

Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Optimering og simulering av solceller lagt på duk

Optimization and simulation of solar cells laid on
cloth

Halvor Krunenes
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven ved NMBU ble initiert av Tarpon Solar og Glava Energy Center for å optimere og simulere solcelleanlegg på duk. Ved bruk av simuleringsverktøyet PVSyst og ved hjelp av forskjellige solcelleprodusenter ble optimeringen og simuleringen gjennomført.

Jeg vil takke hovedveileder dr. Espen Olsen ved NMBU for gode tilbakemeldinger, presiseringer av hva som bør være hovedfokus og for hjelp med tidsfrister.

Videre vil jeg takke Marius, Marianne og Tor Egil i Tarpon Solar for et veldig spennende samarbeid. Takk for all hjelp med oppgaven og for muligheten til å bli kjent med deres spennende konsept.

Takk til Magnus Nilsson ved Glava Energy Center som har ordnet leilighet i Glava, drevet prosjektet videre på ukentlig basis, svart på alle mine spørsmål rundt prosjektet og som har en inspirerende tro på det fornybare samfunnet. Takk for gode og utfordrende samtaler og for muligheten til å skrive min oppgaven på Glava Energy Center.

Tusen takk til familie og venner som gjennom telefonsamtaler, skype og besøk har støttet meg og bidratt til godt fokus i arbeidet. Spesiell takk til Matheo og Linnea som har en egen gave i å ta fokus vekk fra ting som er slitsomt og vanskelig. Mest av alt takk til Gud som har vært med i alt jeg har gått igjennom i løpet av denne tiden.

Ås, 12 Mai 2017

Halvor Krunenes

Sammendrag

Formålet med denne oppgaven var å optimalisere og simulere et solenergisystem lagt på duk og å undersøke systemets potensial. Optimaliseringen ble utgangspunkt for bygging av et industritelt, med solceller på taket, som prototype i Glava, Sverige. Ved inndeling av prototypen i flere deler ble det mulig å bruke forskjellige solcelleteknologier. Videre ble hver solcelleteknologi sitt potensial evaluert.

Ved oppdeling av prototypen var det mulig å optimalisere tre forskjellige solcelleteknologier. Dermed ble det inngått samarbeid med tre forskjellige produsenter. De valgte teknologiene var organiske solceller, CIGS-solceller og c-Si-solceller.

Oppsett av solcellemoduler på duken ble optimalisert for prototypen og for potensialet til hver teknologi. Videre ble kraftelektronikken for hvert enkelt system optimalisert. Dette ble gjort ved hjelp av simuleringsverktøyet PVsyst. Etter valg av oppsett og kraftelektronikk ble de forskjellige systemene simulert i PVsyst.

Grunnet bruk av ukonvensjonelle systemer ble det store utfordringer i simuleringsarbeidet. Noen av de mest fremtredende var mangelen på li-ione-batterier i PVsyst sin database og krav til lik tilt på moduler (selv ved bruk av optimizers) som kobles til samme inverter. Videre var det begrensninger på manuell innlegging av CIGS-moduler og organiske moduler i PVsyst.

Den simulerte prototypen fikk en total installert effekt på 2819 W. Det ble fordelt på organiske moduler med 105 W, CIGS-moduler med 1439 W og c-Si-moduler med 1275 W. Den forventede årlige produksjonen fra de forskjellige systemene ble 92.5 kWh fra det organiske systemet, 1279 kWh fra CIGS-systemet og 1151 kWh fra c-Si-systemet.

Ved optimalisering av ukonvensjonelle systemer møtes en del utfordringer. Både i koblingen av moduler med kraftelektronikk og i simuleringsarbeid. For mer korrekte simuleringer og evalueringer er det nødvendig med en forbedring av simuleringsverktøy og et mer variert utvalg av kraftelektronikk.

Abstract

The purpose of this thesis was to optimize and simulate systems of solar cells laid on cloth and to investigate the systems potential. The optimizations was the basis for a prototype to be built at Glava, Sweden. By separating the prototype into different parts it was possible to use different solar cell technologies. The potential of each solar cell technology was furthermore evaluated.

