kartleggingen av området, kan det planlegges hvilke komponenter anlegget skal bestå av. Disse komponentene er vanligvis:

- Solcellemoduler (PV-moduler)
- Ladekontroller
- Lagringsenhet
- AC/DC-last
- Inverter (hvis AC-last)

Siden det har blitt simulert med en DC-last i denne oppgaven, vil teori om invertere ikke inngå i forklaringen av off-grid-systemer.

2.3.2 PV-moduler

Den viktigste komponenten i et off-grid-systemet er solcelleanlegget. Dette består av PV-moduler som er satt sammen av solceller. PV-modulene kobles sammen enten i parallell, serie eller en kombinasjon. Parallell- og seriekobling av moduler er vist i figur 2.6. Det er vanlig at en PV-modul består av 60 celler i serie. I tillegg er det koblet inn tre bypassdioder. Funksjonen til bypassdiodene vil bli forklart i kapittel 2.5.1.

2.3.3 Lagringsenhet

På grunn av variasjoner i innstråling, både i løpet av et døgn og gjennom hele året, vil det være nødvendig å lagre energi man høster. Dette åpner opp for å forbruke energi på tidspunkter med begrenset innstråling. Det finnes ulike måter å lagre energien på, men den mest vanlige er ved hjelp av elektrokjemiske batterier. Denne typen lagringsenhet har blitt benyttet i simuleringene i denne masteroppgaven, og teknologi rundt dette vil bli gjennomgått i kapittel 2.8.

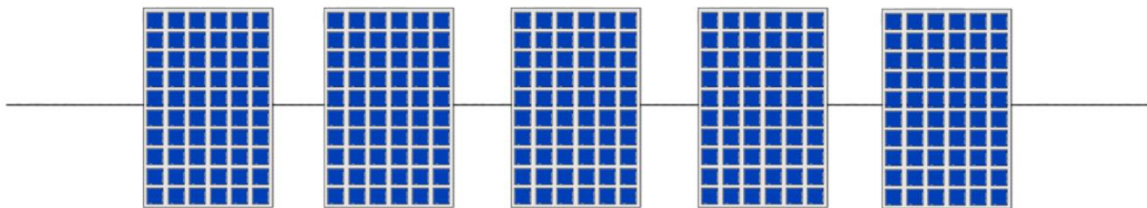
2.3.4 Ladekontroller

En ladekontroller benyttes fordele strømmen i systemet. Den bestemmer om strømmen produsert av PV-modulene skal lade opp batteripakken, eller om strømmen skal benyttes direkte til drift av pumpen.

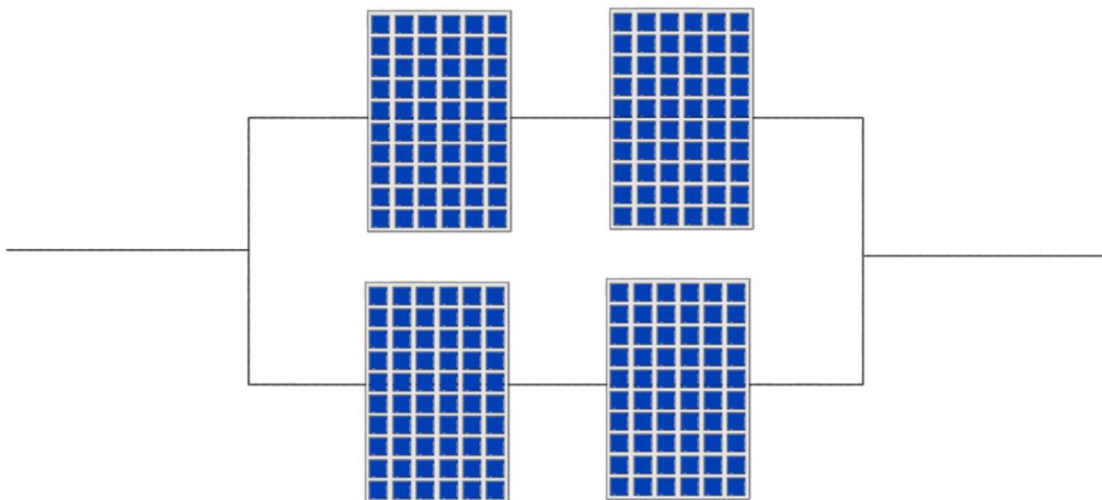
En ladekontroller inneholder overladingsbeskyttelse og overutladningsbeskyttelse (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013; Dunlop, 1997).

Funksjonen til overladingsbeskyttelsen er å sikre at batteripakken ikke blir overladet. Resultatet av overlading er produksjon av gasser og tap av elektrolytter i batteriet. I tillegg fører det til indre varmedannelse, samt akselerert korrosjon. Måten overladingsbeskyttelsen forhindrer overlading på, skjer ved at den begrenser den maksimale spenningen i batteriet, slik at strømmen enten blir begrenset eller stopper helt når det er fulladet (Dunlop, 1997).

Overutladingsbeskyttelsen har til hensikt å koble fra systemlasten når spenningen i batteriet blir for lav eller det er lite kapasitet igjen i batteripakken. Noen laster tar skade når de blir forsynt med for lav spenning. Derfor har overutladingsbeskyttelsen to oppgaver; både beskytte batteripakken fra å bli for lavt utladet, og beskytte lasten fra å ta skade (Dunlop, 1997).



(a)



(b)

Figur 2.6: Det er mulig å koble PV-moduler sammen enten i (a) serie, eller i (b) parallell.

2.3.5 Last

Lasten utgjør forbruket av energi i et system, og måten den forbruker energien på har betydning for anleggets sammensetting. I off-grid-systemer er det vanlig å skille mellom AC-last og DC-last, avhengig av om lasten kan motta henholdsvis vekselstrøm eller likestrøm. Siden solcellepaneler produserer likestrøm, må strømmen gå gjennom en inverter og omdannes til vekselstrøm, før en AC-last kan motta den.

2.4 Kraftelektronikk

2.4.1 Pulsbreddemodulasjon (PWM)

Pulsbreddemodulasjon er en teknikk for konvertering fra et elektrisk energinivå til et annet. Dette gjøres ved hjelp av en halvlederbasert bryter, der vekselspanning konverteres til ønsket nivå. Bryteren slår seg av og på, slik at utgangssignalet totalt sett består av pulser. Pulsbredden på disse pulsene kan endres i pulsbreddemodulasjon (Peddapelli, 2017).

Når bryteren er lukket, slik at det går en strøm i kretsen mellom panelene og batteriet, vil spenningen i batteripakken styre systemspenningen. Ettersom batteripakken blir ladet opp, vil spenningen også øke. Til slutt vil den maksimale spenningen til batteripakken være nådd. Da vil pulsbreddemodulasjonen begynne å koble batteripakken ut og inn. Dette er for å unngå overopplading (Victron Energy, 2020).

2.4.2 Maximum Power Point Tracker (MPPT)

Ettersom at den totale innstrålingen på et solcellepanel varierer vil IV-kurven endre seg. Siden MPP følger IV-kurven, betyr det at også dette punktet ikke er det samme til enhver tid. Maximum Power Point Tracker (MPPT) er en funksjon som sørger for at PV-moduler leverer strøm og spenning i MPP, slik at det produseres mest mulig effekt (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013). Dette gjøres ved hjelp av en mikroprosessor som sitter inne i MPPT-en og gjør det mulig å finne MPP for solcellemodulene (Victron Energy, 2020). I en ladekontroller blir spenningen, etter å ha funnet MPP for panelene, justert til batterispenningen (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013; Victron Energy, 2020).

2.5 Produksjonspåvirkning og tapsmekanismer

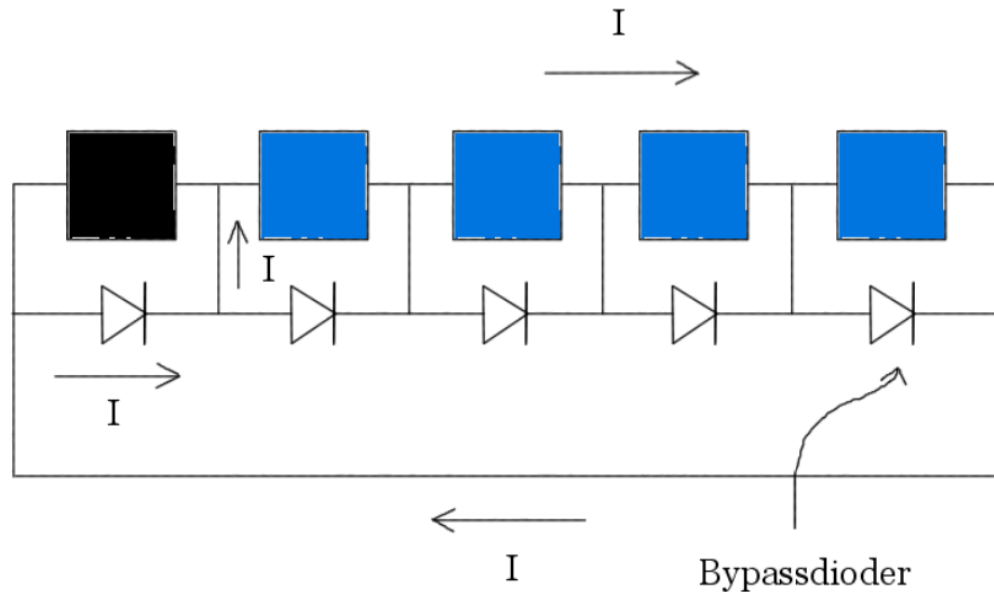
Det finnes ulike former for tapsmekanismer og forhold som påvirker energiproduksjonen fra et solcelleanlegg. I denne delen av oppgaven vil noen av de mer fremtredende tapsmekanismene forbundet med disse bli forklart. Iboende tapsmekanismer og andre former for tapsmekanismer i solcellene, er derimot utenfor fokusområdet til denne masteravhandlingen, og vil ikke bli forklart.

2.5.1 Skygning og bypassdioder

Skygning kan være et stort problem for produksjonen i et solcelleanlegg. Dette må bli tatt i betraktning i dimensjoneringen av anlegget, ettersom det i mange tilfeller er uunngåelig.

I en seriekobling av solceller, vil strømmen gjennom strengen bli bestemt av cellen som produserer den minste strømmen. Dersom en celle er fullstendig skygget til, vil ikke cellen kunne levere noe strøm og vil derfor stoppe hele produksjonen i panelet. Er en celle derimot delvis skygget til, vil produksjonen fortsette, men strømmen vil begrenses som følge av mindre innstråling. Cellene i samme streng, som ikke er skygget til, vil imidlertid generere strøm som før, men siden den skyggede cellen begrenser strømmen, blir de andre cellene bakoverspent. Denne bakoverspenningen blir avsatt som varme i den skyggede cellen, og kan resultere i at den tar skade (Smets et al., 2016).

For å unngå at det avsettes betydelige mengder varme i cellene, er PV-moduler utstyrt med bypassdioder. Dette er dioder som er montert i parallell med en del av cellene i en modul, vanligvis 20, slik at det er tre bypassdioder i en 60-cellers modul. Når bakoverspenningen i strengen med solceller blir høy nok begynner bypassdioden å lede. På den måten kan strømmen gå utenom strengen med skygget celle (Smets et al., 2016). En illustrasjon av funksjonen til bypassdioder er vist i figur 2.7.



Figur 2.7: Illustrasjon av funksjonen til bypassdioder. Når en celle er skygget til (vist ved den svarte cellen), begynner bypassdioden å lede strøm. Dette kan man se helt til venstre i figuren, der bypassdioden ved den skyggede cellen leder strøm i stedet for den skyggede cellen. På den måten kan cellene som ikke er skygget til, fungere som normalt. Figuren er inspirert av (Smets et al., 2016).

2.5.1.1 Avsetninger

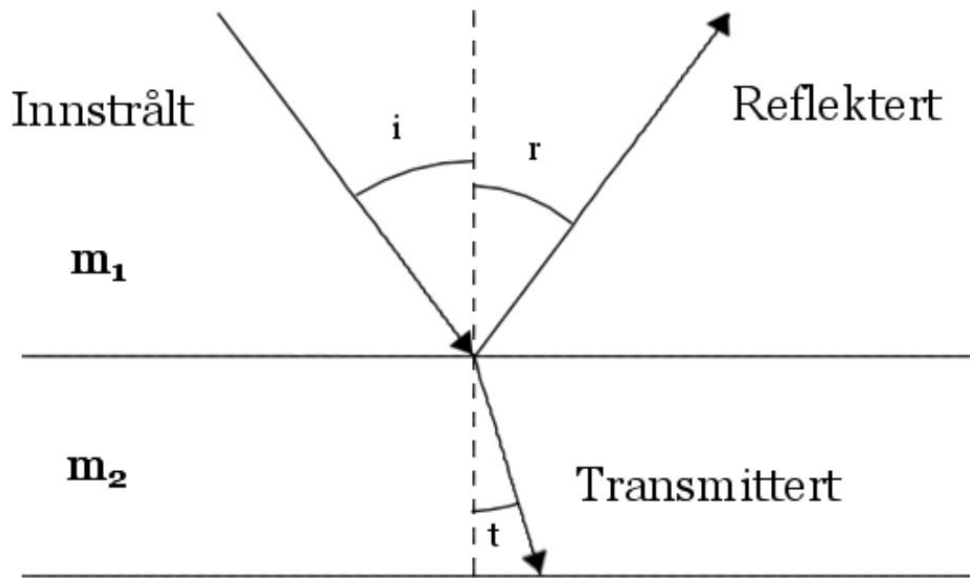
En årsak til at en solcelle blir skygget til kan være avsetninger på panelet. Dette kan være alt fra støv og blader, til fugleavføring. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie., 2013). I nordlige områder, samt fjellområder kan det være risiko for snødekte paneler. Dette kan ha stor innvirkning på ytelsen til systemet. I et forsøk gjort av Perovich viser resultatene at et snølag på 10 cm kan redusere transmisjonen av sollyset til under 5 % og 1 % av opprinnelig lysstyrke for henholdsvis synlig og nært infrarødt lys (Perovich, 2007).

2.5.2 Tap ved innstråling

Overflaten til en PV-modul består som regel av en form for glass. Når lyset treffer dette glasset, vil noe av det reflekteres. Jo større innfallsvinkelen er, desto mer av solstrålingen blir reflektert. Prosessene i denne interaksjonen kan beskrives ved Fresnels lover. De uttrykker hvordan sollyset blir reflektert og transmittert i overgangen mellom to forskjellige transparente materialer med ulik brytningsindeks (PVsyst, 2020). Det reflekterte sollyset opptrer som tap, der det kun er det transmitterte sollyset som treffer solcellene og kan bli utnyttet. I tillegg blir det transmitterte lyset avbøyd i forhold til innstrålingsvinkelen. I PVsyst betegnes denne refleksjonseffekten *Incidence Angle Modifier (IAM)* (PVsyst, 2020). Effekten er vist i figur 2.8.

Ifølge Sjerps-Koomen et al. kan det å overse tapene forbundet med refleksjon i panelene, føre til en overestimering av energihøsting på 3 % sammenlignet med STC (Sjerps-Koomen et al., 1996).

For å redusere refleksjonen i overflaten på en PV-modul, kan et antirefleksjonslag (ARC) benyttes. Det finnes flere ulike metoder å lage antirefleksjonsbelegg for en PV-modul, der noen av metodene er å inkludere et lag som fører til destruktiv interferens eller et lag med teksturering (Smets et al., 2016).



Figur 2.8: Incidence Angle Modifier (IAM). Innstrålt lys treffer panelet med en vinkel i i forhold til normalen. Resultatet er at en andel av lyset reflekteres, mens resten transmitteres til neste medium i en avbøyd retning. Figuren er basert på (Smets et al., 2016).

2.5.3 Vind

Når sollyset stråler på en solcelle, blir den varmet opp. Dette kan bety at celledemperaturen overstiger STC. Høye celledemperaturer reduserer effektiviteten til solceller (Smets et al., 2016).

Vind har en avkjølende effekt på solcellene ved at det leder bort varmen fra overflaten. Et eksperiment gjort av Gökmen, for Ålborg i Danmark, kom fram til at ved å ta hensyn til vindhastigheten for det simulerte området, ville estimert høsting av energi øke med 3,5 %. Rapporten viser også at simuleringene for effektproduksjon fra panelene, der vindstyrken er tatt hensyn, til sammenfaller bedre med de målte verdiene, enn simuleringer som ikke tar hensyn til vindhastigheten (Gökmen, 2016). Av den grunn vil det være hensiktsmessig å øke overflatearealet vinden kan interagere med. Det er derfor viktig å skape mye rom rundt panelene. Å vinkle panelene i forhold til

underlaget de er montert på kan være en løsning. Da får man både en overside og en underside som kan avkjøles via konveksjon.

2.6 Solfraksjonen

Ifølge rapportene fra PVsyst forteller solfraksjonen hvor stor andel av den nødvendige energien i et system som blir dekket. Den er derfor definert som forholdet mellom forbrukt energi og nødvendig energi, gitt ved,

$$SF = \frac{E_{forbruk}}{E_{nødvendig}}, \quad (2)$$

der $E_{forbruk}$ er den forbrukte energien i anlegget og $E_{nødvendig}$ er energien som er nødvendig for å drifte anlegget.

2.7 Lastutfall

I PVsyst kan man stille inn for *Probability of Loss of Load* (PLOL) i PVsyst, som best kan oversettes til *sannsynligheten for lastutfall* på norsk. Dette er et mål på gjennomsnittlig hvor mange prosent av tenkt driftstid av anlegget, der det ikke er tilstrekkelig med energi til lasten. Verdien til PLOL kan ses på som den prosentandelen som skal til for å fylle ut solfraksjonen (PVsyst, 2020).

2.8 Batteriteknologi

Lagring av solenergien gir fleksibilitet i systemet, ved at forbruk av energi ikke er begrenset til perioden energien høstes (Louie, 2018). Det finnes flere ulike måter å lagre energien PV-modulene produserer. En metode er å pumpe vann mellom ulike høydenivå, slik at den potensielle energien i vannet øker. En annen lagringsmetode er å spalte vann i hydrogen og oksygen ved hjelp av elektrolyse. Energien kan så frigjøres ved at hydrogenet reagerer med oksygen igjen i en brenselcelle. En tredje metode er å lagre energien fra sollyset i en elektrokjemisk battericelle.

Som nevnt i 2.3.3, er sistnevnte metode, med elektrokjemiske battericeller, benyttet i simuleringene i denne masteroppgaven. Den nødvendige kunnskapen, om batteriteknologi, for forståelsen av oppgaven, vil i dette underkapittelet bli presentert. I tillegg vil det bli trukket fram noen typer bly-syre-batterier.

2.8.1 En battericelles virkemåte

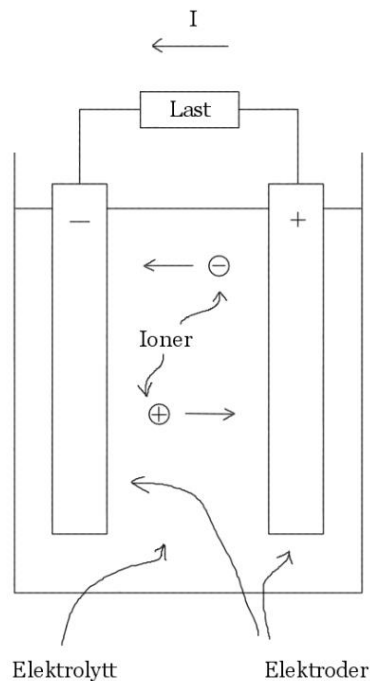
Battericellen består av to elektroder, en positivt ladet og en negativt ladet, felt ned i en elektrolytt. Elektrodene er som regel laget av metaller. Elektrolytten, som ofte er en væske eller en pasta, fungerer som et medium der ioner kan ledes mellom elektrodene under opp- og utlading (Louie, 2018). Den er imidlertid elektrisk isolerende, slik at det ikke skal gå en kortslutningsstrøm mellom elektrodene. For å gjøre den indre resistansen så liten som mulig, må elektrodene være plassert så nærme hverandre som mulig. Mellom elektrodene er det derfor som regel også et separasjonslag for å holde elektrodene fra hverandre, slik at de ikke kommer i kontakt, og med det kortslutter cellen (Dell & Rand, 2001). Kobler man en elektrisk last mellom battericellens terminaler, vil det gå en strøm gjennom denne, og ioner vil bevege seg mellom elektrodene i elektrolytten. En oversikt over oppbyggingen av en battericelle, samt elektrisk strøm og ionestrøm i henholdsvis kretsen og elektrolytten, er vist i figur 2.9.

2.8.2 Batterier

Når flere battericeller kobles sammen i serie eller parallell, danner de et batteri. Flere batterier koblet sammen, kalles en batteripakke (Dell & Rand, 2001).

Det er vanlig å skille mellom primærbatterier og sekundærbatterier. Primærbatterier er batterier som kan bli benyttet kun én gang, mens sekundærbatterier er oppladbare batterier (Smets et al., 2016). Siden solcelleanlegg er avhengig av et batteri som kan lades opp og ut i drift, er det kun sekundærbatterier som er av interesse for denne masteroppgaven.

Eksempler på oppladbare batterier er bly-syre-batterier og litium-ion-batterier (Smets et al., 2016). I 2.8.2.1 blir det gitt en oversikt over oppbyggingen til bly-syre-batterier. Det har ikke blitt simulert for litium-ion-batterier, så forklaringer rundt denne teknologien vil derfor ikke bli gitt.



Figur 2.9: Oppbyggingen av en battericelle, samt hvordan den virker ved utlading. Når battericellen lades opp endrer ionestrømmen og den elektriske strømmen retning. Figuren er basert på (Chen, 2011).

2.8.2.1 Bly-syre-batteri

Det er vanlig å skille mellom to typer bly-syre-batterier: *flooded* og *sealed*.

Flooded

Dette er det vanligste bly-syre-batteriet, og har fått navnet sitt av at elektrodene er helt dekket av elektrolytten (Dell & Rand, 2001). Denne elektrolytten er svovelsyre løst i vann, mens den positive og den negative elektroden består av henholdsvis blydioksid og bly (Dell & Rand, 2001; Markvart, 2000). Ved opplading av batteriet blir det dannet hydrogen på den negative elektroden og oksygen på den positive elektroden (Dell & Rand, 2001). På grunn av at det dannes gasser i batteriet, må cellene luftes for å slippe disse ut. Dette gjør at batteriet ikke er helt tett, og må monteres i korrekt posisjon for at ikke elektrolytten skal renne ut (Dell & Rand, 2001). Etter hvert som det blir mindre vann i elektrolytten kan det bli nødvendig å fylle på mer. På grunn av batteriets design, er dette enkelt å få til (Louie, 2018).

Sealed

Et annet navn på *sealed*-bly-syre-batteri er *valve-regulated lead-acid* (VRLA) (Louie, 2018), som det har fått av enveisventilen det er utstyrt med (Dell & Rand, 2001). I denne batteritypen er ikke cellene helt dekket av elektrolytten (Dell & Rand, 2001).

VRLA-batterier tillater hydrogen og oksygen, som dannes i de kjemiske reaksjonene i batteriet, å rekombinere igjen til vann. Dette gjør at de er mer vedlikeholdsfrie enn *flooded*-bly-syre-batterier, fordi vannet fylles opp igjen naturlig. Enveisventilen benyttes for å slippe ut overtrykk av hydrogen- og oksyngengass i batteriet (Louie, 2018).

Det finnes to undergrupper av *sealed*-bly-syre-batterier. Dette er *gel* og *Absorptive Glass Micro-fibre (AGM)* (Dell & Rand, 2001; Louie, 2018).

I *gel*-teknologien benyttes en fortykket elektrolytt. Dette gjøres ved at silisiumdioksid tilsettes elektrolytten, og gjør den geleaktig (Dell & Rand, 2001). At elektrolytten er tykk, forhindrer at elektrolytten lekker ut (Louie, 2018).

I *AGM* består separatorene av glassmikrofibre. For at overføringen av ioner skal gå så fort som mulig, må separatorene i batteriet ligge tett inntil elektrodene (Dell & Rand, 2001).

2.8.3 Batteriparametere

2.8.3.1 Kapasitet

Lagringskapasiteten til et batteri er ladningen batteriet kan levere ved en gitt spenning. Ladningen blir målt i coulomb (C), mens lagringskapasiteten C_{bat} måles i Ah. $1\text{ C} = 1\text{ As}$, som betyr at $3600\text{ C} = 1\text{ Ah}$ (Smets et al., 2016).

Dersom man multipliserer batterispenningen med lagringskapasiteten til batteriet, finner man batteriets energikapasitet, som måles i Wh (Smets et al., 2016).

2.8.3.2 Batterieffektivitet

Effektiviteten til et batteri bestemmes av forholdet mellom energien batteriet lades opp med mot energien batteriet tappes for (Smets et al., 2016).

2.8.3.3 Temperatur

Batteriets temperatur spiller inn på kapasiteten til batteriet, der et batteri har generelt redusert kapasitet ved lavere temperatur (Smets et al., 2016). For høy temperatur er derimot heller ikke ønskelig, ettersom at det øker risikoen for korrosjon av elektrodene (Markvart, 2000). Dette fører til at resistansen i batteriet øker og elektrolytten kan tørke ut (Smets et al., 2016).

2.8.3.4 Depth of discharge (DoD)

Depth of discharge er en definisjon på hvor mye av batteriets kapasitet som er utladet, gitt i prosent (Smets et al., 2016).

2.8.3.5 Ladesykluser

Står batterier lenge med lite lagret kapasitet, kan det dannes sulfatkrystaller i batteriet (Markvart, 2000; Smets et al., 2016). Dette betyr at det aktive materialet reduseres (Smets et al., 2016). For å hindre dette er det derfor viktig at batteriet ikke blir ladet helt ut.

2.9 Oksygeneringsanlegget

Et biologisk vannrensesystem kalt HolKof™ Bioreactor, utviklet av Eden Aquatech AB, danner selve kjernen i oksygeneringsanlegget. Dette er beregnet på drift i oksygenfattige vann og innsjøer, og er et flytende anlegg som består av en flåte, biofilm og en pumpe. Biofilmen utgjør undersiden av flåten fordi det er viktig at den er i kontakt med vannet. Pumpen er montert omtrent midt på flåten med et rør ned til underkanten av biofilmen. Dette gjør at pumpen kan blåse luft ned under biofilmen, slik at små luftbobler kan feste seg her. Hensikten med anlegget er å dekomponere organisk materiale effektivt ved hjelp av aerobe og anaerobe prosesser. Andre funksjoner er reduksjon av nitrogenforbindelser, samt oksidering av redoksmetaller og utfelling av fosfor.

Innholdet i avsnittet over er hentet fra en brosjyre om anlegget vist i Figur B.5 og Figur B.6.

3 Metode

Denne delen av masteroppgaven tar for seg hvordan simuleringene av anlegget ble gjennomført. Simuleringsprogrammets oppbygging og hvordan dette ble benyttet underveis, vil bli forklart samtidig. I tillegg vil siste del av kapitlet fortelle litt om hvordan oppgaven ble utformet og noen av utfordringene rundt dette.

3.1 PVsyst

Til simuleringene, ble simuleringsverktøyet PVsyst V6.86 benyttet. Dette er et simuleringsprogram for design og dimensjonering av PV-anlegg. All forklaring vedrørende hvordan simuleringene ble gjennomført, samt hva PVsyst åpner opp for av relevante parameterjusteringer, er basert på dette programmet.

PVsyst har muligheten til å gjøre simuleringer av anlegg koblet til strømmettet, off-grid-systemer og pumpeanlegg. Programmet lar brukeren designe ønsket prosjekt i to steg; et innledende steg og et prosjektsteg.

Det innledende steget er en forberedelse av systemet. Her blir det gjort raske estimater for det gjeldende anlegget, slik at man får et grovt bilde av hvordan anlegget blir seende ut. For off-grid-løsninger blir det i tillegg indikert hvor sannsynlig det er at anlegget vil kunne fungere.

Prosjektsteget er en mer omfattende del av dimensjoneringen. Her blir alle nødvendige parametere for design og dimensjonering inkludert, for å få et fullstendig bilde av hvor godt anlegget lar seg virkeliggjøre og hvor godt det vil prestere. En omfattende rapport blir laget etter gjennomføringen av simuleringen. Denne presenterer resultatene fra simuleringen.

Fokuset for denne avhandlingen var å gjøre en best mulig simulering av oksygeneringsanlegget. Av den grunn var det mest aktuelt å fokusere på prosjektsteget i simuleringen, så det var dette som ble benyttet. Trinnene i prosjektsteget for off-grid-systemer blir forklart i detalj i kapittel 3.2, 3.3 og 3.4.

3.2 Simuleringsområde

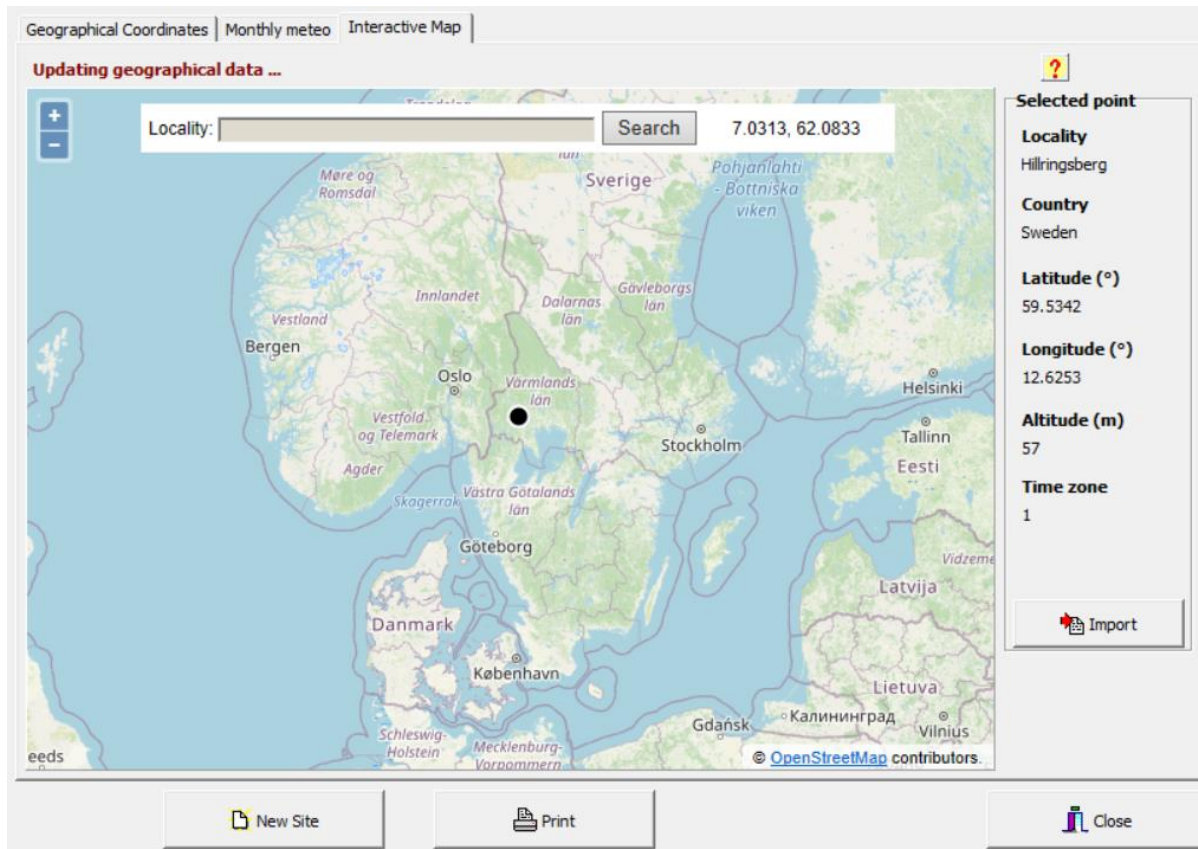
3.2.1 Område og meteo-data

Helt innledningsvis ble simuleringsområdet valgt. Lokasjonen ble satt til Hillringsberg i Glava i Sverige. Dette ble valgt ut fra et kart inne i programmet vist i figur 3.1. En meteo-datafil ble så importert for dette området. Dette er en datafil med meteorologiske data.

I PVsyst finnes det fire ulike meteo-datafiler man kan importere for et aktuelt simuleringsområde. Disse fire er Meteonorm 7.2, NASA-SSE, PVGIS Typical Meteorological Year (PVGIS TMY) og NREL / NSRDB TMY (PVsyst, 2020).

3.2.1.1 Meteonorm 7.2

Meteonorm sine databaser består av data fra bakkestasjoner og satellittdata. Er ønsket simuleringsposisjon i nærheten av en bakkestasjon, benyttes data fra denne stasjonen. I tilfeller der posisjonen er mer enn 200 km fra nærmeste bakkestasjon, blir satellittdata brukt. Er derimot avstanden til bakkestasjonen mellom 30 og 200 km, blir data fra bakkestasjonen og satellittdata kombinert. I Europa blir det benyttet satellittdata for posisjoner mer enn 50 km fra nærmeste bakkestasjon, og en kombinasjon av data fra bakkestasjon og satellittdata når avstanden er mellom 10 og 50 km. Totalt finnes det 8325 bakkestasjoner (PVsyst, 2020).



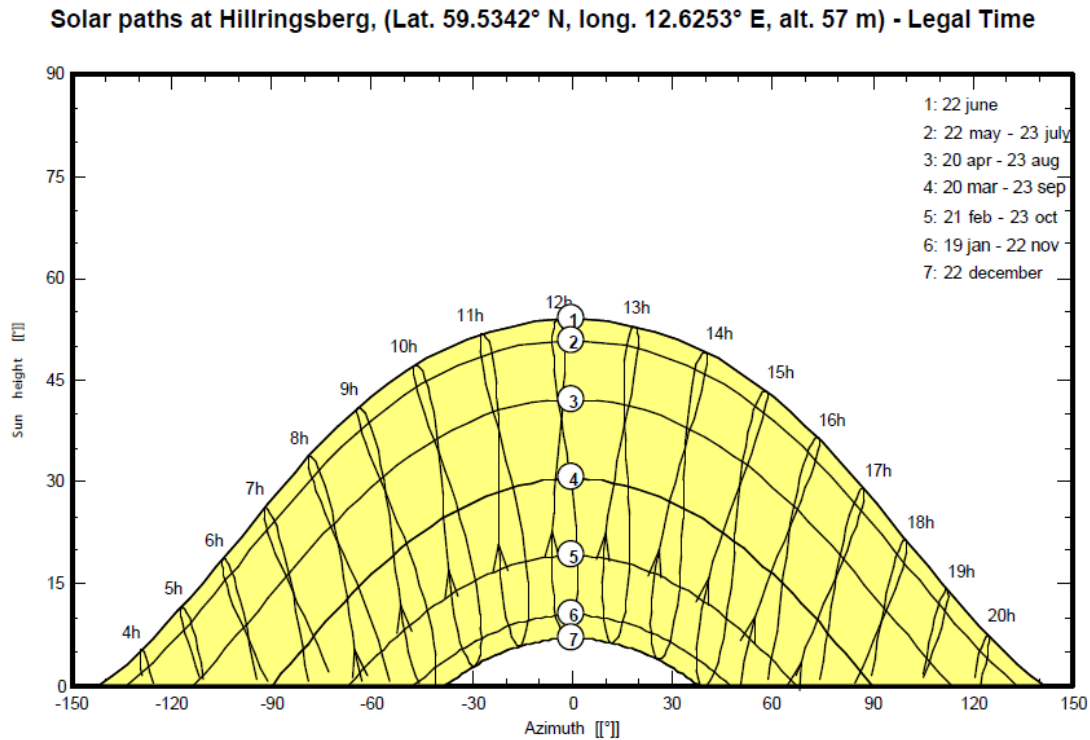
Figur 3.1: Geografisk kart som viser den valgte posisjonen for simuleringene ved det svarte punktet. På høyre side i figuren kan man se diverse data for den gitte posisjonen. Bildet er et klippet ut fra PVsyst.

3.2.1.2 NASA-SSE

NASA-SSE er satellittmålinger i perioden 1983-2005. Målingene dekker hele jordens overflate i et nett av $1^\circ \times 1^\circ$, der dette er lengdegrad ganger breddegrad. Disse målingene er basert på data fra ulike satellitter. Siden målingene dekker et relativt stort område, betyr det at dataene ikke kan regnes for å representere det lokale klimaet, men gir heller et overblikk på det gjennomsnittlige klimaet i området (PVsyst, 2020).

3.2.1.3 PVGIS TMY

PVGIS TMY er meteorologiske data hentet fra ulike databaser avhengig av lokasjon i verden. PVsyst benytter fire ulike databaser som dekker store deler av verden (PVsyst, 2020).



Figur 3.2: Solbanen for simuleringsområdet Hillringsberg i Glava. Bildet er hentet fra PVsyst.

3.2.1.4 NREL / NSRDB TMY

Denne metoden var ikke tilgjengelig for Hillringsberg i Glava, Sverige.

3.2.2 Solbane

Etter valg av lokasjon blir det produsert en solbane for det gitte området. I figur 3.2 er solbanen for Hillringsberg vist. Figuren viser posisjonen til solen på himmelen, både ved høyde over horisonten og asimutvinkel, ved forskjellige dager i løpet av året, og hvor lenge den er over horisonten på disse dagene.

3.3 Inputparametere

Modellen av systemet ble bygd opp ved å definere *inputparametere*. I PVsyst er disse delt i to kategorier; *hovedparametere* og *frivillige parametere*. For hovedparameterne

er det fire underkategorier som måtte gjennomføres for at programmet skulle tillate gjennomkjøring av modellen. De frivillige parameterne trenger ikke bli gjort, men vil potensielt gjøre modellen enda mer nøyaktig.

3.3.1 Hovedparametere

Hovedparameterne er delt inn i kategoriene: *orientering*, *lastprofil*, *system* og *detaljerte tap*.

3.3.1.1 Orientering

I denne kategorien defineres oppsettet til solcellepanelene. Man kan bestemme hvordan man ønsker at panelene skal monteres; alt fra fikset posisjon til å følge solens gang over himmelen. Utfra hva som blir valgt er det litt ulike innstillinger man kan gjøre for hvordan panelene skal monteres. I denne oppgaven ble det valgt paneler fikset i posisjon. Det kunne under dette valget stilles inn for panelenes tilt og asimutvinkelen. Ved å følge optimaliseringsmulighetene i PVsyst, ble det funnet ut av mest optimal vinkling for produksjon. Denne vinkelen ble derfor valgt.

3.3.1.2 Lastprofil

Under *lastprofil* blir det definert hvordan lasten i systemet ser ut. Her kan det velges flere ulike typer last. Det var ønskelig å ha en mest mulig dynamisk last. Dette var det vanskelig å finne gode nok innstillinger for, så det ble bestemt at kategorien *husholdningsforbruker* skulle benyttes. Her kunne det enkelt bestemmes at det skulle trekkes en viss effekt i et gitt antall timer per dag for hver enkelt måned.

3.3.1.3 System

Den mest sentrale delen av oppbyggingen av modellen er *systemkategorien*. Her defineres det aller meste av hvilke komponenter selve anlegget skal bestå av.

Først ble PLOL, antall dager med autonom drift og batterispenningen definert. Disse innstillingene gav et forslag på hvor stor lagringskapasitet batterisystemet burde ha.

Specified User's needs | Pre-sizing suggestions | System summary

Av. daily needs: 21.1 kWh/day
 Enter accepted PLOL: 5.0 %
 Enter requested autonomy: 1.0 day(s)

Battery (user) voltage: 48 V
 Suggested capacity: 518 Ah
 Suggested PV power: 64115 Wp (nom.)

Storage | PV Array | Back-Up | Simplified Schema

Procedure

The Pre-sizing suggestions are based on the Monthly meteo and the user's needs definition

- Pre-sizing: Define the desired Pre-sizing conditions (LOL, Autonomy, Battery voltage)
- Storage: Define the battery pack (default checkboxes will approach the pre-sizing)
- PV Array design: Design the PV array (PV module) and the control mode. You are advised to begin with a universal controller.
- Back-Up: Define an eventual Genset

Specify the Battery set

Sort batteries by: voltage capacity manufacturer

EnerSys | 12 V | 62 Ah | Pb Sealed AGM | PowerSafe SBS B14F | Open

Lead-acid

4 batteries in series
 9 batteries in parallel

Number of batteries: 36
 Number of elements: 216

100.0% Initial State of Wear (nb. of cycles)
 100.0% Initial State of Wear (static)

Battery pack voltage: 48 V
 Global capacity: 558 Ah
 Stored energy (80% DOD): 21.4 kWh
 Total weight: 688 kg
 Nb. cycles at 80% DOD: 682
 Total stored energy during the battery life: 16212 kWh

Operating battery temperature

Temper. mode: External ambient temperature

The battery temperature is important for the ageing of the battery. An increase of 10 °C divides the "static" battery life by a factor of two.

The controller power is slightly oversized.

Cancel OK

Figur 3.3: Batterisystemoppsettet. Øverst i figuren er PLOL, antall dager med autonom drift og batterispenningen definert. Bildet er klippet ut fra PVsystem.

Det neste som ble gjort var å velge ønsket batterisystem for anlegget. Programmet tillater å legge til egne batterier i programmet. Siden batteriet det var ønskelig å dimensjonere for i denne simuleringen, ikke var å finne i programmet fra før, ble derfor dette lagt til. Under registreringen av batteriet i PVsystem kunne man stille inn for alle ønskelige parametere som var relevante. Da batteriet var lagt til, ble dette valgt som ønsket batteri. Størrelsen og oppkoblingen av batterisystemet ble bestemt på bakgrunn av forslaget til PVsystem. Før hele dimensjoneringen av batterisystemet var gjort, ble det valgt ønsket operasjonstemperatur i batteriene.

Batterisystemoppsettet, PLOL, antall dager autonom drift og batterispenningen er vist i figur 3.3.

The screenshot displays the 'Pre-sizing suggestions' tab in PVsyst. At the top, it shows 'Av. daily needs' as 21.1 kWh/day and 'Enter accepted PLOL' as 5.0%. The 'Battery (user) voltage' is set to 48 V, with a 'Suggested capacity' of 518 Ah and 'Suggested PV power' of 64115 Wp (nom.).

The 'Storage' section is set to 'PV Array'. Under 'Sub-array name and Orientation', the name is 'PV Array', 'Orient.' is 'Fixed Tilted Plane', 'Tilt' is 35°, and 'Azimuth' is 0°. The 'Presizing Help' section offers 'No sizing' or 'Enter planned power' (153.5 kWp) or '... or available area' (1013 m²).

The 'Select the PV module' section shows 'All modules' selected, sorted by 'Power'. The chosen module is 'REC 310 Wp 28V Si-mono REC 310NP Black Since 2019'. Sizing voltages are V_{mpp} (60°C) 28.7 V and V_{oc} (-10°C) 43.6 V.

The 'Select the control mode and the controller' section shows 'Universal controller' checked, 'Victron' selected, and 'MPPT power converter' mode. The controller is 'SmartSolar MPPT 250/70 48V'. Operating mode is 'MPPT converter'. The number of controllers is 1. Operating conditions include V_{mpp} (60°C) 115 V, V_{mpp} (20°C) 133 V, and V_{oc} (-10°C) 174 V. Controller power is 4.00 kW.

The 'PV Array design' section shows 'Number of modules and strings' with 4 modules in series and 3 strings, resulting in 12 modules and an area of 20 m². Operating conditions include Plane irradiance 1000 W/m², I_{mpp} (STC) 28.7 A, I_{sc} (STC) 30.7 A, and I_{sc} (at STC) 30.4 A. Max. operating power is 3.4 kW, and Array nom. Power (STC) is 3.7 kWp. A warning states 'The controller power is slightly oversized.'

Figur 3.4: Oppsettet med valg av solcellepaneler, ladekontroller og oppkoblingen av panelene. Bildet er klippet ut fra PVsyst.

Til slutt ble det valgt hvilke paneler, samt ladekontroller det skulle simuleres for. I tillegg til valg av panelene, ble oppkoblingen av disse bestemt. Det ble også valgt hvor mange ladekontrollere det var ønskelig å simulere for. Innstillingene for panelene og ladekontrollen er vist i figur 3.4.

3.3.1.4 Detaljerte tap

I kategorien *detaljerte tap* kan det stilles inn for flere ulike typer tap. Dette er *termiske parametere, ohmske tap, modulkvalitet – LID – mismatch, avsetningstap, IAM-tap* og *spektral korreksjon*.

Under *termiske parametere* kan det velges om modulene er fritt montert, delvis integrert eller integrert. Avhengig av hva man velger, vil det påvirke den konstante tapsfaktoren U_c . Det er også mulig å stille inn for vindtapsfaktoren, U_v . Den termiske tapsfaktoren er avhengig av summen av disse to multiplisert med vindhastigheten. Det ble valgt frittstående anlegg, og ingen endringer ble gjort med vindtapsfaktoren.

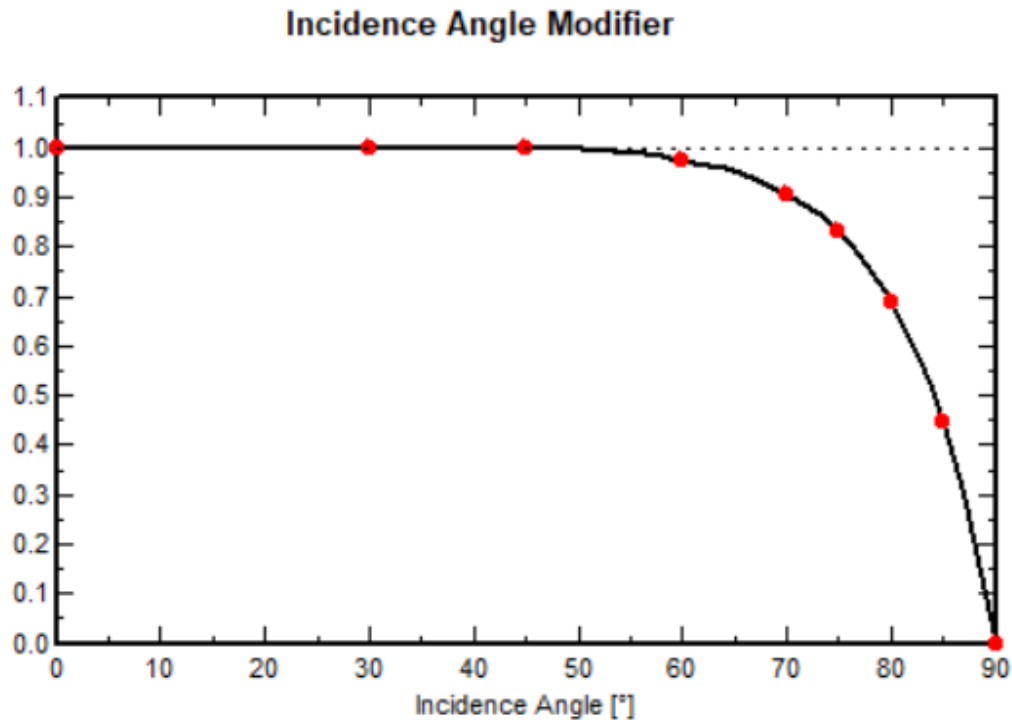
De ohmske tapene er definert på bakgrunn av tap i kabler i systemet. Ingen endringer ble gjort med verdien som allerede var satt for denne.

I kategorien *modulkvalitet – LID – mismatch*, kan det stilles inn for flere ulike tapskategorier. Den første er modulkvaliteten. Dette er hvor mye avvik det er mellom produsentens oppgitte moduleffektivitet og den faktiske effektiviteten. Ingen endringer ble gjort med denne. Deretter er det modulmismatchtap. Her kan det velges mellom to typer tap, der det ene er effekttap ved MPP og det andre er tap som følge av at systemet kjører med konstant spenning. Ingen endringer ble gjort. Det neste er *Light Induced Degredation* (LID). Dette er tap som følge av at krystallinske solceller blir utsatt for lys over en lengre periode, i motsetning til STC, der de blir belyst i et kort øyeblikk. Denne verdien ble heller ikke justert. Den siste kategorien er spenningsmismatch mellom ulike strenger. Heller ikke denne ble endret.

Ved *avsetningstap* kan man velge mellom å sette en årlig verdi eller velge månedlige verdier. Ingen endringer ble gjort for innstillingen som var satt i utgangspunktet for årlig verdi.

Under kategorien *IAM-tap* defineres tapet ut fra innstrålingsvinkelen. Her ble det huket av for å benytte definisjonen til PV-modulen. IAM-kurven for det gitte anlegget er vist i figur 3.5.

Spektral korreksjon ble ikke benyttet i simuleringene.



Figur 3.5: IAM-kurve for systemet som ble bygd opp i modellen. Figuren er klippet ut av PVsyst.