With the separation of the prototype it was possible to optimize three different solar cell technologies. Therefore a collaboration with three different solar cell producers were initiated. The chosen solar cell technologies was organic, CIGS and c-Si.

The configuration of PV modules on cloth was optimized for the prototype. The potential for each technology was also optimized. Power electronics was furthermore optimized for each system, both for the prototype and for the potentials. The power electronics was partly optimized by the help of the simulation tool PVsyst. After the configuration and power electronics was chosen the different systems were simulated in PVsyst.

With the use of unconventional systems the simulation work encountered some challenges. Some of the most dominating was the lack of li-ione-batteries in the PVsyst database and demand for equal tilt for modules connected to the same inverter (even when optimizers is used). Furthermore there was limitations in PVsyst with the manual addition of CIGS-modules and organic modules.

The simulated prototype achieved a total installed capacity of 2819 W. This was divided between the technologies with 105 W for the organic modules, 1439 W for CIGS-modules and 1275 W for the c-Si-modules. The expected yearly production from the different systems was 92.5 kWh from the organic system, 1279 kWh from the CIGS-system and 1151 kWh from the c-Si-system.

When optimizing unconventional systems there are certain challenges that arises, both in the connection between modules with power electronics and in the simulations. For more accurate simulations and evaluations it is necessary with an improvement of simulation tools and more varied power electronics.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	iii
Abstract	v
1 Innledning	2
1.1 Inndeling av oppgaven	4
2 Teori og metoder	5
2.1 Solen som energikilde	5
2.2 En solcelles virkemåte	7
2.3 PV-systemet	10
2.3.1 Skygging	11
2.3.2 Kraftelektronikk	12
2.3.3 Systemer uten tilkobling til strømnettet	14
2.4 Analyse av mulige sprekkdannelser i moduler	15
2.5 Bakgrunn for og beskrivelse av simuleringer	15

2.5.1	Meteorologiske data	16
2.5.2	Orientering	17
2.5.3	Systemet	18
2.5.4	Detaljerte tap	18
2.5.5	Skygge	22
2.5.6	Simuleringer og resultater	23
2.5.7	Tillegg ved valg av off-grid systemer	24
2.6	Fokus for oppgaven	24
3	Resultat og diskusjon	25
3.1	Teltet	25
3.1.1	Beskrivelse av duken	26
3.2	Orientering rundt systemvalg	28
3.3	Orientering rundt simuleringer	28
3.4	Organiske solceller	30
3.4.1	Beskrivelse av systemvalg for prototypen	31
3.4.2	Utfordringer ved valg av en off-grid løsning	32
3.4.3	Simuleringer	32
3.4.4	Evaluering av foreslått system til prototypen	35
3.4.5	Begrensninger og usikkerheter	36

3.5	CIGS-solceller	38
3.5.1	Beskrivelse av systemvalg for prototypen	39
3.5.2	Simuleringer	39
3.5.3	Evaluering av foreslått system til prototypen	42
3.5.4	Begrensninger og usikkerheter	43
3.6	c-Si-moduler fra Glava Energy Center	44
3.6.1	Beskrivelse av systemvalg for prototypen	45
3.6.2	Simuleringer	46
3.6.3	Evaluering av foreslått system til prototypen	48
3.6.4	Begrensninger og usikkerheter	50
3.7	Foreslått system for hele prototypen	51
3.8	Sammenligning av simulert og valgt system	52
3.8.1	Beskrivelse av valgt system	52
3.8.2	Sammenligning av systemene	55
4	Konklusjon	57
5	Forslag til videre arbeid	59
	Referanser	61
6	Vedlegg	64