3.3.2 Frivillige parametere

I kategorien *frivillige parametere* kan det velges mellom tre ulike underkategorier; *horisont*, *nær skygge* og *økonomisk evaluering*.

Horisonten vil si solens bane avhengig av årstid og tid på døgnet. Denne blir definert ut fra området simuleringene blir gjennomført for.

I kategorien *nær skygge* kan man definere skygge som faller på anlegget på grunn av objekter som hindrer sollyset å treffe panelene. Dette kan for eksempel være trær eller bygninger. Under arbeidet med denne masteroppgaven var det ikke hensiktsmessig å definere noen nære skygger, fordi det ikke var definert eksakt hvor anlegget skulle være i drift. I tillegg ville det mest sannsynlig hatt liten effekt ettersom at anlegget er ment å skulle stå ute på åpent vann.

Økonomisk evaluering tar for seg det økonomiske aspektet ved systemet. Det ble ikke sett på denne kategorien, ettersom at den økonomiske siden ved anlegget ikke var i fokus.

3.4 Simulering

Den siste delen av gjennomføringen var å kjøre modellen. Resultatet av gjennomkjøringen av modellen er en omfattende rapport med oversikt over hvordan modellen ser ut, høstet energi, hvordan energien blir fordelt i systemet og tap av energi, i tillegg til flere andre aspekter ved systemet.

3.5 Datavisualisering

For å kunne visualisere resultatene fra simuleringene var det nødvendig å fremstille dataene grafisk. Til dette ble programmet Spyder benyttet. Dette er et programmeringsverktøy for programmeringsspråket Python. Alle grafer og diagrammer i denne oppgaven er skrevet i dette programmet.

3.6 Distanseberegning

I kapittel 4 blir meteorologiske data fra PVsyst sammenlignet med meteorologiske data fra værstasjonen ved Karstad lufthavn. For å måle luftdistansen mellom Hillringsberg i Glava og Karlstad lufthavn ble Google Maps benyttet.

3.7 Utforming av oppgaven

Underveis som oppgaven ble utformet oppstod det noen utfordringer og momenter som gjorde at sluttproduktet av oppgaven ble litt annerledes enn først antatt. Noen av endringene som ble gjort underveis, vil bli presentert i dette underkapittelet, og beslutningene bak endringene vil bli forklart. Resultatet av de endringene som ble gjort kan være til hjelp for andre som skal gjøre et tilsvarende arbeid.

3.7.1 utfordringer med PVsyst

Etter en del arbeid med simuleringsprogrammet PVsyst, viste det seg at programmet hadde en del begrensninger.

En begrensning var at programmet ikke støttet simulering av paneler i ulike retninger, så dette alternativet ble utelukket. På den annen side kunne man potensielt ha delt opp simuleringen i to ved først å simulere for et anlegg med paneler vendt øst, for så å gjøre en tilsvarende simulering med paneler vendt vest. Til slutt kunne man slått resultatene fra de to simuleringene sammen. Dette ble imidlertid ikke vurdert. Siden simuleringene i stedet kun ble gjort med paneler vendt mot sør, gjorde det at bredden i oppgaven ble innskrenket.

Motoren *MGFlex 80A* (deler av dataarket for motoren er lagt ved i Figur B.4) som ble benyttet i dimensjoneringen har evnen til å variere rotasjonshastigheten. Den åpner opp for å driftes i effektområdene 40 – 880 W. På grunn av motorens fleksibilitet i driftsområde, var det ønskelig å definere en lastkurve som kunne følge den produserte energien fra solcelleanlegget til enhver tid. Dette ble forsøkt å få til i PVsyst, men etter mye arbeid ble det konkludert med at dette ikke var mulig. Dette var synd, siden det kunne åpnet opp for å dimensjonere anlegget med dynamiske lastkurver, som ville gitt enda mer tilpasset energiforbruk for hver enkelt måned.

3.7.2 Programvare

Underveis i arbeidet ble det sett på muligheten for å gjennomføre arbeidet i ulike simuleringsprogrammer. En fellesnevner for omtrent alle simuleringsprogrammene var dog at det krevdes et abonnement for å få full tilgang, eller for å få tilgang i det hele tatt. Prisen på disse abonnementene var i tillegg svært høy, slik at det var lite attraktivt å skulle starte et abonnement. For flere av programmene var det imidlertid mulig å få full tilgang til programmet i en prøveperiode uten å måtte betale noe for det. Ved å utnytte disse prøveperiodene var det mulig å teste ut noen ulike simuleringsprogrammer.

Et problem med PVsyst var programmet sitt grensesnitt for 3D-modellering. Dette var lite brukervennlig, og det var vanskelig å fremstille det simulerte systemet visuelt.

Et av de andre programmene som ble testet var PVsol. Dette programmet hadde noen fordeler over PVsyst i 3D-modelleringsdelen, ved at man kunne designe anlegg med paneler vendt i flere ulike retninger. Problemet med dette programmet lå hovedsakelig i at rapporten av simuleringen som ble laget etter gjennomkjøringen var for lite omfattende sammenlignet med PVsyst.

3.7.3 Simuleringer

I utgangspunktet var det ønskelig å simulere anlegget for flere steder i Norden. Tanken var å simulere anlegget for Glava i Sverige, Tromsø i Norge og København i Danmark. Etter sammenligning av resultatene for simuleringene ved hver lokasjon, skulle det gjøres sammenligninger av resultatene på tvers av områdene de var simulert for. Dette var for å få et bedre bilde av hvordan systemet ville fungere ved ulik breddegrad innenfor Skandinavia. Etter litt arbeid ble det imidlertid funnet ut at dette ville bli for omfattende. Denne ideen ble derfor ikke gjennomført, så kun simuleringene for Glava ble gjort.

3.7.4 Fysisk prototype

I utgangspunktet ble det sett for seg at det i løpet av oppgaven skulle bygges en prototype av systemet. Denne prototypen skulle produsere fysiske data, som senere kunne bli sammenlignet med de simulerte verdiene for systemet. Det ble dog fort funnet ut at dette ikke lot seg gjennomføre innenfor de tidsrammer som var satt.

4 Resultater og diskusjon

4.1 Energitilgjengelighet

Denne delen av resultatene presenterer kartleggingsdataene for simuleringsområdet Hillringsberg i Glava, Sverige.

Analysen som blir presentert i kapittel 4.1, ble gjennomført etter at modellen for simuleringene var bygd opp. Det innebærer at de meteorologiske dataene fra Meteororm 7.2 allerede var valgt i modellen før sammenligningen av de meteorologiske dataene ble gjort. Analysen har antageligvis blitt påvirket av dette i den grad at det ble forsøkt å finne årsaker til at de valgte dataene var de beste. De andre meteorologiske dataene har derfor ikke blitt behandlet med den samme innstillingen, som er synd og ville gitt vurderingen av de meteorologiske dataene mer tyngde. Dette vurderes som en betydelig svakhet i analysearbeidet.

4.1.1 Datainnsamling og sammenligning

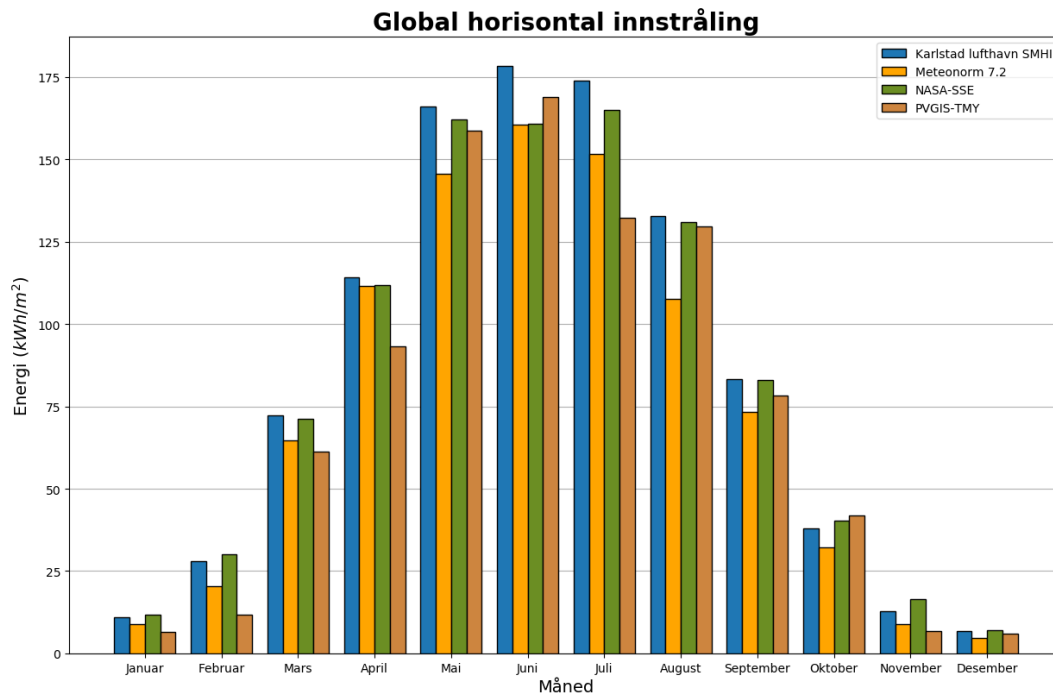
I tabell 4.1 er dataene over månedlig GHI for Hillringsberg beregnet basert på de tre databasene Meteororm 7.2, NASA-SSE og PVGIS-TMY.

Tabell 4.1: Den globale horisontale innstrålingen gitt i kWh/m² for Hillringsberg i Glava i Sverige beregnet ut fra tre ulike målesystemer: Meteororm 7.2, NASA-SSE og PVGIS-TMY. Tallene er hentet fra PVsyst.

	<i>Meteororm 7.2</i>	<i>NASA-SSE</i>	<i>PVGIS-TMY</i>
<i>Januar</i>	8,8	11,8	6,4
<i>Februar</i>	20,3	30	11,8
<i>Mars</i>	64,7	71,3	61,3
<i>April</i>	111,6	111,9	93,2
<i>Mai</i>	145,6	162,1	158,7
<i>Juni</i>	160,4	160,8	169
<i>Juli</i>	151,5	164,9	132,3
<i>August</i>	107,7	130,8	129,5
<i>September</i>	73,4	83,1	78,4
<i>Oktober</i>	32,1	40,3	42
<i>November</i>	8,8	16,5	6,8
<i>Desember</i>	4,6	7,1	5,9

For mest optimal gjennomføring av simuleringsarbeidet, ville det vært svært verdifullt med meteorologiske data fra simuleringsområdet. Dette var det mulig å finne, ettersom at det finnes en målestasjon for meteorologiske data ved GEC. utfordringen med å benytte dataene fra denne målestasjonen, er imidlertid at målingene gjøres hvert sjette sekund. Dette resulterer derfor i meget store datafiler, som det vil være vanskelig å ta fullt nytte av. I tillegg ville det vært komplisert å ta ut nødvendige data. Derfor er ikke værdataene fra denne stasjonen benyttet.

I stedet ble meteorologiske data fra en målestasjon ved Karlstad lufthavn, 42 km fra Glava (ifølge Google Maps), benyttet som referanse for klimaet i området. Dette gav en usikkerhet til de faktiske verdiene for solinnstrålingen, men er en pekepinn på innstrålingen i Hillringsberg. Dataene fra Karlstad lufthavn var produsert av Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut (SMHI) (Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut, 1983-2015). Verdiene benyttet i denne oppgaven er et gjennomsnitt av dataene for hver måned fra og med 1983 til og med 2014. Dataene for 2015 ble ikke tatt hensyn til grunnet mangel på verdier for de siste månedene dette året.



Figur 4.1: Den globale horisontale strålingen i Glava med data fra databasene Meteonorm 7.2, NASA-SSE og PVGIS-TMY. Disse verdiene er sammenlignet med den globale horisontale strålingen ved Karlstad lufthavn.

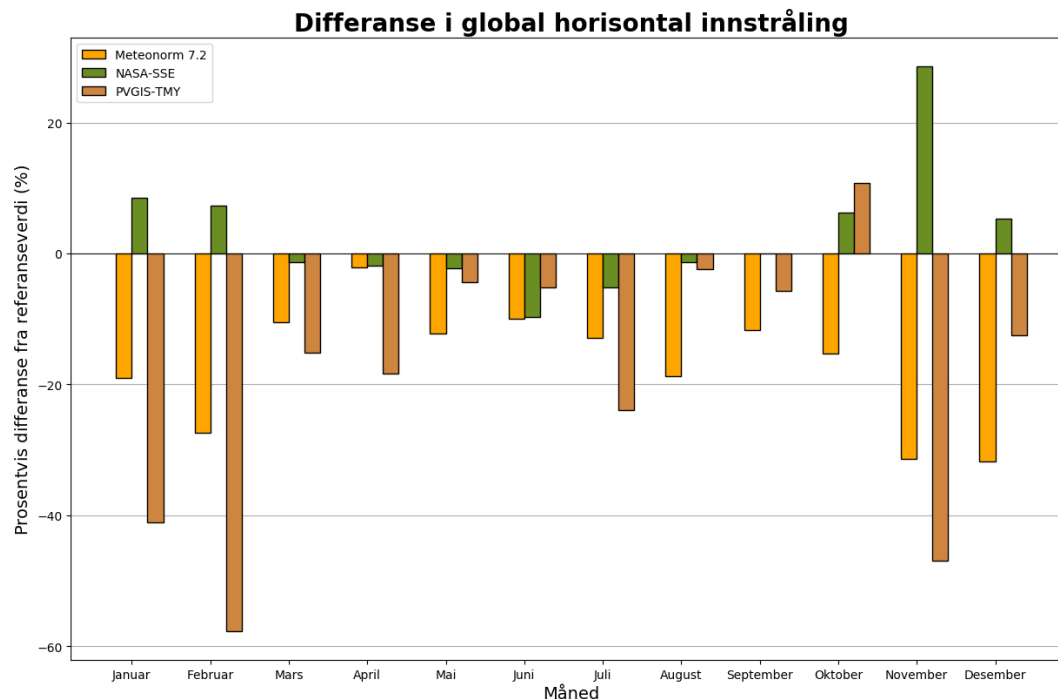
I figur 4.1 er de meteorologiske dataene fra databasene i PVsyst plottet sammen med målingene ved Karlstad lufthavn.

Dataene fra Meteonorm følger omtrent den samme fordelingen som målingene ved Karlstad lufthavn. Dette skyldes antageligvis at dataene Meteonorm produserer er en kombinasjon av data fra bakkestasjon og satellittdata. Målestasjonen ved Karlstad lufthavn er en av de nærmeste målestasjonene til Hillringsberg, så Meteonorm benytter mest sannsynlig noe data fra denne.

Plottene fra NASA-SSE og PVGIS-TMY, har en noe ulik fordeling sammenlignet med plottene fra Meteonorm og målingene fra Karlstad lufthavn. De er blant annet ikke like normalfordelt som de andre plottene.

Ettersom strålingen gjennom året varierer med en jevn syklus, der det er mest stråling når solen står høyest på himmelen, betyr dette at man skulle forvente en topp i juni.

Plottet fra NASA-SSE viser at juli har høyest stråling, mens juni ligger litt under både mai og juli. Dette gir lite mening.



Figur 4.2: Den prosentvise differansen mellom strålingsverdiene, sammenlignet med målingene ved Karlstad lufthavn.

Verdien for juli, beregnet av PVGIS-TMY, er på nivå med august, og svært ulik den målte verdien ved Karlstad lufthavn for samme måned. Siden solen står lavere på himmelen i august enn i juli, burde solinnstrålingen være høyere for juli sammenlignet med august. Det kan derfor tyde på at verdien for juli burde oppjusteres noe for å gi et mer korrekt bilde.

Figur 4.2 viser den prosentvise differansen mellom de simulerte verdiene og målingene ved Karlstad lufthavn. De genererte verdiene fra Meteonorm og PVGIS-TMY er generelt sett en god del lavere enn de målte verdiene fra Karlstad. Verdiene fra PVGIS-TMY viker svært mye fra de målte verdiene i flere av månedene. Tallene fra NASA-SSE ligger noen prosent over eller under i alle måneder bortsett fra september. I tillegg er det en del variasjon i verdiene fra NASA-SSE, der tallene for november skiller seg merkbart ut fra de andre månedene.

Generelt sett er differansen mellom de genererte verdiene fra Meteonorm og de målte verdiene ved Karlstad lufthavn, mer konsekvent enn for de andre to modellene. Dette kombinert med at plottet av verdiene fra Meteonorm i figur 4.1 følger plottet av de

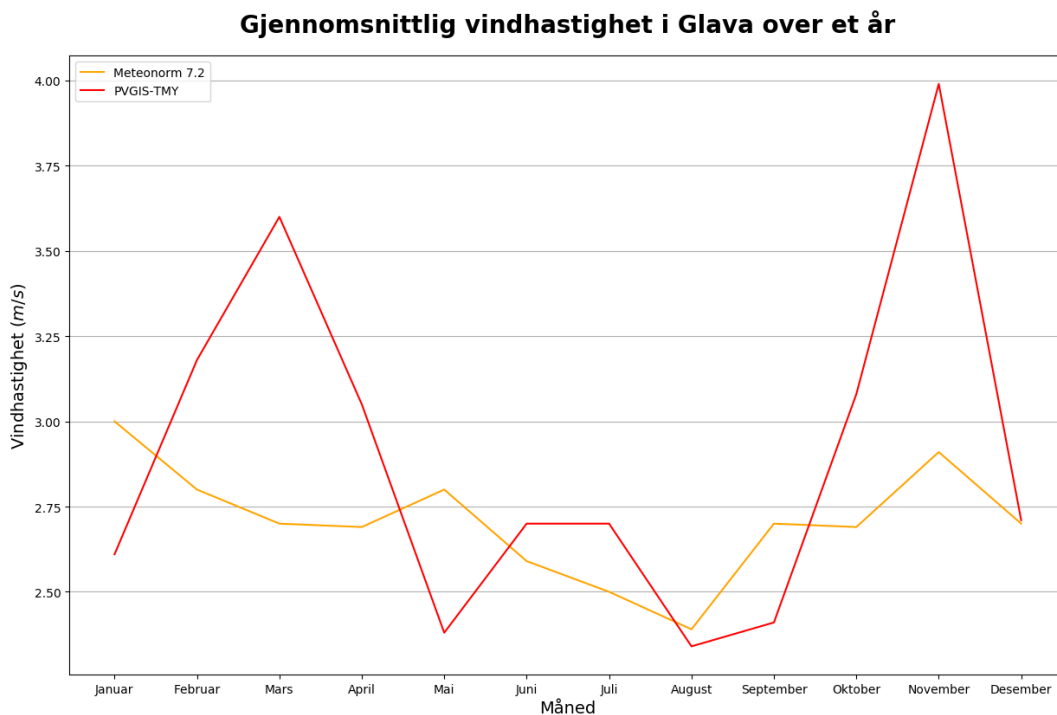
målte verdiene bedre enn verdiene fra NASA-SSE og PVGIS-TMY, gjør at verdiene beregnet av Meteonorm virker mest korrekte.

De genererte verdiene fra Meteonorm er benyttet for de meteorologiske dataene i simuleringen av anlegget.

4.1.2 Vindhastighet

Figur 4.3 viser plot over den gjennomsnittlige vindhastigheten for hver måned i Glava basert på modellene Meteonorm 7.2 og PVGIS-TMY.

Det er tydelig at det er stor forskjell mellom de to grafene i plottet. Grafen fra PVGIS-TMY varierer veldig fra måned til måned, spesielt i løpet av vinterhalvåret. Fra september til november øker vindhastigheten med 65,5 % relativt til september, for så å synke igjen fra november til desember med 32 % sammenlignet med november. I tillegg er den største ulikheten i vindhastighet i plottet, mellom august og november, på 1,65 m/s. En studie gjort av Achberger et al. viser at den gjennomsnittlige



Figur 4.3: Den gjennomsnittlige vindhastigheten per måned i Glava ved de to modellene Meteonorm 7.2 og PVGIS-TMY.

vindhastigheten i området det er simulert for i denne oppgaven ligger rundt 2 m/s. Studien legger også fram at vindhastigheten i dette området varierer veldig lite, med en variasjon på under 0,05 m/s (Achberger et al., 2006). De voldsomme svingningene i vindhastighet, gitt av PVGIS-TMY, virker derfor lite sannsynlig.

Tallene for vindhastigheten fra Meteonorm varierer i mye mindre grad for hver måned. Disse verdiene gir en gjennomsnittshastighet på 2,7 m/s, og den største differansen i vindhastighet er forskjellen mellom januar og august, på 0,61 m/s. Dette samsvarer bedre med studien til Achberger et al. (Achberger et al., 2006), men er allikevel ikke helt på samme nivå.

4.1.3 Temperatur

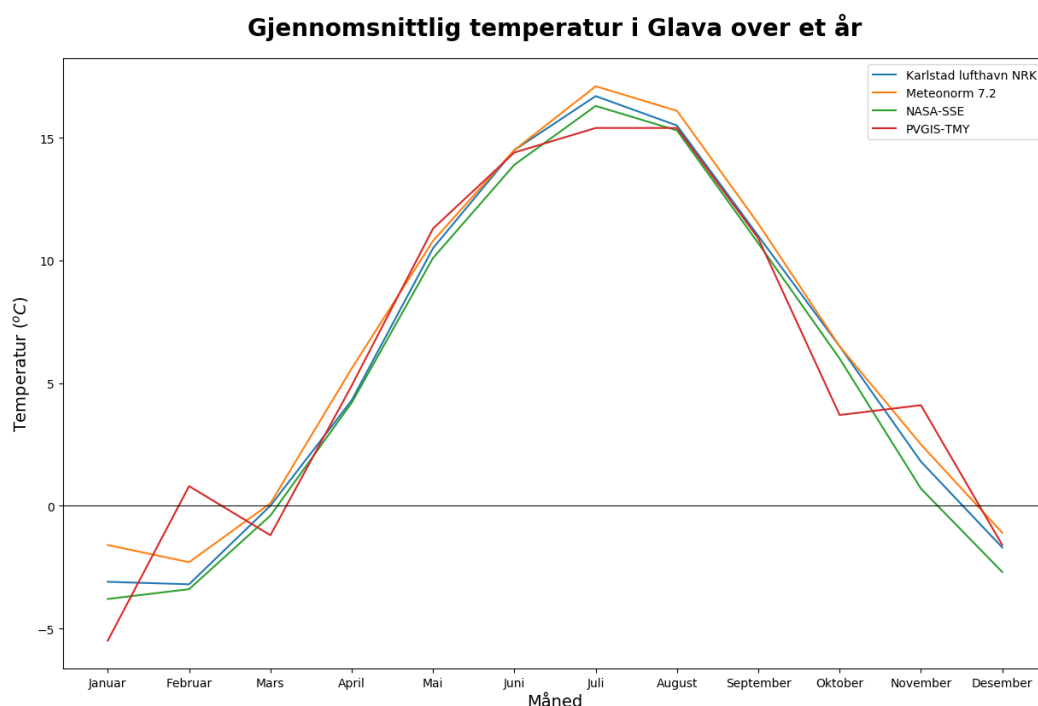
De målte og beregnede verdiene for gjennomsnittstemperaturen i Glava er vist i figur 4.4. De målte verdiene er basert på målinger ved Karlstad lufthavn og hentet fra (NRK og Meteorologisk institutt, u. å.). De gir derfor et avvik i faktiske verdier for området, men vil bli benyttet som referanseverdier i mangel av andre verdier.

De beregnede verdiene fra Meteonorm og NASA-SSE følger de målte verdiene tett med noen små variasjoner.

Plottet fra PVGIS viker en del fra de andre plottene med noen uventet høye verdier i februar og november. Ettersom at man skal kunne forvente en normalfordeling av temperaturen gjennom året siden solinnstrålingen endres jevnt, gir disse avvikene lite mening.

4.2 Referansesystem – utgangspunkt for simuleringer

Som et utgangspunkt for simuleringene, ble det laget et grunnsystem for simuleringene. Systemet kalles referansesystemet. I dette systemet er det definert et solcelleanlegg for høsting av energi, batterisystem for lagring av den høstede energien



Figur 4.4: Den gjennomsnittlige temperaturen i Glava over et år med verdier fra databasene Meteonorm 7.2, NASA-SSE og PVGIS-TMY, samt målte verdier fra Karlstad lufthavn. Tallene fra sistnevnte er hentet fra (NRK og Meteorologisk institutt, u. å.).

og en last som setter energikravet. Solcelleanleggets størrelse ble bestemt ut fra plantegninger av det eksisterende oksygeneringsanlegget (vedlagt i Figur C.1).

Referansesystemet danner grunnlaget for det simulerte oksygeneringssystemet, og det faktorielle eksperimentet som ble utført. De andre simuleringene er basert ut fra dette.

4.2.1 Paneler og oppkobling

Panelene som ble benyttet i simuleringene var REC 310 NP Black. Dataarket for disse panelene er vedlagt i Figur B.1. Referansesystemets anlegg bestod av 12 paneler, der 4 var koblet i serie og 3 i parallell. Dette gav en spisseffekt på 3,7 kW_p. Oppkoblingen av anlegget var gjort for å levere riktig strøm og spenning til ladekontrolleren. Solcelleanleggets viktigste parametere er vist i tabell 4.2. Tallene som presenteres i denne tabellen er basert på PVsyst sine opplysninger, og samsvarer ikke helt med tallene i dataarket.

4.2.2 Orientering av paneler

For å høste mest mulig energi ble asimutvinkelen for panelene satt til 0°, altså rett sør. At panelene er sørvendt til enhver tid krever at anlegget står i ro, som forutsetter at flåten er helt forankret. Dette er det imidlertid vanskelig å garantere, men er en forenkling som ble gjort for å gjøre beregninger betraktelig enklere å gjennomføre.

Helningen på panelene ble satt til 35°. Ifølge PVsyst er dette den mest optimale vinkelen for produksjon i løpet av sommerhalvåret (april-september). I utgangspunktet ble det gjort simuleringer med den mest optimale helårsvinklingen av panelene (44°), men etter at det var nødvendig å gjøre noen endringer med det simulerte anlegget, ble det bestemt at vinklingen av panelene også skulle endres. Det var ikke stor forskjell i høstet energi mellom paneler vinklet 44° og paneler vinklet 35°.

Tabell 4.2: En oversikt over de viktigste parameterne for referansesystemets solcelleanlegg. Tallene er hentet fra PVsyst.

Fabrikant	REC
Modell	310 NP Black
Type	Si-mono
V_{oc}	174 V
I_{sc}	30,7 A
V_{MPP}	133 V ved 20 °C og 115 V ved 60 °C
I_{MPP}	28,7 A
Antall paneler	12
– Serie	– 4
– Parallell	– 3
Spisseffekt	3,7 kW _p
– Per panel	310 W _p

4.2.3 Batterisystemet

Valg av batterisystem ble gjort i PVsyst. Her ble det stilt inn ønsket antall dager med autonom drift av anlegget. Denne ble satt til én dag. Dette ble gjort for å holde batteristørrelsen nede og på den måten spare kostnader. Det var også mulig å stille inn på PLOL. Denne var allerede satt til 5,0 %, og ble ikke endret. I tillegg til disse to parameterne, ble systemspenningen valgt til 48 V.

Basert på disse innstillingene, foreslo PVsyst batterisystemets kapasitet, på 518 Ah. Ut fra dette ble det forsøkt å dimensjonere et passende batterisystem, der resultatet er vist i tabell 4.3.

Batteriene som ble benyttet i dimensjoneringen var EnerSys PowerSafe SBS B14F. Dataarket for disse batteriene er vist i Figur B.2. Dette er et *sealed* AGM bly-syre-batteri. For å lage en batteripakke med 48 V systemspenning og 518 Ah, ble oppsettet satt til 36 batterier, hvorav det var 9 parallelle koblinger med 4 batterier i serie i hver parallellkobling. Dette gav en total masse på 688 kg.

Av tabellen kan man se at batteriets lagringskapasitet var 558 Ah, og ikke 518 Ah som var foreslått av PVsyst. Dette var fordi oppkoblingen gjorde at batterikapasiteten enten ble litt for lav eller litt for høy. Resultatet er den verdien som, i overkant, lå nærmest mulig den foreslåtte verdien.

Temperaturen til batteripakken ble satt til omgivelsestemperaturen, grunnet betydelige variasjoner i lufttemperatur gjennom året i klimaet systemet ble dimensjonert for. Det er derfor lite sannsynlig at temperaturen i batteripakken holder seg stabilt gjennom året. For å enkelt kunne estimere hva temperaturen i batteriene er, ble det derfor valgt å sette denne til omgivelsestemperaturen.

4.2.4 Ladekontrollen

Ladekontrolleren benyttet for referansesystemet var en Victron SmartSolar Charge Controller 250/70. Denne er egnet for effekter på 4000 W ved 48 V. Ladekontrolleren var ifølge PVsyst litt overdimensjonert, men dette ble gjort for å unngå underdimensjonering.

4.2.5 Lasten

Lasten det ble simulert for i masteroppgaven var en solpumpe kalt CRFlex produsert av Grundfos. Selve pumpen består av en elektrisk motor, MGFlex 80A, som kan operere i effektområdet 40 til 880 W. Den mottar likespenning fra 30 til 300 V, og tåler temperaturer fra -20°C til 50°C i drift, og -25°C til 70°C ved lagring. Pumpen har innebygget MPPT. Dataene er funnet i dataarket for pumpen i Figur B.4.

Tabell 4.3: Oversikt over parameterverdiene for batterisystemet i referansesystemet.

Fabrikant	EnerSys
Modell	PowerSafe SBS B14F
Type	Pb sealed AGM
Antall batterier	36
– Serie	– 4
– Parallell	– 9
Systemspenning	48 V
Batterikapasitet	558 Ah
Lagret energi (80 % DoD)	20,2 kWh
Total masse	688 kg
Temperatur	Omgivelsestemperatur

4.2.6 Driftstid

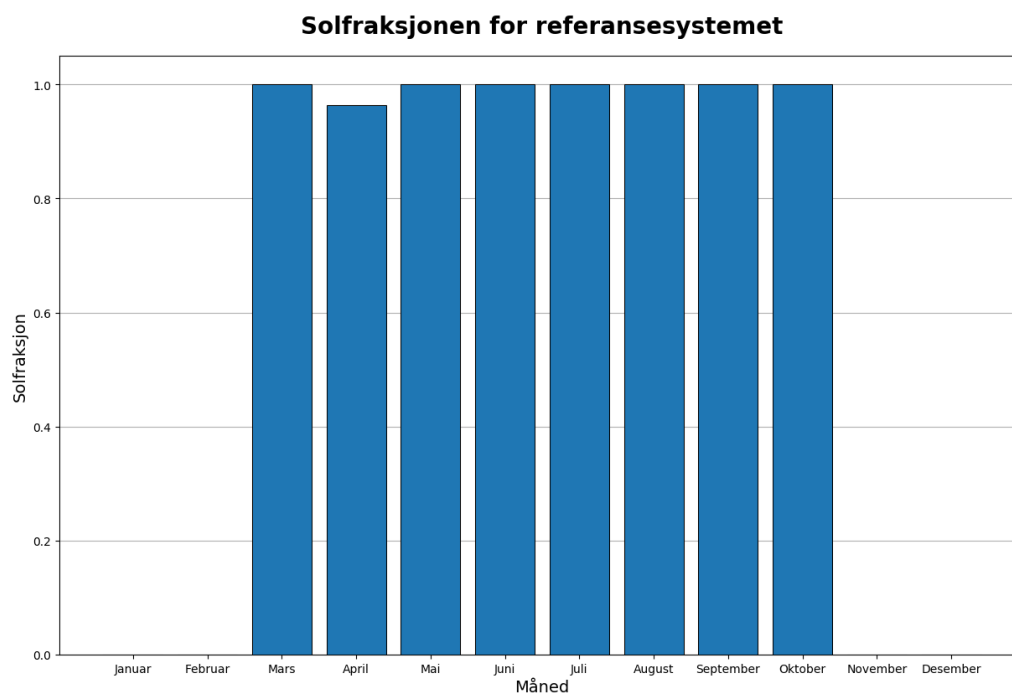
Det ble tidlig i arbeidet funnet ut at et off-grid-system for drift året rundt ikke ville la seg gjennomføre med de begrensningene som var satt. Det ble derfor valgt ut driftsmåneder og det ble gjort innledende forsøk med simuleringer i PVsyst for å komme fram til best egnet drift av referansesystemet. I utgangspunktet ble det avgjort at systemet bare skulle driftes i 24 h, 12 h, 8 h eller 4 h, per dag for gitte måneder. Det ble imidlertid etter hvert funnet ut at dette ga et litt for lavoppløselig oppsett, og det ville være mer hensiktsmessig å lage et mer dynamisk oppsett for å få mest mulig ut av simuleringene. Det ble derfor valgt å finne ut hvor mange timer det var mulig å drifte anlegget for hver dag i hver enkelt måned. Resultatet av dette er vist i tabell 4.4.

Tabell 4.4: Oversikt over antall driftstimer av anlegget per dag for hver av de simulerte månedene.	
	<i>Antall driftstimer (h)</i>
Mars	6
April	14
Mai	14
Juni	16
Juli	17
August	11
September	10
Oktober	4

På grunn av risiko for tilfrysing av vann vinterstid, ble det bestemt å se bort fra månedene januar, februar, november og desember. Det programmet antageligvis ikke tar høyde for, er at når pumpen ikke går, er det større sannsynlighet for at vannet fryser til. På den måten vil det være problematisk å skulle starte opp igjen pumpen når det er is på vannet. Et annet moment ved drift på denne tiden av året er sannsynligheten for snødekke på solcellepanelene, som vil redusere den høstede energien.

Resultatet av solfraksjonene for hver av de simulerte månedene for referansesystemet er vist i Tabell A.1, og plottet i figur 4.5. Ifølge PVsyst skulle innstillingene av antall driftstimer per måned gi en solfraksjon på 1 for hver måned. Av plottet i figur 4.5 ser man at dette ikke gjelder april. Denne måneden har en solfraksjon på 0,964. Hva grunnen til dette er har det ikke blitt funnet ut av, men det kan være påvirket av antall driftstimer av lasten i mars. Observasjoner gjort i simuleringer der det var færre driftstimer i både mars og april, viser imidlertid at solfraksjonen i dette tilfellet også var under 1. Den var da imidlertid nærmere 1 enn for det valgte systemet.

Selv om solfraksjonen for april er lavere enn 1, holder den seg over 0,95, som vil si at PLOL er under 5 %, som forklart i teorien. Den blir derfor ansett for å være akseptabel.



Figur 4.5: Solfraksjonen for hver enkelt måned for referansesystemet.

4.3 Faktorielt eksperiment

I det faktorielle eksperimentet ble det definert ulike parametere (faktorer) ved systemet, som individuelt ble endret. På den måten var det mulig å se hvordan endringen av en parameter påvirket ytelsen til anlegget. De definerte parametere var solcelleanlegg, batterisystem og last. To størrelser ble definert for solcelleanlegg, to for batterisystem og tre for last. Referansesystemet var som nevnt utgangspunktet for simuleringene.

I tillegg til de nevnte parametere ble det benyttet to ulike ladekontrollere avhengig av solcelleanleggets størrelse. For systemene med det lille solcelleanlegget ble ladekontrolleren fra referansesystemet benyttet. Systemene med det store solcelleanlegget benyttet ladekontrolleren Victron SmartSolar Charge Controller 250/100, som takler effekter på 5800 W ved 48 V. I likhet med ladekontrolleren i referansesystemet var ladekontrolleren for det store solcelleanlegget, ifølge PVsyst, også overdimensjonert. Begrunnelsen for dette er som for ladekontrolleren i referansesystemet.

Endringen av ladekontroller var ikke relevant som en faktoriell parameter, men burde nevnes.

Dataarket for ladekontrollene er tilgjengelig i Figur B.3.

4.3.1 Solcelleanlegg

Solcelleanleggsstørrelsene ble definert til stort og lite anlegg. Det lille anlegget var det samme som ble valgt for referansesystemet, vist i tabell 4.2. Det store anlegget var et anlegg bestående av 20 paneler, som gav en spisseffekt på 6200 W_p. Panelene var koblet 4 serier i parallell, med 5 paneler i hver serie.

4.3.2 Batteripakke

Parameterne for batteripakke ble definert til stor og liten. Den store batteripakken var den samme som for referansesystemet, vist i tabell 4.3. Den lille batteripakken hadde en kapasitet på 248 Ah, med en masse på 306 kg. Denne batteripakken bestod av 16 batterier, der batteriene var koblet 4 serier i parallell, med 4 batterier i hver serie. Dette gav en lagret energi ved 80 % DoD på 9,5 kWh.

4.3.3 Last

De ulike laststørrelsene for systemdimensjoneringene ble definert til å være enten 1, 2 eller 4 pumper. Siden én pumpe krevde en maksimal effekt på 880 W, ble derfor lasteffekttrinnene 880 W, 1760 W eller 3520 W for henholdsvis 1, 2 eller 4 pumper. Pumpene gikk med maksimal effekt innenfor det gitte tidsintervallet hver dag, for hver av de gitte månedene i simuleringene.

4.4 Simuleringene

De ulike parameterne ble satt sammen på forskjellige måter for å avgjøre hvordan en parameter påvirket resultatet. Dette gav i alt 12 ulike variasjoner av systemsammensetning, hvorav det ene var referansesystemet. Alle de mulige sammensetningene er vist i tabell 4.5.

Tabell 4.5: Oversikt over parameterne i referansesystemet og de andre systemvariasjonene.

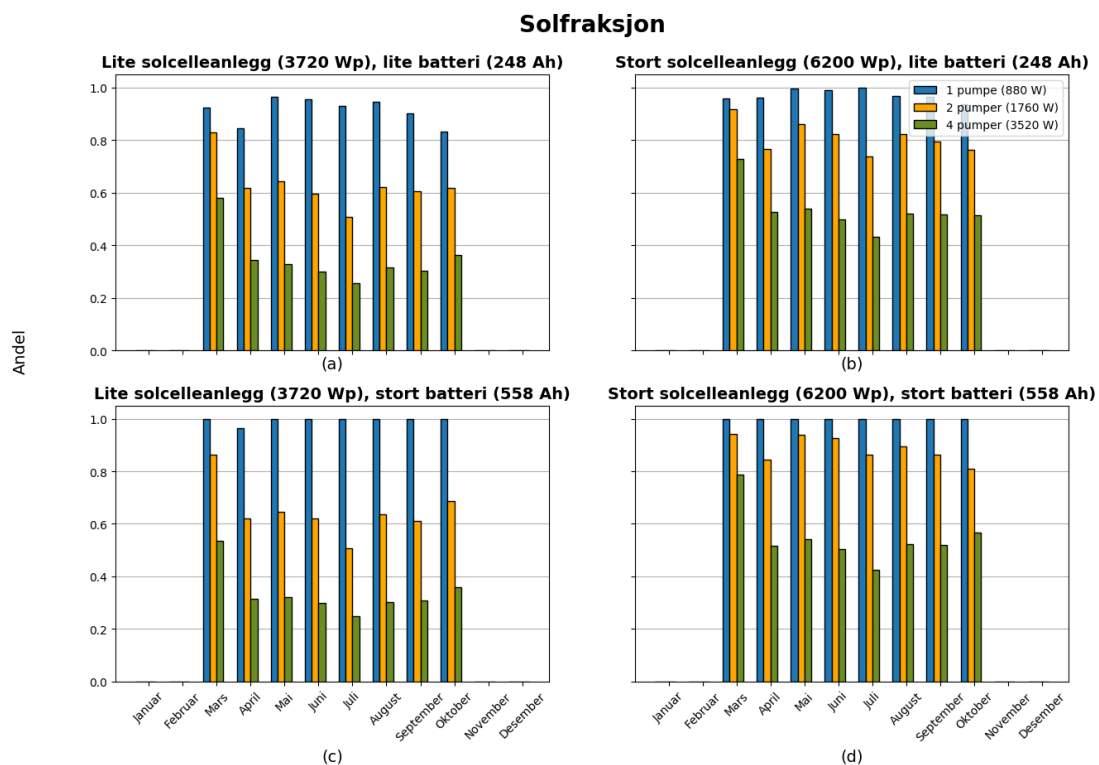
System	Solcelleanlegg	Batterisystem	Antall pumper
<i>Referanse</i>	Lite	Stort	1
<i>1</i>	Lite	Stort	2
<i>2</i>	Lite	Stort	4
<i>3</i>	Lite	Lite	1
<i>4</i>	Lite	Lite	2
<i>5</i>	Lite	Lite	4
<i>6</i>	Stort	Stort	1
<i>7</i>	Stort	Stort	2
<i>8</i>	Stort	Stort	4
<i>9</i>	Stort	Lite	1
<i>10</i>	Stort	Lite	2
<i>11</i>	Stort	Lite	4

Det ble gjort simuleringer for alle systemene listet opp i tabell 4.5. Etter at disse simuleringene var gjort ble de viktigste resultatene for hver enkelt simulering trukket ut. Dette var solfraksjonen, forbruk av energi, manglende energi og uutnyttet energi. Resultatene ble kategorisert etter parameterendring, og det ble sett på hvordan parameterne påvirket hver av de nevnte resultatene som ble trukket fram. Resultatene av dette er presentert i avsnittene 4.5, 4.6 og 4.7, for henholdsvis lastendring, batterisystemendring og solcelleanleggsendring.

4.5 Påvirkningen av lastendring

Alle plottene vist i figur 4.6 til figur 4.9 er plottet med hensyn på lastendring. Solcelleanlegget og batterisystemet er uendret innad i hvert plot i figurene.

4.5.1 Solfraksjon



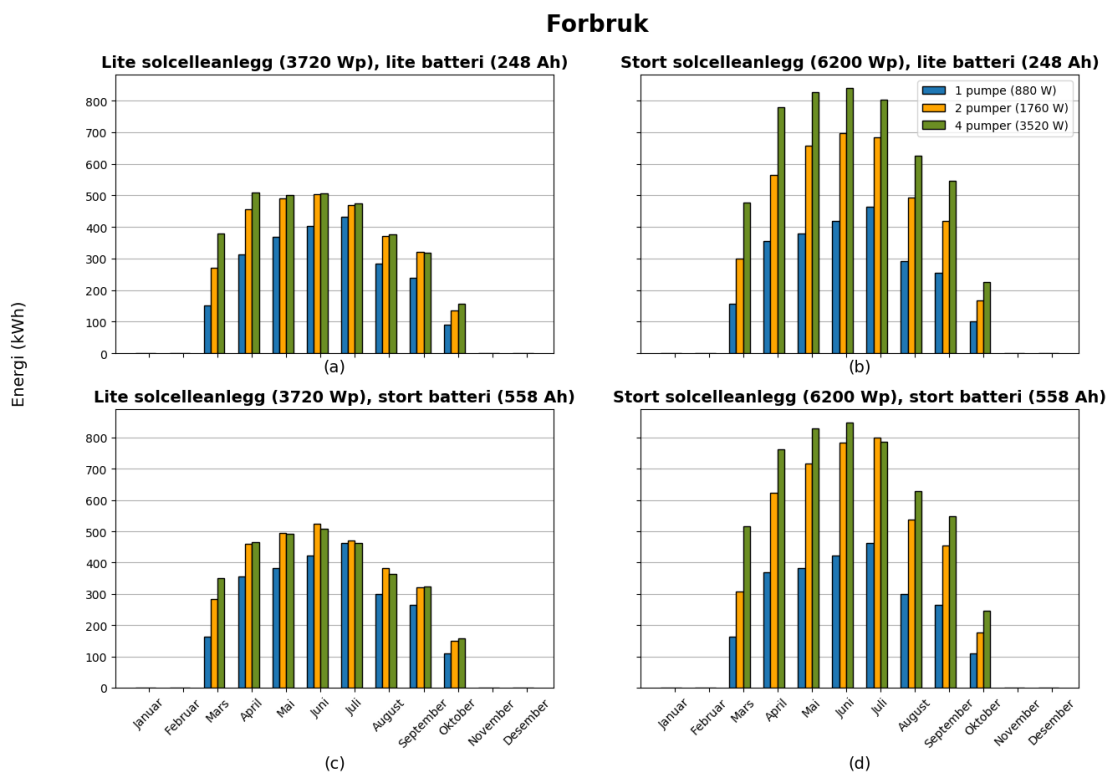
Figur 4.6: Plot av solfraksjonen for systemene der størrelsen på lasten endres. Innad i hvert plot holdes solcelleanleggets og batteriets størrelse konstant.

I figur 4.6 er alle systemene plottet sammen med hensyn på endring av laststørrelsen. Resultatene viser at en økning i energikrav til last fører til en reduksjon av solfraksjonen. I og med at de andre parameterne (solcelleanlegget og batterisystemet) er de samme for hvert enkelt plot i figuren, vil den høstede og den lagrede energien være uforandret innad i hvert enkelt plot. Sånn sett er dette en forventet utvikling.

Det er interessant å merke seg at det kan se ut til at solfraksjonen reduseres mer for sommermånedene enn for vårmånedene og, til en viss grad, høstmånedene. Spesielt plottene for mars, viser at denne måneden er mindre påvirket av økt laststørrelse enn

de andre månedene. Denne variasjonen i solfraksjon har antageligvis noe å gjøre med driftsperioden for pumpene. Mars er en måned med relativt høy innstråling av energi, men for det gitte simuleringsoppsettet i denne rapporten driftes pumpen kun 6 h per dag. Til sammenligning driftes pumpene 17 h per dag i juli. På den måten kan det relativt sett lagres mer energi i mars, med tanke på energien som kreves, og at batteristørrelsen er den samme for begge situasjonene. Dette gjør at det er mer energi tilgjengelig for utnyttelse når dette trengs.

4.5.2 Forbruk



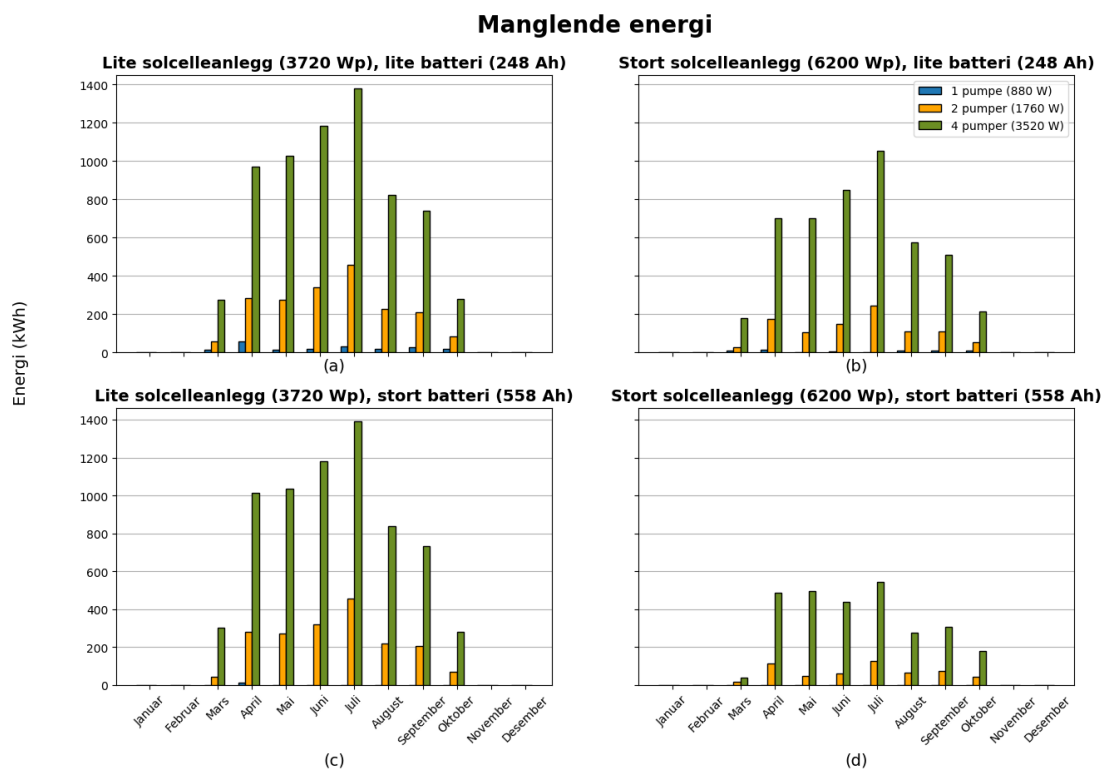
Figur 4.7: Plot av systemenes forbruk av energi der størrelsen på lasten endres. Innad i hvert plot holdes solcelleanleggets og batteriets størrelse konstant.

Figur 4.7 viser plottene for hvert anleggs forbruk av energi.