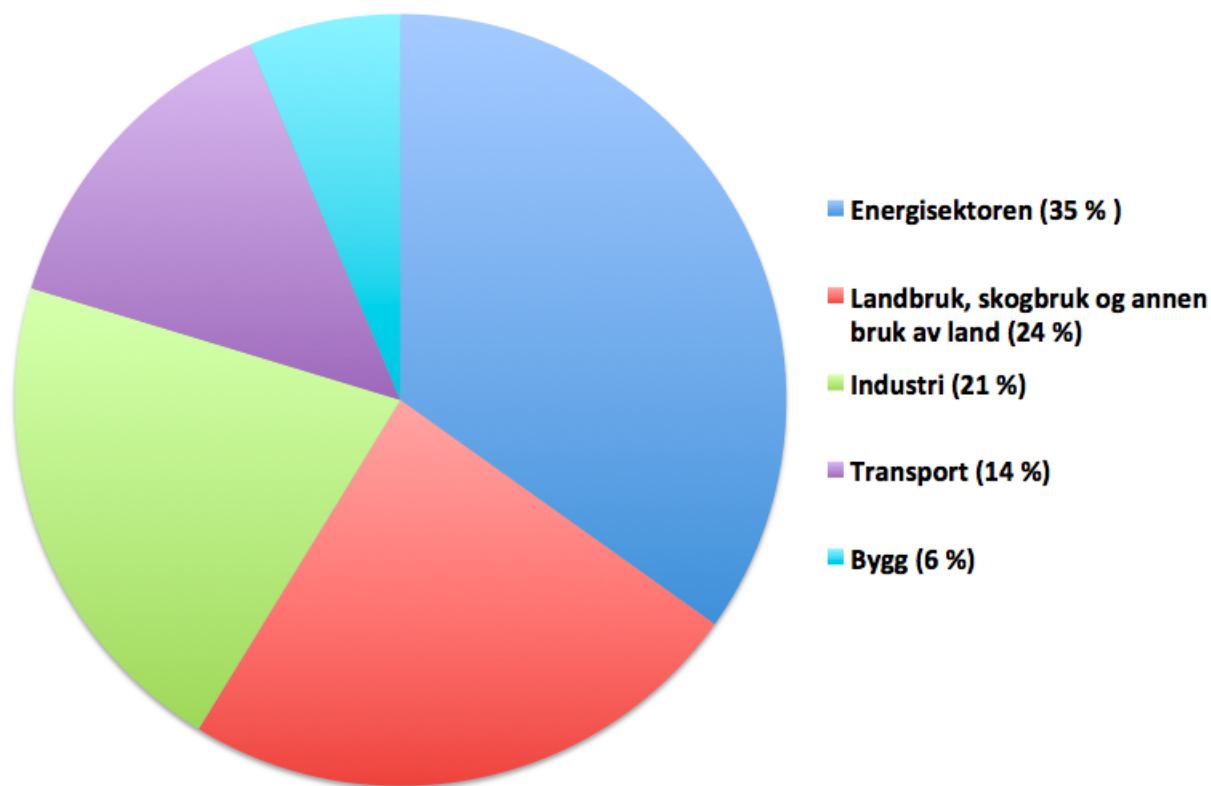
1. Innledning

Det er i dag store utslipp av klimagasser til atmosfæren som følge av verdens forbruk av fossile brensler. Grunnet blant annet økende utslipp av klimagasser inngikk 195 land i 2015 Parisavtalen for å kutte utslipp(Liobikien and Butkus (2017)). Av verdens utslipp av klimagasser stod energisektoren for 35 % (Edenhofer et al. (2014)) i 2010, noe som illustreres i *Figur 1.1*. Det er derfor nødvendig å redusere klimagassutslippene i energisektoren. En mulighet for en slik reduksjon er økende bruk av direkte konvertering av energien fra sola. Solenergi har videre et enormt potensial. Dette fordi energien fra sola som når jordens overflate er rundt 10 000 ganger større enn verdens energibehov (Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013)).

Installert solenergi har de siste årene hatt en enorm vekst. Fra 2010 til 2014 var den gjennomsnittlig årlige veksten på 60 % (Sahu (2014)). Allikevel står solenergi for kun en brøkdel av verdens energiproduksjon. For å øke bruken av solenergi er det mulig å forbedre gjeldende teknologi og/eller utvide solenergien til nye markeder.