Som man skulle forvente fører økt last til en økning i den forbrukte energien, dog ser det ikke ut til at dette er tilfellet for alle systemene. Av figur 4.7.a og figur 4.7.c kan man se at forbruket for 2 og 4 pumper for de aller fleste månedene er omtrent det samme. Dette er antageligvis forbundet med at solcelleanlegget er for lite til å møte

energikravet når lasten økes. På den måten blir systemets maksimale energiforbruk nådd før all den nødvendige energien er dekket. Resultatet av dette er lastutfall, og lavere forbruk enn ønsket. I figur 4.7.b og figur 4.7.d kan man se denne samme trenden i noe grad. I disse plottene er systemene dimensjonert med større solcelleanlegg, og det er derfor naturlig at det er mer tilgjengelig energi å forbruke. I alle plottene i figur 4.7 er plottet for 1 pumpe omtrent det samme. Det virker derfor som at en økning i lasten fører til en flaskehals for anlegget. Ettersom at kravet til energi dobles for hver økning i lasten for disse simulasjonene, skulle man forvente at søyleplottene ble doblet i størrelse for hver økning. Dette er ikke tilfellet for plottene i figur 4.7, og indikerer at mye av den nødvendige energien ikke blir dekket. Dette blir diskutert i større grad i 4.5.3.

4.5.3 Manglende energi



Figur 4.8: Plot av den manglende energien i systemene der størrelsen på lasten endres. Innad i hvert plot holdes solcelleanleggets og batteriets størrelse konstant.

Plottene i figur 4.8 viser den manglende energien for de ulike systemene.

Systemene med 4 pumper plottet i figur 4.8.a og figur 4.8.c, viser en større andel manglende energi enn for tilsvarende systemer i figur 4.8.b og figur 4.8.d. Dette svarer godt til plottene i figur 4.7.a og figur 4.7.c, der det var lite økning i den forbrukte energien selv om lasten økte.

Tabell 4.6 viser en oversikt over forholdet mellom å endre lasten fra 2 pumper til 4 pumper. Som man skulle forvente var det stor forskjell i manglende energi mellom systemene med 2 og 4 pumper i figur 4.8. For eksempel økte andelen manglende energi i juli med 3 ganger da lasten økte fra 2 pumper til 4 pumper i figur 4.8.a som vist i tabell 4.6. Man kan se en tilsvarende trend i de andre plottene i figur 4.8. Tabell 4.6 viser også at en dobling av lasten, i noen tilfeller kan føre til en flerdobling av manglende energi. Det er derfor tydelig at å øke lasten til det dobbelte kan føre til en betydelig økning i manglende energi, dersom alle andre parametere forblir de samme.

<i>Tabell 4.6: Størrelsesforholdet i manglende energi mellom en last på 2 pumper og en last på 4 pumper. Verdier i Tabell A.4 er benyttet for å regne ut verdiene i tabellen.</i>				
	Figur a	Figur b	Figur c	Figur d
<i>Mars</i>	4,9	6,5	6,7	2,1
<i>April</i>	3,4	4,0	3,6	4,2
<i>Mai</i>	3,8	6,6	3,8	10,8
<i>Juni</i>	3,5	5,7	3,7	7,1
<i>Juli</i>	3,0	4,3	3,1	4,3
<i>August</i>	3,6	5,4	3,8	4,3
<i>September</i>	3,5	4,7	3,5	4,2
<i>Oktober</i>	3,3	4,1	4,1	4,3
Gjennomsnitt	3,6	5,2	4,1	5,2

Tabell 4.7 viser hvor mange prosent av energikravet den manglende energien utgjør ved en last på 4 pumper. I figur 4.8.a og figur 4.8.c mangler henholdsvis 65.2 % og 66.4 % av energikravet til lasten. Dette er altså over halvparten av den nødvendige energien for å drifte lasten, og resulterer i et betydelig lastutfall. Systemet i figur 4.8.b mangler i gjennomsnitt 46.5 % av lastens energikrav, mens systemet i figur 4.8.d mangler i

Tabell 4.7: Den prosentvise andelen av energikravet fra lasten som er manglende energi for systemene med 4 pumper. Verdiene er regnet ut av tallene i Tabell A.5 og Tabell A.4.

	Figur a	Figur b	Figur c	Figur d
<i>Mars</i>	41,8	27,2	46,4	6,1
<i>April</i>	65,6	47,4	68,6	33,1
<i>Mai</i>	67,2	45,9	67,7	32,5
<i>Juni</i>	70,0	50,2	69,9	26,0
<i>Juli</i>	74,4	56,8	75,1	29,2
<i>August</i>	68,6	47,9	69,8	23,0
<i>September</i>	69,9	48,2	69,2	29,2
<i>Oktober</i>	64,0	48,6	64,2	41,2
Gjennomsnitt	65,2	46,5	66,4	27,5

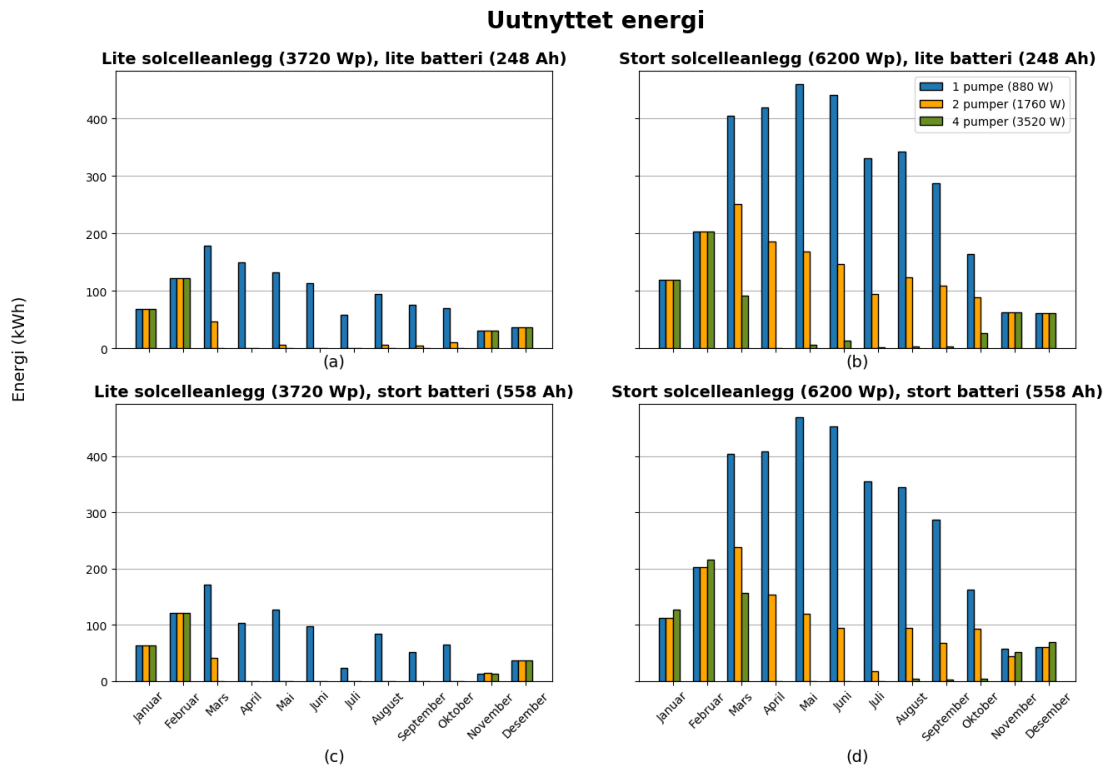
gjennomsnitt kun 27.5 %. For sistnevnte er det altså godt under halvparten av energikravet, men allikevel kun 72,5 % av den nødvendige energien som blir dekket.

Generelt sett virker det som at solcelleanleggsstørrelsen og batterisystemstørrelsen påvirker andelen manglende energi ettersom lasten øker. Allikevel er den prosentvise forskjellen i manglende energi stor når lastkravet dobles, uansett kombinasjon av de andre parameterne.

4.5.4 Uutnyttet energi

Figur 4.9 viser den uutnyttede energien i anleggene. Den uutnyttede energien vil si energien solcellene har mulighet til å produsere, men siden batteriet er fulladet kan det ikke motta energien (Mermoud, 2012). Med andre ord er dette det samme som produsert energi som kun blir til tap.

Av plottene i figur 4.9, er det tydelig at størrelsen på solcelleanlegget har mye å si for hvor mye uutnyttet energi det er i systemene. Som man skulle forvente, er det tydelig at en økning av lasten fører til en reduksjon i uutnyttet energi. Mars ser ut til å ligge en del høyere enn de fleste andre måneder generelt sett. Dette har nok å gjøre med den



Figur 4.9: Plot av utnyttet energi i systemene der størrelsen på lasten endres. Innad i hvert plot holdes solcelleanleggets og batteriets størrelse konstant.

korte driftsperioden pumpene driftes i mars sammenlignet med mengden innstrålt energi i denne måneden, som nevnt i avsnitt 4.5.1.

Figuren viser at oktober ser ut til å være den måneden hvor det er minst forskjell i den utnyttede energien ved økning av lasten. Det kan tyde på at det er valgt et ganske passende antall driftstimer per dag denne måneden.

4.5.5 Sammenfattende betraktninger

Det er tydelig at en lastøkning påvirker systemet på flere ulike vis. En av innvirkningene er reduksjon av solfraksjonen. Dette gir en pekepinn på systemenes reduserte egnethet for off-grid-drift ettersom lasten blir større. Årsaken til dette er at systemenes energikrav ikke blir tilfredsstillende dekket av solcellepanelenes høstede energi.

Siden økt last krever mer total energi og høyere effekt, vil den forbrukte energien naturligvis øke. Derfor var det interessant å merke seg at for noen av systemene var

den forbrukte energien den samme selv om lasten økte. Dette tyder på at systemenes evne til å møte det økte energikravet ikke var tilstrekkelig, slik at maksimalverdien raskt ble nådd. Det er dermed vanskelig å se tydelig hvordan økningen i last påvirker systemets forbruk, uten også å ta i betraktning batteristørrelsen og solcelleanleggets størrelse.

Den manglende energien økte over dobbelt så mye da lasten ble doblet, og i noen tilfeller ble den manglende energien også flerdoblet. Doblingen av lasten hadde altså stor betydning for den manglende energien i systemene. Dette kan skyldes at lastens effektkrav blir så stort, at systemet har problemer med å møte etterspørselen til enhver tid. I så fall gir det et svar på det begrensede forbruket i systemene selv om lasten økte. Blir ikke effektkravet møtt, fører det til lastutfall, som kan gå utover batterisystemets levetid.

Resultatene viser en forventet redusering av utnyttet energi ved økning av last. Dette peker på den positive effekten økt last har på utnyttelsen av den høstede energien.

Det er gjennomgående at verdiene for mars viker en del fra de generelle trendene i plottene av systemene. Det kan derfor virke som at systemvalgene for denne måneden ikke er helt optimale. Antageligvis burde driftsperioden av lasten økes, for å bedre kunne møte den innstrålte energien og utnytte denne bedre.

4.6 Påvirkningen av endring i batterisystem

Alle plottene i figur 4.10 til figur 4.13 er plottet med hensyn på endring i batterisystemets størrelse. De andre parameterne er de samme for hvert enkelt plot.

4.6.1 Solfraksjon

Figur 4.10 viser en oversikt over hvordan solfraksjonen påvirkes av endring i batteristørrelse.

Ved å studere plottene i figur 4.10 er det åpenbart at verdiene for det lille batterisystemet og verdiene for det store batterisystemet følger hverandre tett. I noen av plottene er det omtrent ingen forskjell i solfraksjon mellom det lille og det store batteriet. Det kan derfor tyde på at solfraksjonen påvirkes lite av endring i

Solfraksjon



Figur 4.10: Plot over solfraksjonen for de ulike simuleringene med endring i batterisystemets lagringskapasitet. Solcelleanlegget og lasten er uendret innad i hvert plot.

batterikapasitet. Dette er en veldig interessant observasjon, og har stor betydning ettersom at det store batterisystemet er 2,25 ganger større enn det lille batterisystemet.

Plottene for oktober i figur 4.10.a viste den største forskjellen i solfraksjon mellom simulering med lite batteri og stort batteri. Her var det en 16,7 % reduksjon av solfraksjonen for det lille

batteriet sammenlignet med det store batteriet. Gjennomsnittlig ble solfraksjonen redusert med 3,5 % ved simulering med lite batteri sammenlignet med stort batteri.

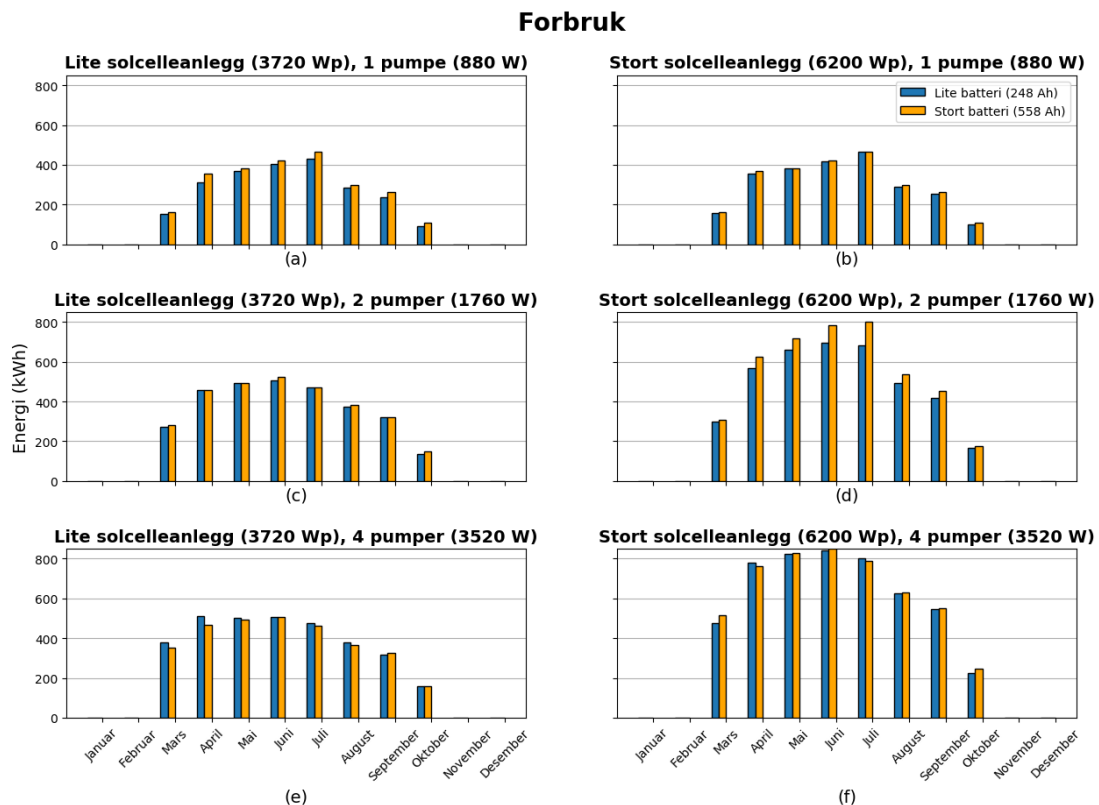
I noen tilfeller ble det også registrert en økning av solfraksjon ved å ta i bruk det lille batteriet framfor det store batteriet. Hva som var årsaken til dette er usikkert, men det kan ha noe å gjøre med systemenes last på 4 pumper, ettersom at det kun er i disse tilfellene hvor solfraksjonen var større for det lille batteriet. Ved opp- og utlading av et batterisystem, går en del energi tapt i prosessen. Siden det lille batterisystemet ikke blir utsettes for like mange opp- og utladingssykluser, vil det ha høyere effektivitet enn

det store batterisystemet. Dette kan være med på å gi en høyere solfraksjon for systemene med det lille batterisystemet.

4.6.2 Forbruk

Plottene i figur 4.11 viser forbruket til hvert av de simulerte systemene, der batteristørrelsen endres.

Batteristørrelsen burde ikke ha mye innvirkning på den forbrukte energien i systemet, og resultatene i figur 4.11 viser dette. Plottene viser imidlertid noe forskjell i noen tilfeller. I disse tilfellene er det som regel systemene med det store batteriet som forbruker mest energi. Spesielt i figur 4.11.d kan man se denne effekten. I juli for dette plottet er forskjellen i forbruk 14,7 % høyere for systemet med det store batteriet. Dette utgjør en forskjell i energi på 117,8 kWh, som vist i tabell 4.8. Selv om man kan se en prosentvis større forskjell mellom det store og det lille batteriet i oktober i figur 4.11.a



Figur 4.11: Plot over forbruket fra hvert system for de ulike simuleringene med endring i batterisystemets lagringskapasitet. Solcelleanlegget og lasten er uendret innad i hvert plot.

på 16,7 %, utgjør dette kun en forskjell i energi på 18,2 kWh. Ulikheten man ser i figur 4.11.d anses som av større betydning ettersom at forskjellen i energi er større, og vil derfor ha større betydning for lagringskapasiteten i batteriet.

En årsak til at det i noen tilfeller forbrukes mer energi i systemene med det store batterisystemet, kan være at større lagringskapasitet i det store batterisystemet fører

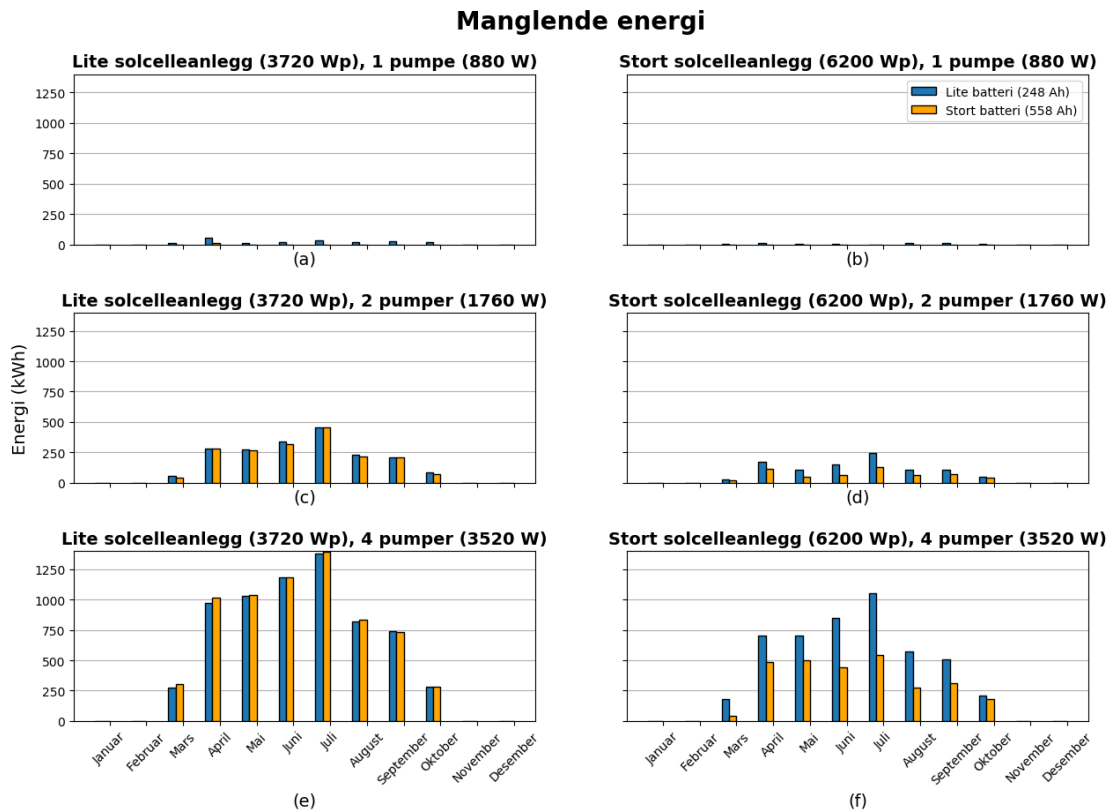
Tabell 4.8: Forskjellen i energiforbruk mellom systemet med det store og det lille batteriet, relativt til det lille batterisystemet gitt i kWh. Hver kolonne hører til hvert av plottene i figur 4.11. Verdiene er regnet ut fra tall i Tabell A.2.

	Figur a	Figur b	Figur c	Figur d	Figur e	Figur f
Mars	12,8	7,0	10,7	8,1	-29,1	39,5
April	44,6	14,9	2,6	58,7	-45,0	-15,3
Mai	13,2	1,6	2,7	59,8	-8,1	4,4
Juni	19,2	4,6	20,2	86,8	1,5	8,1
Juli	32,2	0,0	2,3	117,8	-12,8	-14,5
August	16,8	9,3	10,2	43,4	-14,0	2,6
September	26,4	9,1	2,1	35,7	6,4	1,9
Oktober	18,2	7,1	15,3	10,4	-0,8	22,4

til at det kan levere mer energi, dersom det er tilstrekkelig med høsting av energi. En annen grunn kan være, som nevnt tidligere at det store batteriet har lavere effektivitet enn det lille batteriet.

I figur 4.11.e og tabell 4.8 kan man se at en del av plottene for simuleringene med det lille batterisystemet ligger noe høyere enn simuleringene det store batterisystemet. Spesielt april stikker seg ut i denne sammenheng med en forskjell i forbruk på 45,0 kWh, der systemet med det lille batteriet forbruker mest energi.

4.6.3 Manglende energi



Figur 4.12: Plot over den manglende energien i systemene for de ulike simuleringene med endring i batterisystemets lagringskapasitet. Solcelleanlegget og lasten er uendret innad i hvert plot.

Figur 4.12 viser plot for den manglende energien i systemene, og en oversikt over forskjellen i energi er gitt i tabell 4.9. Som man kan se av figur 4.12.a, figur 4.12.b og korresponderende kolonner i tabell 4.9, er det lite manglende energi både for det lille batterisystemet og det store batterisystemet. Disse plottene forteller derfor lite om påvirkningen av endring i batteristørrelse, og blir ikke vurdert i like stor grad.

Plottene i figur 4.12.c og figur 4.12.e viser, i likhet med figur 4.12.a og figur 4.12.b, liten forskjell mellom de to batterisystemene. Batterisystemene følger hverandre tett, og forskjellen i energi, vist i tabell 4.9, er forsvinnende liten sett i sammenheng med at den manglende energien for hver måned i plottene. Det er derfor heller ikke relevant å diskutere disse resultatene.

I motsetning til de allerede nevnte plottene, er det en annerledes trend i plottene i figur 4.12.d og figur 4.12.f. Sett ut fra figuren og tabell 4.9, er det tydelig at forskjellen i den

manglende energien i simuleringene av det lille og det store batterisystemet er stor. For begge plottene er det størst forskjell i manglende energi mellom det store og det lille batterisystemet for juli. Ut fra verdier i Tabell A.4, tilsvarer den manglende energien for plottet med det lille batterisystemet 1053,0 kWh, og det det store batterisystemet 542,4 kWh. Forskjellen i manglende energi mellom disse er derfor 510,6 kWh, som vist i tabell 4.9 for figur 4.12.f. Dette gir et forhold på 1,94. Det er altså nesten dobbelt så mye manglende energi for systemet med det lille batteriet sammenlignet med systemet med det store batteriet. Resultatene viser, for disse plottene, at selv om batterisystemets lagringskapasitet reduseres til under halvparten av den opprinnelige lagringskapasiteten, vil ikke den manglende energien øke til mer enn det dobbelte. Dette gir derfor en indikasjon på at ved å benytte et mindre batteri, kan man, relativt sett, redusere den manglende energien i systemet. Besparelsen er dog ikke spesielt stor.

Tabell 4.9: Oversikt over forskjellen i manglende energi mellom det lille og det store batterisystemet for hvert enkelt plot, relativt til det store batterisystemet, gitt i kWh. Verdiene er regnet ut fra tall i Tabell A.4.

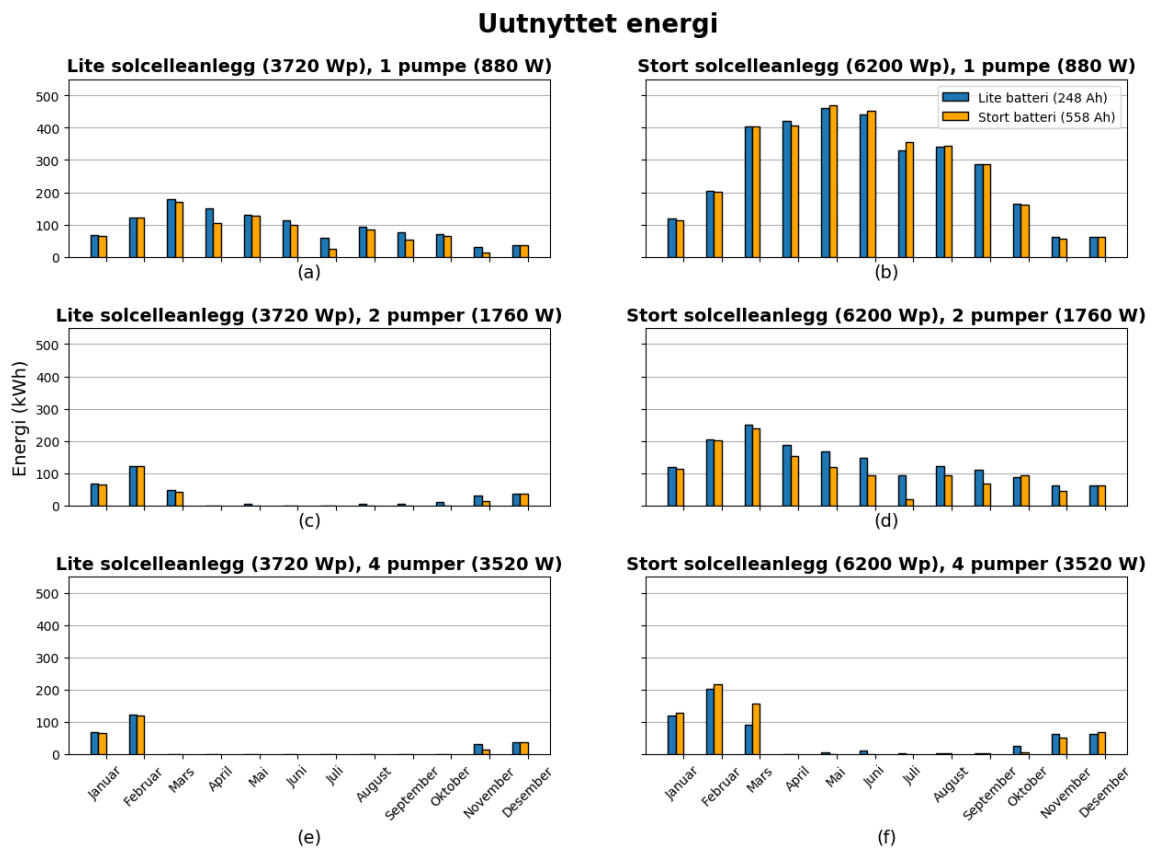
	Figur a	Figur b	Figur c	Figur d	Figur e	Figur f
Mars	12,8	6,9	10,7	8,1	-30,0	138,2
April	44,6	14,9	2,6	58,7	-45,0	211,1
Mai	13,2	1,7	2,7	59,7	-8,0	204,9
Juni	19,2	4,6	20,2	86,8	1,0	409,8
Juli	32,1	0,0	2,3	117,8	-13,0	510,6
August	16,8	9,3	10,2	43,3	-14,0	298,9
September	26,4	9,1	2,1	35,7	7,0	201,1
Oktober	18,2	7,2	15,3	10,4	-1,0	32,4

Grunnen til at det er større forskjell i den manglende energien mellom det store og det lille batterisystemet i figur 4.12.d og figur 4.12.f, sammenlignet med figur 4.12.c og figur 4.12.e, ligger antageligvis i solcelleanleggets størrelse. Anlegget er for lite til å kunne møte etterspørselen av energi i systemene plottet i figur 4.12.c og figur 4.12.e, slik at det store batterisystemet ikke blir utnyttet fullt ut. Det resulterer i at det er like mye manglende energi i disse plottene. At lasten øker fra 2 til 4 pumper fra figur 4.12.c til figur 4.12.e, gjør bare at den manglende energien øker.

I figur 4.12.d og figur 4.12.f er det stort nok solcelleanlegg til at det kan lagres mer energi i det store batterisystemet, sammenlignet med det lille batterisystemet. Dette gjør at det mangler mer energi for systemene med det lille batterisystemet, fordi den maksimale lagringskapasiteten raskere blir nådd.

Selv om forskjellen er veldig liten, viser plottet i figur 4.12.e, at det i de aller fleste månedene mangler mest energi for systemet med det store batterisystemet. Det er interessant å merke seg at oppsettet med det lille batterisystemet i denne situasjonen, jevnt over, presterer bedre enn det store batterisystemet.

4.6.4 Utnyttet energi



Figur 4.13: Plot over utnyttet energi for de ulike simuleringene med endring i batterisystemets lagringskapasitet. Solcelleanlegget og lasten er uendret innad i hvert plot.

Figur 4.13 viser den utnyttede energien for de ulike systemene.

I likhet med de fleste plottene i figur 4.10 til figur 4.12 er det lite forskjell mellom plottene av det lille og det store batterisystemet i figur 4.13. En av de få forskjellene er allikevel at de ulikhetene som er i plottene ser ut til å være mer inkonsekvente enn i figur 4.10 til figur 4.12.

Det er vanskelig å se en tydelig trend i plottene i figur 4.13. Noen av simuleringene med det lille batterisystemet har høyere uutnyttet energi enn simuleringene med det store batterisystemet, mens i andre tilfeller er det omvendt. Dette gjelder også innenfor hvert enkelt plot, der det for noen måneder er mest uutnyttet energi for det lille batterisystemet, mens det for andre måneder er mer uutnyttet energi med det store batterisystemet.

I alle plottene i figur 4.13 bortsett fra figur 4.13.b, er mars den måneden med mest uutnyttet energi. Som nevnt tidligere i oppgaven er mars antageligvis den måneden i simuleringene med minst optimal driftstid sammenlignet med den innstrålte energien. Dermed blir ikke all innstrålingen utnyttet fullt ut, og den uutnyttede energien øker.

I figur 4.13.b er situasjonen imidlertid litt annerledes. Her er mai måneden med høyest andel uutnyttet energi. Systemene i dette plottet er utstyrt med det store solcelleanlegget, i motsetning til figur 4.13.a, der det lille solcelleanlegget er installert. Lasten er den samme for disse to plottene. Siden det er mer tilgjengelig energi i systemene plottet i figur 4.13.b, mens lasten er den samme, vil også den uutnyttede energien øke. Dette kombinert med at det stråler inn mer energi i mai enn i mars, gjør at den uutnyttede energien i mai blir større enn i mars, selv om lasten driftes flere timer av døgnet for førstnevnte måned.

4.6.5 Sammenfattende betraktninger

Resultatene viser at å øke batteristørrelsen med 2,25 ganger, har lite å si for ytelsen til systemet. Ved å redusere batterikapasiteten fra 558 Ah til 248 Ah ble solfraksjonen i gjennomsnitt redusert med 3,5 %. Resultatene viser derfor at et systems forventede driftsoppretholdelse kun reduseres marginalt ved å redusere batterikapasiteten til 44,4 % av opprinnelig størrelse.

Det viser seg at det i noen tilfeller vil være hensiktsmessig å benytte et mindre batteri, siden det har bedre effektivitet grunnet færre opp- og utladninger.

Et område hvor batterikapasiteten viste seg å spille en større rolle var i forbindelse med manglende energi i systemene. For simuleringene med stort solcelleanlegg, var det en tydelig mer manglende energi i simuleringene med lite batterisystem mot simuleringene med stort batterisystem. Allikevel var ikke økningen i manglende energi like stor som endringen i batterikapasitet.

4.7 Påvirkningen av endring i solcelleanleggsstørrelse

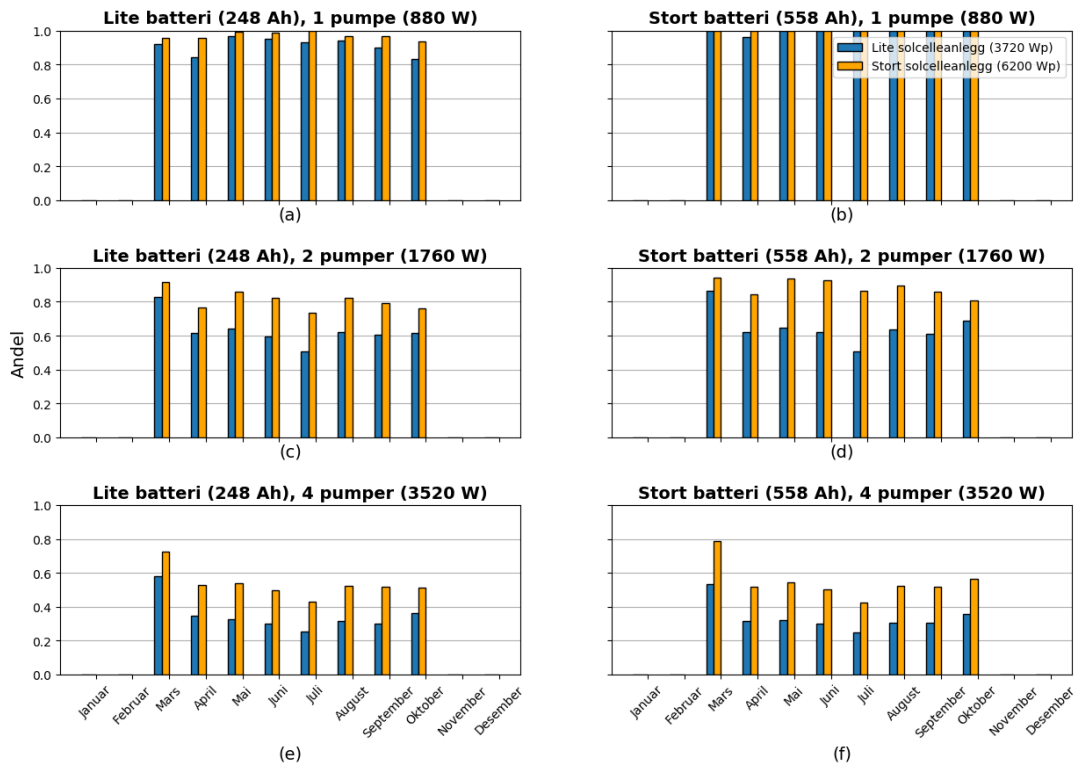
Alle plottene i figur 4.14 til figur 4.17 viser systemene med hensyn på endring i solcelleanleggets størrelse. De andre parameterne er like innad i hvert enkelt plot.

4.7.1 Solfraksjon

Figur 4.14 viser hvordan solfraksjonen utvikler seg ved å endre solcelleanleggets størrelse. De blå søylene viser resultatet for systemene med det lille solcelleanlegget med en spisseffekt på 3720 W_p. Resultatene for systemene med det store solcelleanlegget har en spisseffekt på 6200 W_p. Det store anlegget er altså 1,67 ganger større enn det lille anlegget.

Resultatene i figur 4.14 viser at en økning i solcelleanleggsstørrelse gir en forventet økt solfraksjon. Tabell 4.10 belyser i hvilken grad solfraksjonen endres ved en endring i solcelleanleggets størrelse på 1,67 ganger. Gjennomsnittlig øker solfraksjonen 1,33 ganger med den gitte økningen i solcelleanleggsstørrelse. Det må imidlertid påpekes at denne gjennomsnittsverdien kan være noe unøyaktig. Dette skyldes at flere av systemene i figur 4.14.a og figur 4.14.b har tett opp mot eller 1 i solfraksjon. Siden dette er den maksimale verdien systemene kan ha, gir det potensielt et noe unøyaktig bilde av hvor stor betydning det har å endre solcelleanleggets størrelse. Dette vises spesielt godt i tabell 4.10 for figur b, der det kun er april som viser forskjell i solfraksjon. Verdien i tabell 4.10 for figur a viser tilsvarende resultater, dog er forskjellen i solfraksjon noe større sammenlignet med verdiene for figur b. Gjennomsnittsverdiene for figur 4.14.a og figur 4.14.b trekker derfor ned gjennomsnittsverdien en del.

Solfraksjon



Figur 4.14: Solfraksjonen for systemene der størrelsen på solcelleanlegget endres. For hvert plot i figuren er batterisystemet og lasten uendret.

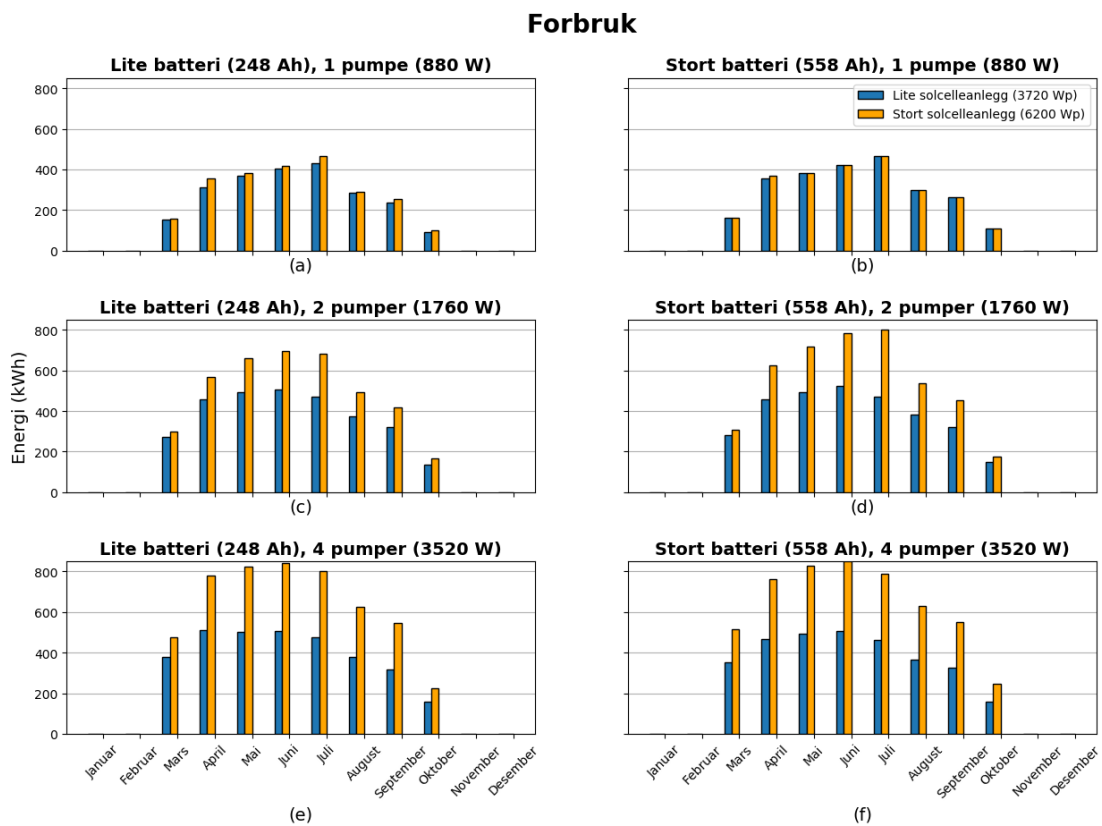
Tabell 4.10: Økningen i solfraksjon ved å øke solcelleanleggets størrelse 1,67 ganger. Tallene er regnet ut basert på verdier fra Tabell A.1.

	Figur a	Figur b	Figur c	Figur d	Figur e	Figur f
<i>Mars</i>	1,04	1,00	1,10	1,09	1,25	1,47
<i>April</i>	1,14	1,04	1,24	1,36	1,53	1,64
<i>Mai</i>	1,03	1,00	1,34	1,45	1,65	1,69
<i>Juni</i>	1,04	1,00	1,38	1,49	1,66	1,67
<i>Juli</i>	1,07	1,00	1,46	1,70	1,69	1,70
<i>August</i>	1,03	1,00	1,32	1,40	1,66	1,73
<i>September</i>	1,07	1,00	1,31	1,41	1,72	1,69
<i>Oktober</i>	1,12	1,00	1,23	1,18	1,42	1,57
Gjennomsnitt	1,07	1,00	1,30	1,39	1,57	1,65

Av den grunn vil det derfor være hensiktsmessig å se på den gjennomsnittlige endringen for figur 4.14.c til figur 4.14.f, uten å inkludere figur 4.14.a og figur 4.14.b. Dette gir en verdi på 1,48. Altså er ikke økningen i solfraksjon like stor som økningen i solcelleanleggsstørrelse.

4.7.2 Forbruk

I figur 4.15 er forbruket til hvert av systemene plottet med hensyn på endring i solcelleanlegg.



Figur 4.15: Forbruket av energi for hvert system der størrelsen på solcelleanlegget endres. For hvert plot i figuren er batterisystemet og lasten uendret.

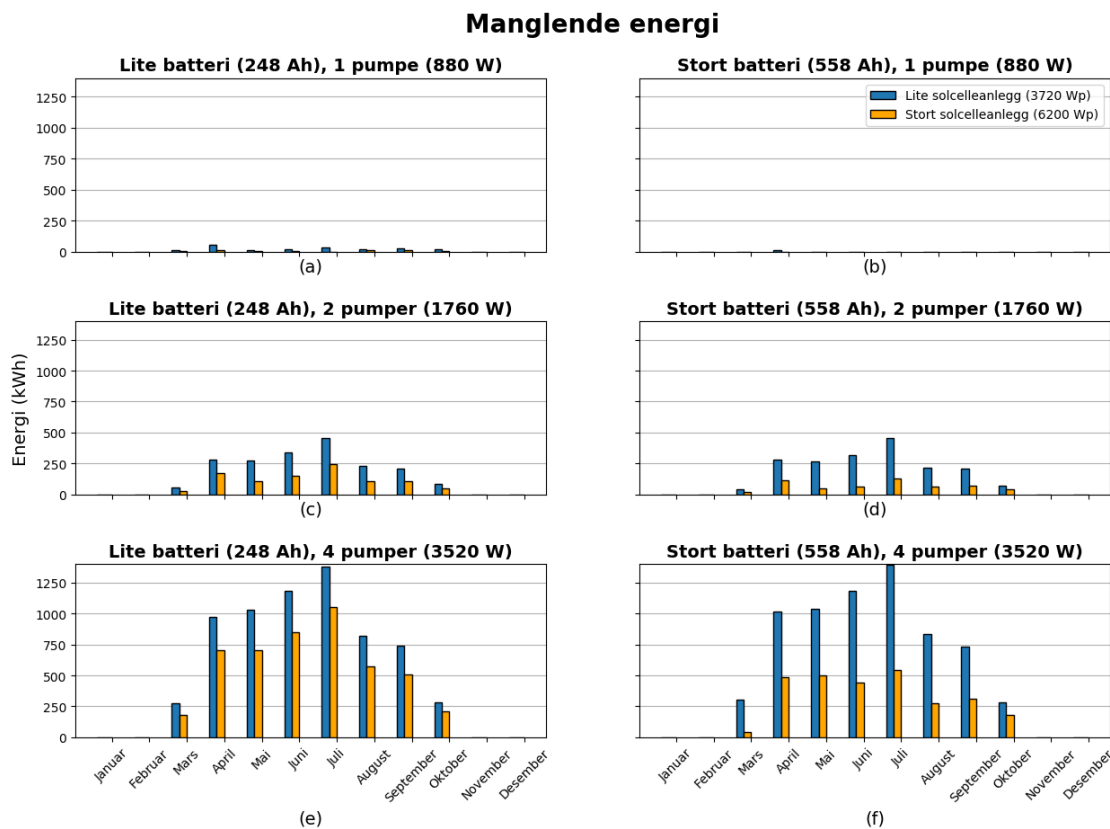
Figur 4.15.a og figur 4.15.b viser at det er omtrent ingen forskjell mellom forbruket av energi ved det lille solcelleanlegget sammenlignet med det store solcelleanlegget. Det lille solcelleanlegget er derfor antageligvis stort nok til å klare å levere energi tilsvarende dette forbruket.

Det er interessant å legge merke til at forbruket for systemene med det lille solcelleanlegget endres lite ettersom lasten økes. Det er for eksempel omtrent ingen forskjell i forbruk for det lille solcelleanlegget mellom 2 pumper og 4 pumper i last. I tillegg er det veldig liten økning av den forbrukte energien for systemene med 1 pumpe og systemene med 2 pumper. Det tyder derfor på at ved å utstyre systemet med det lille solcelleanlegget nås maksimalt forbruk av energi ved en last mellom 1 og 2 pumper.

Det skal naturligvis en større last til for å begrense forbruket i systemene med det store solcelleanlegget. Likevel er det antageligvis kun snakk om en last mellom 2 og 4 pumper, ettersom at resultatene i figur 4.15 viser liten økning av forbruk ved å øke lasten tilsvarende.

Ingen av solcelleanleggene virker derfor å være egnet for å møte lastkravet til 4 pumper.

4.7.3 Manglende energi



Figur 4.16: Den manglende energien for hvert system der størrelsen på solcelleanlegget endres. For hvert plot i figuren er batterisystemet og lasten uendret.

Plottene i figur 4.16 viser den manglende energien i systemene avhengig av endringen i solcelleanleggets størrelse.

I de to første plottene i henholdsvis figur 4.16.a og figur 4.16.b er den manglende energien i systemene liten eller ingen i det hele tatt. I figur 4.16.c og figur 4.16.d begynner man å se en tydeligere trend i hvordan størrelsen på anlegget påvirker den manglende energien i systemet.

Plottene i figur 4.16.c til figur 4.16.f viser en tydelig forskjell i manglende energi mellom det store og det lille solcelleanlegget. Spesielt simuleringene med det store batterisystemet i figur 4.16.d og figur 4.16.f, ser ut til vise en spesielt stor variasjon i manglende energi mellom stort og lite solcelleanlegg. Plottet for juli i figur 4.16.f viser størst variasjon i manglende energi mellom anleggsstørrelsene. Av verdier fra Tabell

A.4 kan man se at den manglende energien for systemet med det lille solcelleanlegget i figur 4.16.f er 1393,0 kWh, mens den manglende energien for systemet med det store solcelleanlegget i samme figur er på 542,4 kWh. Det er altså 850,6 kWh mer manglende energi i systemet med det lille solcelleanlegget sammenlignet med det store solcelleanlegget. Det vil altså si at en økning i anleggsareal på 1,67 ganger, gav 2,57 ganger mer manglende energi denne måneden.

Systemene med lite solcelleanlegg i figur 4.16.e og figur 4.16.f, viser omtrent identiske verdier på tvers av plottene, mens den manglende energien for systemet med stort solcelleanlegg er kraftig redusert i figur 4.16.f, sammenlignet med tilsvarende anlegg i figur 4.16.e. Det store solcelleanlegget virker å bli begrenset av batterisystemets størrelse i figur 4.16.e, mens det store batterisystemet i figur 4.16.f har muligheten til å motta mer høstet energi fra tilsvarende anlegg.

Totalt sett, basert på tall fra Tabell A.4, er det i gjennomsnitt 2,46 ganger mer manglende energi i plottene fra figur 4.16.c til figur 4.16.f, når solcelleanleggets størrelse reduseres 44,4 %.

4.7.4 Utnyttet energi

I figur 4.17 er den uutnyttede energien plottet med solcelleanleggets størrelse som den varierende parameteren.

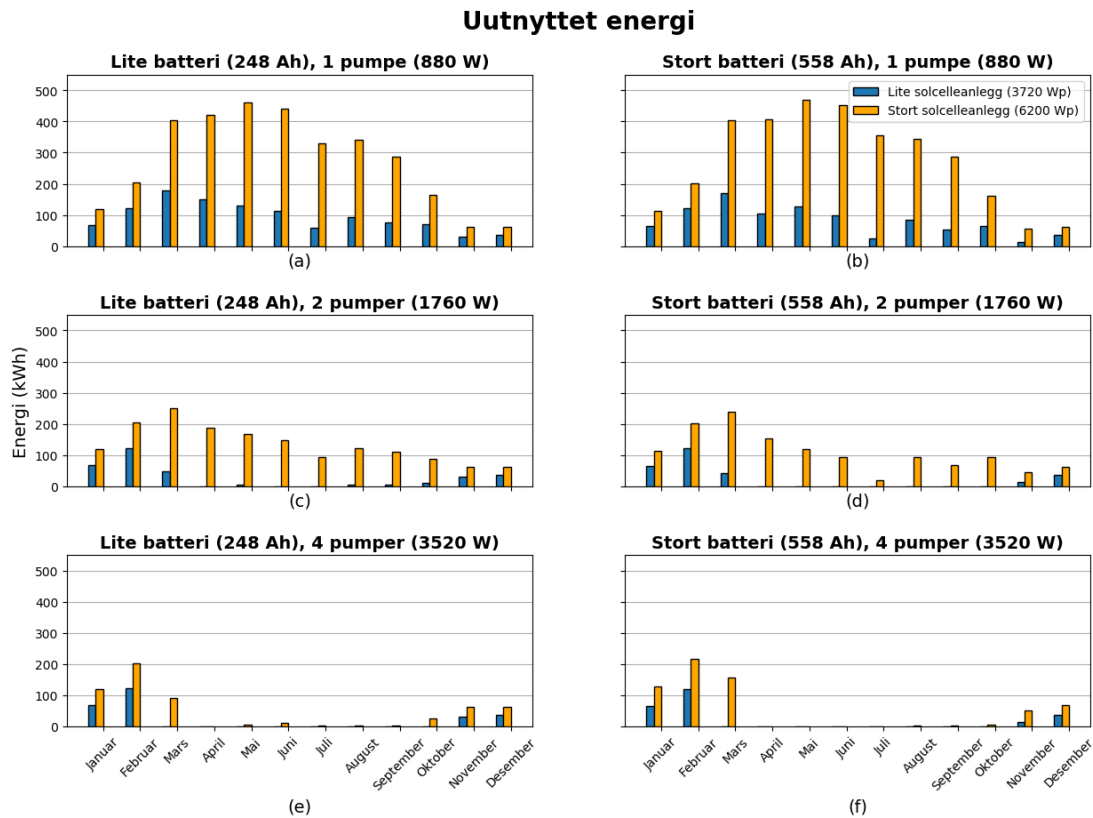
Resultatet i figur 4.17 viser at, avhengig av kombinasjonen av batteristørrelse og last i systemet, kan man som forventet redusere den uutnyttede energien i systemet betydelig ved å redusere solcelleanleggets areal.