Gjeldende teknologi har ofte glass på fremsiden av modulene og rammer rundt for beskyttelse. Begge bidrar til økt vekt og økte kostnader. Tynne fleksible moduler unngår dette. Ved bruk av fleksible moduler åpnes også nye markeder for solceller, hvorav et av dem er solceller lagt på duk. Ved å bruke solceller på duk åpnes det opp muligheter for blant annet strømproduserende industritelt og strømproduserende telt i flyktningleirer. I denne oppgaven undersøkes muligheten for å legge solceller på et industritelt.

Klimagassutslipp basert på sektor



Figur 1.1: Oversikt over utslipp basert på forskjellige sektorer. Tallene er hentet fra Edenhofer et al. (2014).

Denne oppgaven gjennomfører optimalisering og simulering av solenergisystemer for et industritelt på Glava i Sverige. Optimaliseringen danner basis for en prototype som bygges i Glava. For prototypen er tre forskjellige solcelleteknologier blitt optimalisert. Prototypen er et industritelt som har grunnflate på 10 x 9.9 meter. Det er simulert og optimalisert med taket vendt mot sør. Kun den sør-vendte delen av taket er dekket med solceller. I tillegg til å optimalisere og simulere prototypen er hver solcelleteknologi sitt potensial evaluert. Potensialet er simulert med øst/vest-vendt tak og her er hele taket dekket med solceller.

1.1 Inndeling av oppgaven

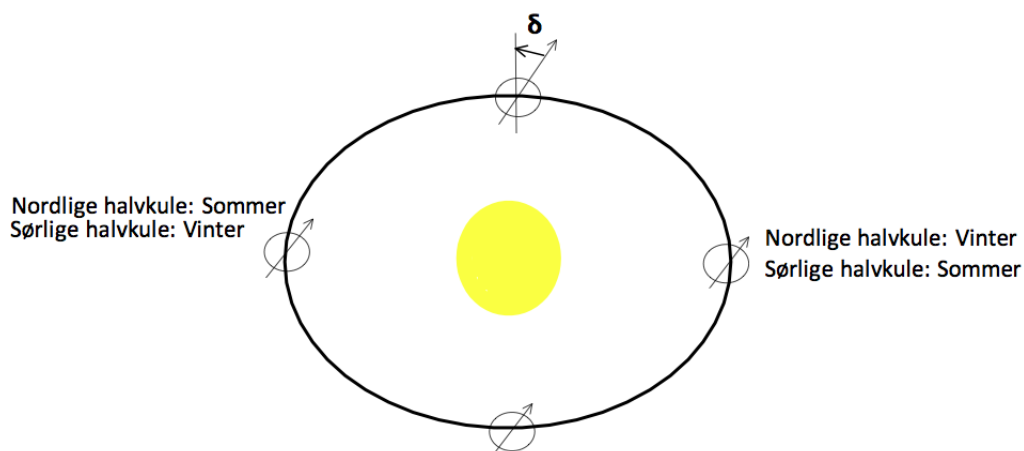
Denne oppgaven er inndelt i 5 kapitler:

- **Kapittel 1:**
 - Introduksjon til oppgaven.
- **Kapittel 2:**
 - Teorien som er nødvendig for å forstå oppgaven og metodene som er blitt brukt blir gjennomgått.
- **Kapittel 3:**
 - Resultatene fra optimaliseringene og simuleringene. I tillegg diskuteres det hva disse resultatene innebærer.
- **Kapittel 4:**
 - Konklusjon av oppgaven.
- **Kapittel 5:**
 - Forslag til videre arbeid.
- **Referanser**
- **Vedlegg**

2. Teori og metoder

2.1 Solen som energikilde

Solen stråler konstant ut store mengder energi og energien er mange ganger større enn verdens energiforbruk (Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013)). Ved forskjellige tider på året vil jordens tilt, som vist i *Figur 2.1* i form av δ , føre til sesongvariasjoner på den nordlige og den sørlige halvkule. Innstrålingen som jorden mottar utenfor atmosfæren vil derimot ikke ha store variasjoner. Den gjennomsnittlige innstrålingen, utenfor atmosfæren, blir kalt solkonstanten og er 1367 W/m^2 (Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013)).