I plottet av mai i figur 4.17.a og mai i figur 4.17.b er den uutnyttede energien for systemet med stort solcelleanlegg på henholdsvis 460,5 kWh og 469,7 kWh. Disse verdiene er hentet fra Tabell A.3. Samtidig er den uutnyttede energien for det lille solcelleanlegget for gjeldende måned 131,7 kWh for figur 4.17.a og 127,7 kWh for figur 4.17.b. Det store solcelleanlegget fører altså til 3,5 ganger større mengde uutnyttet energi i figur 4.17.a, og 3,7 ganger større mengde uutnyttet energi i figur 4.17.b.

I plottene i figur 4.17.e og figur 4.17.f er det lite uutnyttet energi i de aller fleste av driftsmånedene. Her er det simulert for den største lasten på 4 pumper, så dette er å forvente. Denne konfigurasjonen passer best for systemet med det store

solcelleanlegget. Antageligvis er det nødvendig med et enda større anlegg skal man tro reduksjonen av utnyttet energi med økende last i figuren. Hvor mye større anlegg er det vanskelig å si, ettersom at de fleste verdiene er 0.

4.7.5 Sammenfattende betraktninger



Figur 4.17: Utnyttet energi for hvert system der størrelsen på solcelleanlegget endres. For hvert plot i figuren batterisystemet og lasten uendret.

Resultatene viser at solfraksjonen øker mindre enn økningen i solcelleanleggsareal. Ved å øke solcelleanleggets areal med 1,67 ganger, økte solfraksjonen med i gjennomsnitt kun 1,33 ganger. Ved å kun ta hensyn til de mest aktuelle plottene, økte solfraksjonen 1,48 ganger.

Det store solcelleanlegget er bedre egnet til å møte lastforbruket til systemet, mens det lille solcelleanlegget hadde problemer med å produsere nok energi i systemene. Problemene opptrådte først ved en last på 2 pumper og en last på 4 pumper. Anlegget klarte da ikke å møte energietterspørselen. Dette tyder på at det lille solcelleanlegget er underdimensjonert, og for å høste tilstrekkelig med energi til å drive off-grid-anlegget, kreves et større solcelleanlegg.

Det er også verdt å nevne at det store solcelleanlegget ikke klarte å høste nok energi til å møte forbruket med en last på 4 pumper. Det er derfor tydelig at det kreves et større solcelleanlegg for å møte energikravet til en slik last.

Den manglende energien i systemene økte 2,46 ganger da solcelleanleggets høstingsevne ble redusert fra 6200 W_p til 3720 W_p .

Den uutnyttede energien blir kraftig påvirket av solcelleanleggets størrelse. Er lasten liten nok vil man kunne se 3,5 eller 3,7 ganger høyere uutnyttet energi for det store solcelleanlegget. Det er helt tydelig at det har store fordeler å redusere anleggets størrelse for å kunne minimere den uutnyttede energien i systemet.

4.8 Valg av simulert system

Basert på resultatene presentert i kapittel 4.5, 4.6 og 4.7 kan det vurderes hvordan de ulike parameterne påvirker systemets ytelse.

Det var vanskelig å se hvordan forbruket endret seg med økende last i systemet, på grunn av begrensinger fra spesielt solcelleanlegget. Den manglende energien i systemene økte imidlertid med økende last, som gir en indikasjon på systemenes økte forbruk ved økende last. Resultatene viser også at den uutnyttede energien reduseres når lasten øker. Dette hadde stor påvirkning på den totale uutnyttede energien i systemet, som også var koblet til anleggets størrelse.

Av den grunn kan det se ut til at det vil være hensiktsmessig å installere en litt større last enn den det er simulert for i referansesystemet på 880 W. Det kan se ut til at en last på 1760 W vil være passende.

Resultatene viser at ved å redusere batterikapasiteten til 44,4 % av opprinnelig størrelse, reduseres solfraksjonen kun 3,5 %. I noen tilfeller presterte systemene med det lille batteriet bedre enn det store batteriet. Dette kan skyldes at det lille batterisystemet har bedre effektivitet enn det store batterisystemet fordi det utsettes for færre opp- og utladninger.

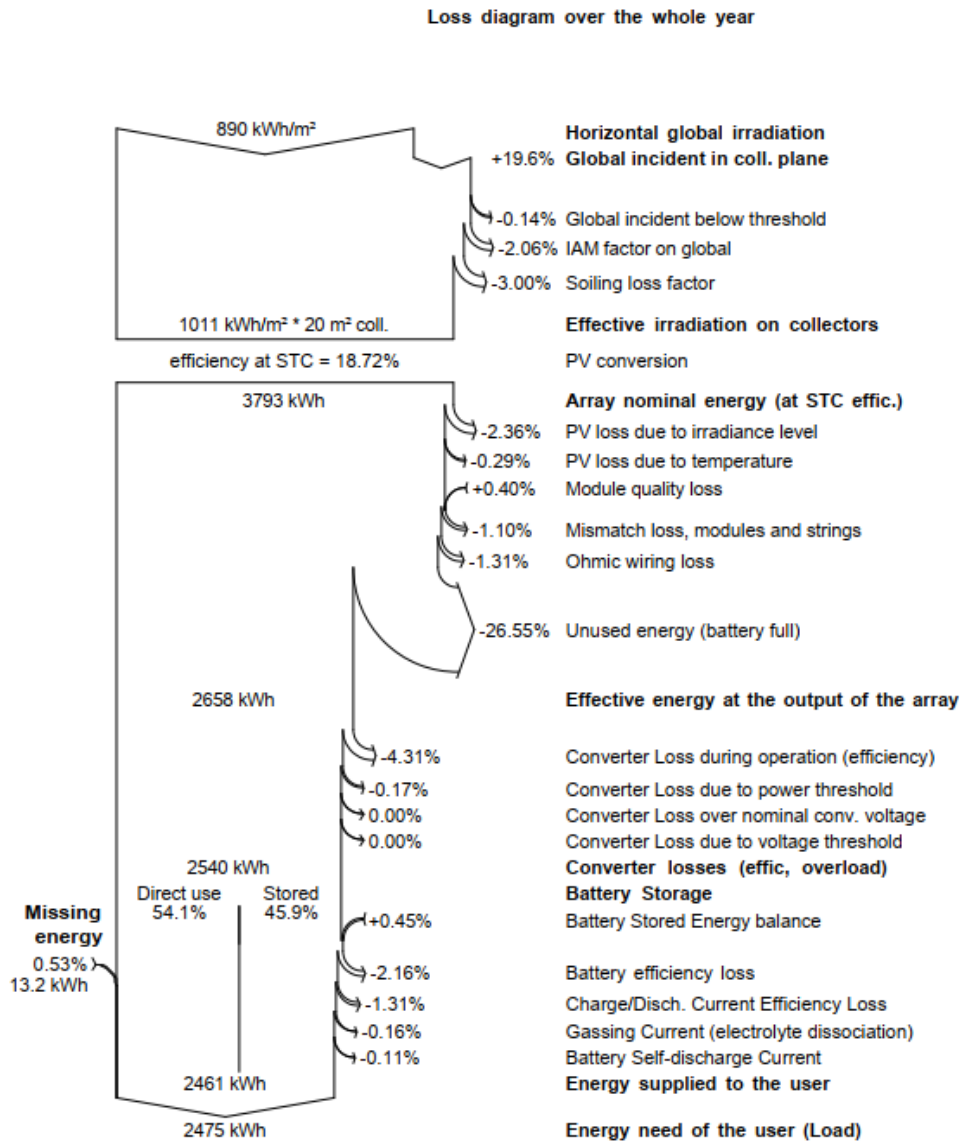
Sett ut fra det resultatene sier, vil det være mer riktig å benytte et mindre batterisystem på 248 Ah framfor et stort på 558 Ah. Dette vil redusere kostnaden av systemet betraktelig.

Solfraksjonen økte bare med 1,48 ganger da solcelleanlegget økte med 1,67 ganger. Det lille solcelleanlegget virker å være lite egnet for å drifte laster med 2 eller flere pumper, ettersom at maksimalt forbruk raskt ble nådd ved å øke lasten fra 1 pumpe til 2 pumper. Det store solcelleanlegget var heller ikke stort nok til å forsyne nok energi til den største lasten på 4 pumper. Et interessant moment ved simuleringene er at den manglende energien økte med 2,46 ganger ved en reduksjon i solcelleanleggets høstingsevne fra 6200 W_p til 3720 W_p . Den uutnyttede energien i systemene ble også kraftig redusert ved å redusere solcelleanleggets størrelse.

Ut fra resultatene om solcelleanlegg, kan det virke fornuftig å utstyre systemet med det store solcelleanlegget for å kunne møte en økt last, og samtidig opptre som en kompensasjon for det reduserte batterisystemet.

Det virker derfor som at et system bestående av en last på 1760 W, batterisystem på 248 Ah og solcelleanlegg på 6200 W_p , vil være det beste systemet. Resultatet er derfor system 10.

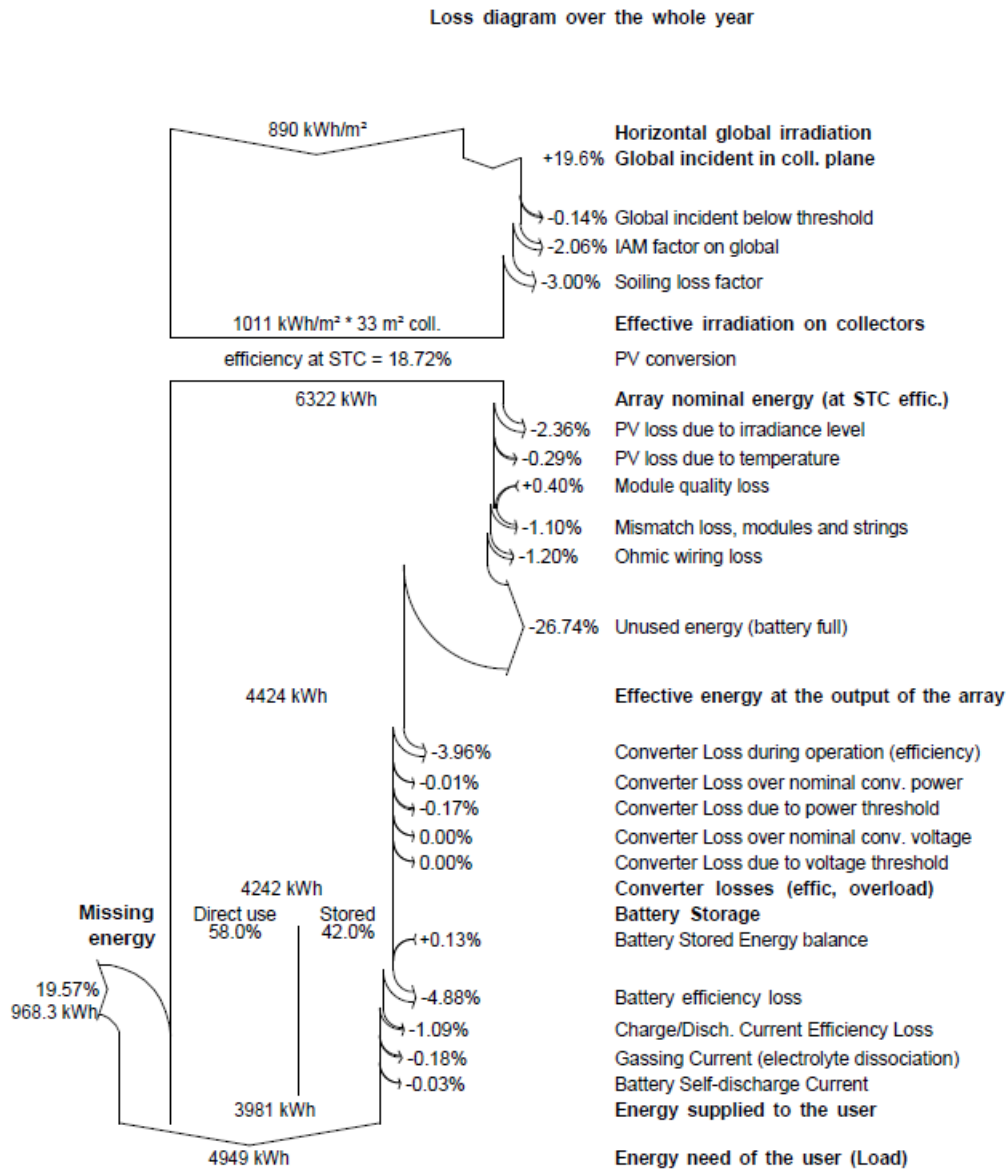
Tapsdiagrammene for referansesystemet og system 10 er vist i henholdsvis figur 4.18 og figur 4.19. Som man kan se av figurene viser referansesystemet både laver manglende energi og uutnyttet energi. På den annen side produserer system 10 omtrent 61,8 % mer energi enn referansesystemet, med 3981 kWh mot 2461 kWh. Dette får systemet til med kun en økning på 66,7 % i anleggsstørrelse. Altså kun en forskjell på 4,9 prosentpoeng. Av den grunn blir det ansett som av liten betydning, og det har mer å si at anlegget er i stand til å kunne høste mer energi og forsyne en større last.



Figur 4.18: Tapsdiagram over referansesystemet. Bildet er klippet ut av rapport fra PVsyst.

Ettersom at anlegget må være koblet på nettet for å kunne drive lasten året rundt, har det lite betydning at system 10 gir økt manglende energi, sammenlignet med referansesystemet.

Selv om det er mindre uutnyttet energi i referansesystemet, er det kun snakk om en forskjell på 0,19 prosentpoeng, som er lite. Ser man på hvor mye dette er i energi blir situasjonen litt annerledes. Forskjellen i energi er på 654,2 kWh, som er en økning på 68 % for system 10 sammenlignet med referansesystemet. Dette er en del energi, og en løsning for dette tapet må tas i betraktning ved valg av system 10.



Figur 4.19: Tapsdiagram over system 10. Bildet er klippet ut av rapport fra PVsyst.

5 Konklusjon

Fordelen med solceller er at det legger til rette for off-grid-løsninger. Samtidig er det begrenset i utfoldelse. Konsentrert forbruk av energi med lite tilgjengelig areal, er ikke ideelt ettersom at solceller er avhengig av store arealer for å kunne høste mye energi. Dette har muligens vært den største utfordringen med utviklingen av off-grid-systemet i denne oppgaven. Resultatet av dette har vært å definere antall timer per dag per måned det var aktuelt å drifte systemet. Et off-grid-system for drift året rundt ble derfor tidlig i arbeidet utelukket.

Ut fra systemet definert i oppgaven ble det funnet en reduksjon i solfraksjon på 3,5 % ved en reduksjon i batterikapasitet fra 558 Ah til 248 Ah. Dette viser at en endring av batterisystem til 44,4 % av opprinnelig størrelse har liten effekt på systemets totale ytelse. Selv om solfraksjonen reduseres noe, er dette av liten betydning hvis man skal drifte anlegget hele året, ettersom at man da må være koblet på strømmettet uansett.

For å redusere den uutnyttede energien i systemet vil det være hensiktsmessig å utstyre det med en større last enn referansesystemets på 880 W. Mest passende laststørrelse er antageligvis rundt 1760 W. Da reduseres den uutnyttede energien samtidig som den manglende energien ikke blir for stor. Ved dobling av denne lasten til 3520 W, økte den manglende energien over 3 ganger sammenlignet med 1760 W. I noen tilfeller ble den manglende energien også flerdoblet.

Generelt sett virker det mer fornuftig å benytte et solcelleanlegg med 6200 W_p framfor 3720 W_p , for å kunne tilfredsstille lastkravet. Samtidig er det viktig at lasten ikke er for liten, slik at det blir mye uutnyttet energi i systemet.

Kombinasjonen stort solcelleanlegg (20 paneler, 6200 W_p), lite batteri (36 batterier, 248 Ah) og middels last (2 pumper, 1760 W), ser ut til å være det best egnede systemet for å kunne møte energikrav samtidig som uutnyttet energi og manglende energi holdes nede. Imidlertid må det påpekes at dette ikke er et egnet system for off-grid-løsning året rundt, men kun månedene mars til oktober med gitte driftsperioder for hver måned.

6 Forslag til videre arbeid

Etter hvert som man arbeider seg gjennom en oppgave på størrelse med denne finner man ut at det er mye mer som kunne blitt gjort, eller ting som kunne vært gjort annerledes. Mange av ideene som ville vært spennende å sett nærmere på kommer derfor ikke til sin fulle rett.

Som nevnt i metodedelen var det flere ting som var planlagt å gjøre, men som av ulike grunner måtte utelukkes. Den fysiske prototypen det var planlagt å bygge skulle gi virkelige test-data, som kunne bli sammenlignet med estimerte data for å bedømme nøyaktigheten av beregningene. Ettersom at denne ikke ble bygd, er et forslag å gjennomføre et slikt prosjekt. Dette vil gi en litt annerledes vri på oppgaven der de faktiske dataene gir et innblikk i hvordan anlegget presterer i praksis, slik at man har noe håndfast å sammenligne med.

Et annet forslag er å gjennomføre simuleringer for flere ulike steder. Som nevnt var dette noe det var ønskelig å få gjort, men på grunn av for omfattende arbeid, ble dette droppet. En mulighet kan være å simulere for vidt forskjellige steder i verden for å forbedre bredden i simuleringene ytterligere.

Effekten av å vende paneler i øst-vest-vendt retning er også en interessant problemstilling å utforske. Her kan man forske på hvordan dette vil påvirke

produksjonen, og om det er en fordel å gjøre det på denne måten sammenlignet med å vende panelene mot sør.

En svakhet ved simuleringene i denne oppgaven var begrenset antall variable parametere. For å utvide arbeidet kunne det vært interessant å sett på muligheten for å inkludere andre variable parametere, eller inkludere flere i tillegg til de som allerede var valgt i denne avhandlingen. Noen nye parametere kunne vært antall dager med autonom drift og antall driftstimer per dag per måned.

Referanser

- Achberger, C., Chen, D. & Alexandersson, H. (2006). The Surface Winds of Sweden During 1999-2000. *Int. J. Climatol.*, 26: 159-178. doi: 10.1002/joc.1254.
- Chen, C. J. (2011). *Physics of Solar Energy*. 1. utg. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.
- Dell, R. & Rand, D. A. J. (2001). *Understanding batteries*. Cambridge: Royal Society of Chemistry.
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. (2013). *Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects, and Engineers*. 3. utg. Oxon: Routledge.
- Dudley, B. (2019). *BP Statistical Review of World Energy*. Statistisk analyse fra BP 06/2019. Tilgjengelig fra: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf> (lest 06.03.2020).
- Dunlop, J. P. (1997). *Batteries and Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems*: Florida Solar Energy Center. Tilgjengelig fra: <https://publications.energyresearch.ucf.edu/wp-content/uploads/2018/06/FSEC-CR-1292-01.pdf> (lest 03.05.20).
- Fthenakis, V. M., Kim, H. C. & Alsema, E. A. (2008). Emissions from Photovoltaic Life Cycles. *Environmental Science & Technology*, 42 (6): 2168-2174. doi: <https://doi.org/10.1021/es071763q>.
- Gökmen, N., Hu, W., Hou, P., Chen, Z., Sera, D., Spataru, S. (2016). Investigation of wind speed cooling effect on PV panels in windy locations. *Renewable Energy*, 90: 283-290. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.017>.
- IEA PVPS. (2020). *Snapshot of Global PV Markets 2020*. Report IEA-PVPS T1-37: 2020. Tilgjengelig fra: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/04/IEA_PVPS_Snapshot_2020.pdf (lest 06.05.20).
- Louie, H. (2018). *Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries*. Seattle: Springer.
- Markvart, T. (red.). (2000). *Solar electricity*. 2. utg. Chichester: John Wiley & Sons.
- Mermoud, A. (2012). *confusion in loss diagram*. Tilgjengelig fra: <https://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?t=1511> (lest 18.04.20).

- National Technology and Engineering Solutions of Sandia LLC. (2018). *Global Horizontal Irradiance*. Tilgjengelig fra: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/irradiance-and-insolation-2/global-horizontal-irradiance/> (lest 18.05.20).
- NRK og Meteorologisk institutt. (u. å.). *Været som var Glava, Värmland (Sverige)*. Tilgjengelig fra: <https://www.yr.no/sted/Sverige/Värmland/Glava/statistikk.html> (lest 18.03.2020).
- Peddapelli, S. K. (2017). *Pulse Width Modulation: Analysis and Performance in Multilevel Inverters*. Berlin/Boston: Walter de Gruyter GmbH.
- Perovich, D. K. (2007). Light reflection and transmission by a temperate snow cover. *Journal of Glaciology*, 53 (181): 201-210. doi: <https://doi.org/10.3189/172756507782202919>.
- PVsyst. (2020). PVsyst 6 Help.
- Sjerps-Koomen, E. A., Alsema, E. A. & Turkenburg, W. C. (1996). A simple model for PV module reflection losses under field conditions. *Solar Energy*, 57 (6): 421-432. doi: [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(96\)00137-5](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(96)00137-5).
- Smets, A. H. M., Jäger, K., Isabella, O., van Swaaij, R. A. C. M. M. & Zeman, M. (2016). *Solar energy : The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. Cambridge: UIT Cambridge Ltd.
- Stocker, T. F., Qin, D., Plattner, G.-K., Tignor, M., Allen, S. K., Boschung, J., Nauels, A., Xia, Y., Bex, V. & Midgley, P. M. (2013). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. IPCC. Tilgjengelig fra: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_all_final.pdf (lest 04.05.20).
- Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut. (1983-2015). Månadsvärden alla stationer.xls.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. (2015). *Adoption of the Paris Agreement*. Tilgjengelig fra: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/10g01.pdf> (lest 06.05.20).
- Victron Energy. (2020). *Which solar charge controller: PWM or MPPT?* White Paper. JG Almere: Victron Energy B.V. Tilgjengelig fra:

<https://www.victronenergy.com/upload/documents/White-paper-Which-solar-charge-controller-PWM-or-MPPT.pdf> (lest 03.05.20).

World Meteorological Organization (WMO). (2020). *WMO Statement on the State of the Global Climate in 2019*. WMO-No. 1248. Tilgjengelig fra: https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=10211 (lest 06.05.20).

Vedlegg A: **Tabeller**

A.1 Solfraksjon

A.2 Forbruk

A.3 Manglende energi

A.4 Uutnyttet energi

A.5 Lastkrav

Tabell A.3: Den uutnyttede energien i hvert av de simulerte systemene, gitt i kWh.

	Ref. syst.	Syst. 1	Syst. 2	Syst. 3	Syst. 4	Syst. 5	Syst. 6	Syst. 7	Syst. 8	Syst. 9	Syst. 10	Syst. 11
Januar	64,0	64,0	64,0	68,5	68,5	68,5	112,2	112,2	127,6	118,9	118,8	118,8
Februar	120,9	120,9	120,9	121,8	121,8	121,8	202,4	202,4	216,2	203,4	203,4	203,4
Mars	170,9	42,0	0,4	178,6	46,7	0,1	404,5	237,6	157,4	404,5	251,1	91,8
April	103,7	0,0	0,0	150,2	0,0	0,0	408,2	153,8	0,0	419,9	186,5	0,0
Mai	127,7	0,0	0,0	131,7	5,4	0,0	469,7	119,4	0,0	460,5	168,5	6,1
Juni	98,1	0,0	0,0	113,0	0,0	0,0	452,6	94,9	0,1	441,1	146,7	12,6
Juli	23,9	0,0	0,0	57,8	0,0	0,0	354,9	18,2	0,0	330,6	94,6	2,2
August	84,6	0,0	0,0	94,6	6,2	0,0	344,6	94,0	4,0	342,6	123,0	2,8
September	52,4	0,0	0,0	76,1	4,4	0,0	287,2	68,6	3,4	287,4	109,5	2,9
Oktober	64,8	0,0	0,0	69,3	10,4	0,0	162,0	92,4	5,0	164,5	88,3	25,8
November	13,5	14,9	13,7	30,5	30,8	29,8	57,3	43,8	51,3	62,7	63,1	61,8
Desember	36,6	36,6	36,6	36,5	36,5	36,5	61,2	61,2	69,2	61,1	61,1	61,1

Tabell A.4: Manglende energi for hvert av de simulerte systemene, gitt i kWh.

	Ref. syst.	Syst. 1	Syst. 2	Syst. 3	Syst. 4	Syst. 5	Syst. 6	Syst. 7	Syst. 8	Syst. 9	Syst. 10	Syst. 11
Januar	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0
Februar	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0
Mars	0,00	45,1	304,0	12,80	55,8	274,0	0,0	19,4	39,8	6,940	27,5	178,0
April	13,20	279,8	1014,0	57,82	282,4	969,0	0,0	115,1	488,9	14,910	173,8	700,0
Mai	0,00	270,2	1035,0	13,20	272,9	1027,0	0,0	46,1	497,1	1,660	105,8	702,0
Juni	0,00	320,4	1182,0	19,16	340,6	1183,0	0,0	61,9	439,2	4,580	148,7	849,0
Juli	0,00	456,0	1393,0	32,13	458,3	1380,0	0,0	126,9	542,4	0,000	244,7	1053,0
August	0,00	217,7	837,0	16,81	227,9	823,0	0,0	63,7	276,1	9,310	107,0	575,0
September	0,00	206,2	731,0	26,40	208,3	738,0	0,0	72,9	307,9	9,090	108,6	509,0
Oktober	0,00	68,1	280,0	18,20	83,4	279,0	0,0	41,7	179,6	7,150	52,1	212,0
November	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0
Desember	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0

Vedlegg B: **Dataark**

B.1 Solceller

B.2 Batterier

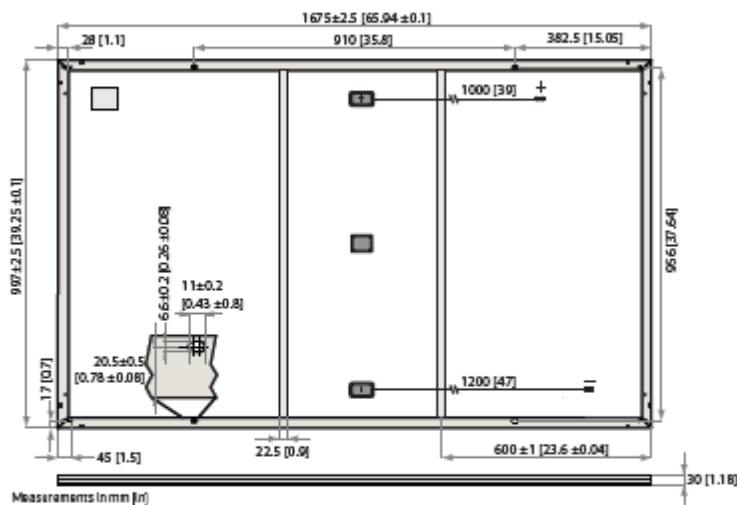
B.3 Ladekontroller

B.4 Pumpe

B.5 Bioreaktor side 1

B.6 Bioreaktor side 2

REC N-PEAK BLACK SERIES



Measurements in mm [in]

ELECTRICAL DATA @ STC	Product code ¹ : RECxxxNP Black				
Nominal Power - P _{max} (Wp)	305	310	315	320	325
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V _{MPP} (V)	33.3	33.6	33.9	34.2	34.4
Nominal Power Current - I _{MPP} (A)	9.17	9.24	9.31	9.37	9.46
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	39.3	39.7	40.0	40.3	40.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	10.06	10.12	10.17	10.22	10.28
Panel Efficiency (%)	18.3	18.6	18.9	19.2	19.5

Values at standard test conditions (STC: air mass AM1.5, irradiance 1000 W/m², temperature 25°C), based on a production spread with a tolerance of P_{max}, V_{OC}, I_{SC} ±3% within a new watt class. *Where xxx indicates the nominal power class (P_{max}) at STC above.

ELECTRICAL DATA @ NMOT	Product code ¹ : RECxxxNP Black				
Nominal Power - P _{max} (Wp)	214	217	221	224	228
Nominal Power Voltage - V _{MPP} (V)	31.1	31.4	31.7	32.0	32.2
Nominal Power Current - I _{MPP} (A)	6.86	6.91	6.97	7.01	7.08
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	36.7	37.1	37.4	37.7	38.0
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	7.53	7.57	7.61	7.65	7.69

Nominal module operating temperature (NMOT: air mass AM1.5, irradiance 800 W/m², temperature 20°C, wind speed 1 m/s). *Where xxx indicates the nominal power class (P_{max}) at STC above.

CERTIFICATIONS



IEC 61215, IEC 61730 & UL 1703, UL 61730, MCS 015, IEC 62804, IEC 61710, IEC 62716, IEC 62782, ISO 9001: 2015, ISO 14001: 2004, OHSAS 18001: 2007

takeaway take-a-way WEEE-compliant recycling scheme

WARRANTY

	Standard	REC ProTrust	
Installed by an REC Certified Solar Professional	No	Yes	Yes
System Size	Any	<25kW	25-500kW
Product Warranty (yrs)	20	25	25
Power Warranty (yrs)	25	25	25
Labor Warranty (yrs)	0	25	10
Power in Year 1	98%	98%	98%
Annual Degradation	0.5%	0.5%	0.5%
Power in Year 25	86%	86%	86%

See warranty documents for details. Some conditions apply.

GENERAL DATA

Cell type:	120 half-cut mono c-Si n-type cells 6 strings of 20 cells in series
Glass:	3.2 mm solar glass with anti-reflection surface treatment
Backsheet:	Highly reflective and resistant polymeric construction (black)
Frame:	Anodized aluminum (black)
Junction box:	3-part, 3 bypass diodes, IP67 rated In accordance with IEC 62790
Cable:	4 mm ² solar cable, 1.0 m + 1.2 m in accordance with EN 50618
Connectors:	Stäubli MC4 PV-KBT4/KST4 (4 mm ²) In accordance with IEC 62852 IP68 only when connected
Origin:	Made in Singapore

MECHANICAL DATA

Dimensions:	1675 x 997 x 30 mm
Area:	167 m ²
Weight:	18 kg

MAXIMUM RATINGS

Operational temperature:	-40...+85°C
Maximum system voltage:	1000 V
Designload (+): snow	4666 Pa (475 kg/m ²)
Maximum test load (+):	7000 Pa (713 kg/m ²)
Designload (-): wind	1600 Pa (163 kg/m ²)
Maximum test load (-):	2400 Pa (245 kg/m ²)
Max series fuse rating:	25 A
Max reverse current:	25 A

* Calculated using a safety factor of 1.5
* See installed manual for mounting instructions

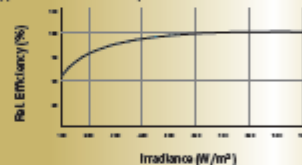
TEMPERATURE RATINGS*

Nominal Module Operating Temperature:	44°C (±2°C)
Temperature coefficient of P _{max} :	-0.35 %/°C
Temperature coefficient of V _{OC} :	-0.27 %/°C
Temperature coefficient of I _{SC} :	0.04 %/°C

* The temperature coefficients stated are linear values

LOW LIGHT BEHAVIOUR

Typical low irradiance performance of module at STC:



Specifications subject to change without notice.

Ref: P4-D5-11-03-Rev-D-0120

Founded in Norway in 1996, REC is a leading vertically integrated solar energy company. Through integrated manufacturing from silicon wafers, cells, high-quality panels and expanding to solar solutions, REC provides the world with a reliable source of clean energy. REC's renowned product quality is supported by the lowest warranty claims rate in the industry. REC is a Blixstar Elkem company with headquarters in Norway and operational headquarters in Singapore. REC employs around 2,000 people worldwide, producing 1.5 GW of solar panels annually.



Figur B.1: Solcellepanelene som ble benyttet til simuleringene.

Construction

- Positive plates - pure lead grids manufactured using a unique process
- Negative plates - provide perfect balance with the positive plates to ensure optimum recombination efficiency
- Separators - superior quality microporous glass mat separator with high absorption and stability
- Containers and lids - UL94 V-0 rated flame retardant ABS material, highly resistant to shock and vibration
- Electrolyte - high grade dilute sulphuric acid absorbed into separator material
- Terminal design - leak resistant patented dual seal terminal design
- Self-regulating pressure relief valves - prevent ingress of atmospheric oxygen

- Flame arrestors - built into each bloc for increased operational safety

Installation and Operation

- PowerSafe® SBS batteries are designed for use in cabinets or on stands, close to the point of use. A separate battery room is not required
- PowerSafe SBS EON Technology® models can be mounted in any orientation except inverted
- Designed for operation in traditional float applications or cyclic/hybrid applications
- Up to two year shelf life
- Low maintenance: no water addition required
- Wide operating temperature range: -40°C to +50°C

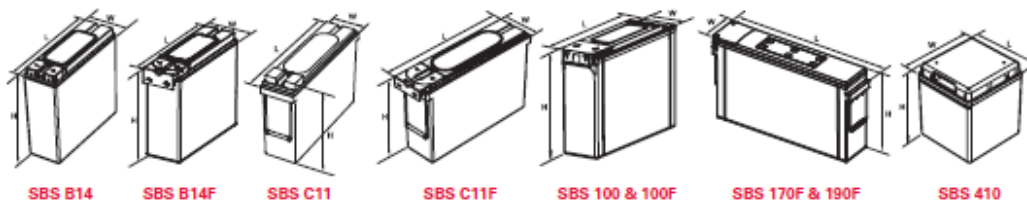
Standards

- Designed to be compliant with International standard IEC 60896/21 & 22
- Classified as "Long Life" according to Eurobat guide 1999
- Conforms to Telcordia® SR-4228
- Recognised by UL (UL Standard 1989)
- Approved as non-hazardous cargo for ground, sea and air transportation in accordance with US DOT Regulation 49 and ICAO & IATA Packing Instruction 872
- The management systems governing the manufacture of PowerSafe SBS products are ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004 certified

General Specifications

Battery Type	Nominal Voltage (V)	Nominal Capacity (Ah)		Nominal Dimensions (mm)			Typical Weight (kg)	Short Circuit Current (A) ⁽¹⁾	Internal Resistance (mΩ) ⁽²⁾	Terminals
		10 hr rate to 1.80Vpc @ 20°C	8 hr rate to 1.75Vpc @ 77°F	Length	Width	Height				
SBS B14	12	62	62	280	97	264	19.1	1800	7.0	2 x M8 F
SBS B14F	12	62	62	303	97	264	19.1	1800	7.0	2 x M6 M
SBS C11 ⁽²⁾	12	92	91	395	105	264	28.0	2300	5.5	2 x M8 F
SBS C11F ⁽²⁾	12	92	91	417	105	256	28.0	2300	5.5	2 x M6 M
SBS 100 ⁽²⁾	12	100	100	395	108	287	32.6	2210	5.6	2 x M8 F
SBS 100F ⁽²⁾	12	100	100	395	108	287	32.6	2210	5.6	2 x M6 M
SBS 170F ⁽²⁾	12	170	170	561	125	283	52.5	2750	4.5	2 x M6 M
SBS 190F ⁽²⁾	12	190	190	561	125	316	60.0	3990	3.2	2 x M6 M
SBS 410 ⁽²⁾	2	410	410	200	208	239	23.2	4725	1.3	2 x M8 M

Notes:
⁽¹⁾ Figures obtained via IEC method.
⁽²⁾ With integral or rope handles.



EnerSys World Headquarters
 2366 Barnville Road
 Reading, PA 19605
 USA
 Tel: +1 610 208 1991
 +1 800 538 3627
 Fax: +1 610 372 8613

EnerSys EMEA
 EH Europe GmbH
 Löwenstrasse 32
 8001 Zürich
 Switzerland

EnerSys Asia
 152 Beach Road
 Gateway East Building
 Level 11
 189721 Singapore
 Tel: +65 6508 1780

Contact:

© 2013 EnerSys. All rights reserved. Trademarks and logos are the property of EnerSys and its affiliates, except Telcordia®, which is not the property of EnerSys.

Publication No. EN-SBS-EON-RS-003 - May 2013 Subject to read this without prior notice. E.A.D.E.

Figur B.2: Batteriene som ble benyttet til simuleringene

SmartSolar Charge Controller	250/60	250/70	250/85	250/100
Battery voltage	12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 36V)			
Rated charge current	60A	70A	85A	100A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Nominal PV power, 36V 1a,b)	2580W	3000W	3600W	4350W
Nominal PV power, 48V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Max. PV short circuit current 2)	35A (max 30A per MC4 conn.)		70A (max 30A per MC4 conn.)	
Maximum PV open circuit voltage	250V absolute maximum coldest conditions 245V start-up and operating maximum			
Maximum efficiency	99%			
Self-consumption	Less than 35mA @ 12V / 20mA @ 48V			
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)			
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)			
Charge voltage 'equalization'	Default setting: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (adjustable)			
Charge algorithm	multi-stage adaptive (eight preprogrammed algorithms) or user defined algorithm			
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protection	PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature			
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)			
Humidity	95%, non-condensing			
Maximum altitude	5000m (full rated output up to 2000m)			
Environmental condition	Indoor, unconditioned			
Pollution degree	PD3			
Data communication port	VE.Direct or Bluetooth			
Remote on/off	Yes (2 pole connector)			
Programmable relay	DPST AC rating: 240VAC / 4A DC rating: 4A up to 35VDC, 1A up to 60VDC			
Parallel operation	Yes			
ENCLOSURE				
Colour	Blue (RAL 5012)			
PV terminals 3)	35 mm ² / AWG2 (Tr models) Two pairs of MC4 connectors (MC4 models)		35 mm ² / AWG2 (Tr models) Three pairs of MC4 connectors (MC4 models)	
Battery terminals	35mm ² / AWG2			
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)			
Weight	3 kg		4,5 kg	
Dimensions (h x w x d) in mm	Tr models: 185 x 250 x 95 mm MC4 models: 215 x 250 x 95 mm		Tr models: 216 x 295 x 103 MC4 models: 246 x 295 x 103	
STANDARDS				
Safety	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power.				
1b) The PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter the minimum PV voltage is Vbat + 1V.				
2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller.				
3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels				
Maximum current per MC4 connector: 30A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)				

Figur B.3: Ladekontrolleren som ble benyttet i simuleringene.

Grundfos solar surface pump

1

MGFlex motor

Electrical data

Power supply to pump	30-300 VDC, PE. 1 x 90-240 V, - 10 %/+ 6 %, 50/60 Hz, PE.
Energy source	Solar module. Generator. Grid.
Start/stop control	Digital input for start/stop of motor.
Power switch on/off or DC to/from AC	Max. four times per hour.
Enclosure class	TEFC/Nema 3 (IP55).
Motor protection	Built-in motor protection: • overvoltage and undervoltage • overload • overtemperature.
Sound pressure level	< 42 db (A) for 1.00 Hp motor.
Power factor	0.97.
Earth-leakage circuit breaker	If the pump/motor is connected to an earth-leakage circuit breaker (ELCB) for additional protection, this circuit breaker must trip when AC fault currents, pulsating DC or smooth DC fault currents occur.
Ambient temperature	During operation: -4 to 122 °F [-20 °C to +50 °C]. During storage/transport: -13 to 158 °F [-25 °C to +70 °C].
Relative humidity	Maximum 95 %.
Leaking current	< 3.5 mA for AC. < 10 mA for DC.
Installation outdoor	The motor/pump must be protected from rain and direct sunlight.
Marking	CE.
Insulation class	F (IEC 85).
EMC compatibility	EN 61800-3.

Motor range

Product	Power P1 [W]	Product number
MGFlex 80A	880	98367492
MGFlex 90Sc	1730	98190192

Note

Grundfos only guarantees the performance and reliability of the MGFlex motors if both conditions below are fulfilled:

1. The motor must be connected to the pump end as described in this document.
2. The assembly of the motor and the pump must be carried out by persons trained and authorized by Grundfos.

In the case of OEM usage, please contact Grundfos to obtain full warranty coverage.

Figur B.4: Elektriske data over pumpen som ble benyttet til simuleringene av systemene.

Biological water treatment

The need for energy efficient and well-functioning water treatment systems is big, and grows in tandem with increasing population.

In 2005, more than 200 landfills for household waste were operative in Sweden, of which ¾ collected the leachate for treatment. Leachate is formed when rainfall, and in some cases surface and Groundwater, passes through landfills.

Deposited waste type affects the water composition.



The picture shows the clean carrier material and the growth of biofilm.

Proven purification function

HolKof™ Bioreactor is a patented bioreactor based on the mammoth pump and biofilm principle. Designed for an effective aerobic and anaerobic decomposition of organic material (BOD), reduction of nitrogen compounds, oxidation of redox metals and precipitation of phosphate. The design allows the reactor to also be used for removal of chlorate, for example.

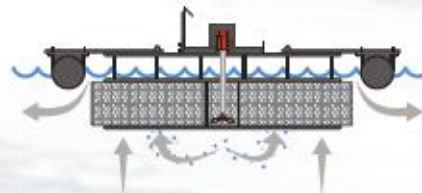
The bioreactor uses microorganisms. By adaptation and favorable operating conditions, suitable microorganisms may be produced with the purpose of;

- Reduce the amount of organic carbon, which prevents oxygen deficiency in receiving water areas.
- Oxidize ammonium to nitrate and promote nitrate conversion to nitrogen gas.
- Reduce substances that, discharged into water areas, contributes to eutrophication, such as nitrogen, phosphorus and organic material. As well as oxidizing redox metals and other reduced substances.

Customized solutions

HolKof™ - The bioreactor's design and capacity can be designed according to customer wishes and needs. In standard version the bioreactor has 6m³ biofilm carrier BIO-BLOCK® that gives over 1800m² active area, in developed biofilm.

In connection with the installation of HolKof™ Bioreactor, there are also the possibility of signing a service agreement. An easy way to ensure function and energy efficiency. Washing, review and adjustment is included in the basic agreement. Together we adapt the scope of the agreement according to customer requirements and needs.



Figur B.5: Informasjonsbrosjyre om bioreaktoranlegget del 1.

	Flow m ³ / day	BOD7		PO ₄ -P mg/l		NH ₄ -N mg/l		Reduktion
		In	Out	In	Out	In	Out	NH ₄ -N Kg/day
Leachate Landfill A	495	16	9	0,05	0,08	62	38	11,9
Leachate Landfill B	330	30	8	5	3	430	200	75,9

Explanatory caption to the table that links to the text for clear results

Clear results

HolKof™ Bioreactor contributes to a powerful improvement in the treatment efficiency of ammonium nitrogen. Even under less favorable conditions the bioreactor demonstrates these good results.



More than 200 different installations in Scandinavia

3 steps to cleaner water

1 Contact. The initial step where contact between customer and Eden Aquatech is established. The initial needs are presented and preparation for the needs analysis starts.

2 Analysis. We look into your needs and your wishes and according to this analysis we make the necessary adjustments to the bioreactor and give you a customized proposal on the most efficient solution possible.

3 Installation. The last step is the installation phase. The bioreactor is placed in the affected environment and put into operation according to the result of the analysis.

What are Your needs

HolKof™ Bioreactor can be used for treatment of leachate, sewage, process water and eutrophication restoration of lakes, streams and ponds.

HolKof™ -Bioreaktor is an energy efficient treatment method with control over flow and circulation. The solution is mobile, energy efficient

*Low operating costs, minimal maintenance
As well as ease of operation creates
security of ownership and operation.*

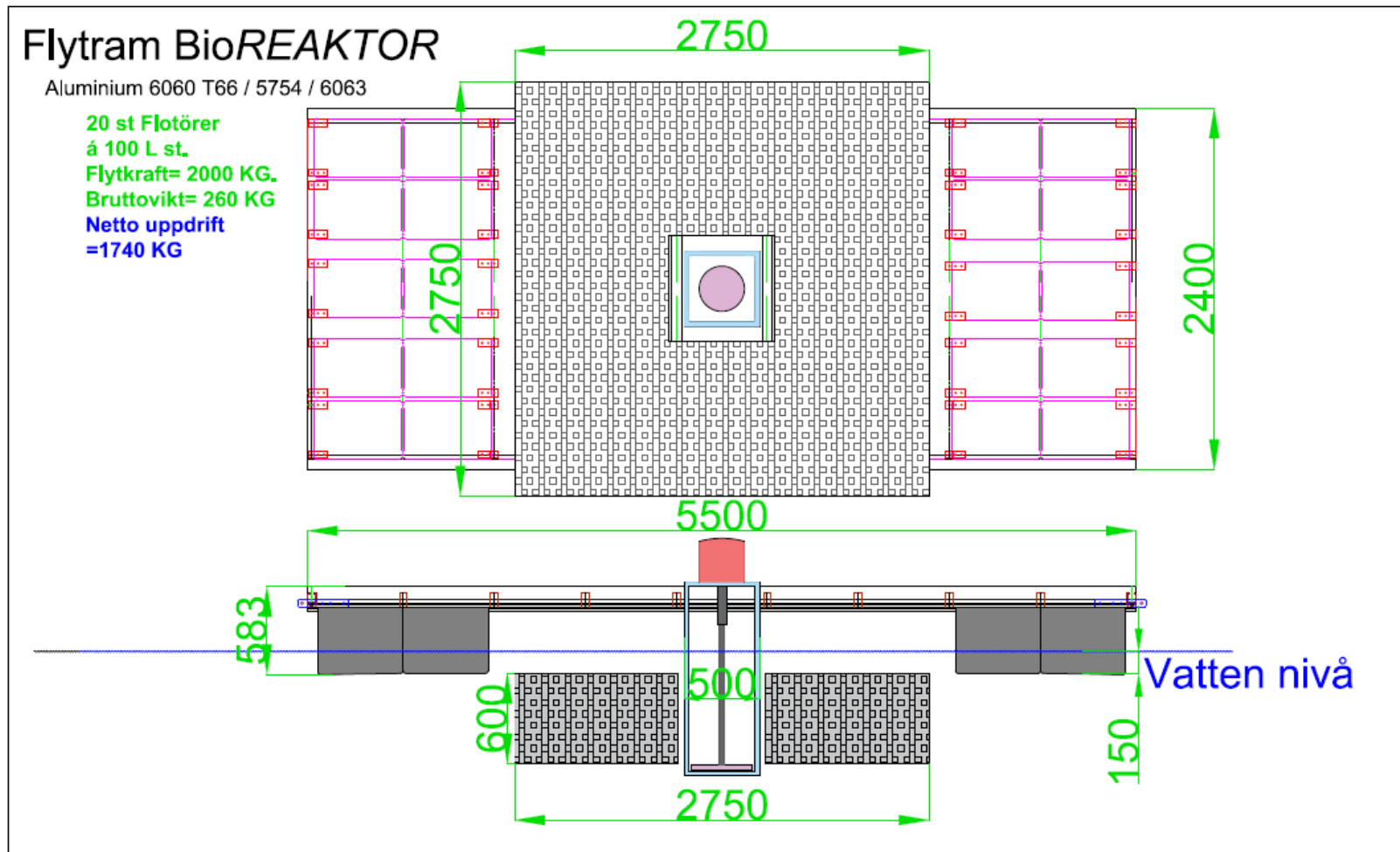
and compact. It can be customized according to specific environments and it's cost-effectiveness over, for example an SBR facility makes it a very economically good alternative.

The reactor's purification ability enables for our customers to comply with the tough requirements of today.

Figur B.6: Informasjonsbrosjyre om bioreaktoranlegget del 2.

Vedlegg C: **Plantegning**

C.1 Plantegning av bioreaktoranlegget



Figur C.1: Plantegning av bioreaktoranlegget som ble benyttet som mål for solcelleanleggsoppsett. Bildet er gitt av EdenAquatech AB.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway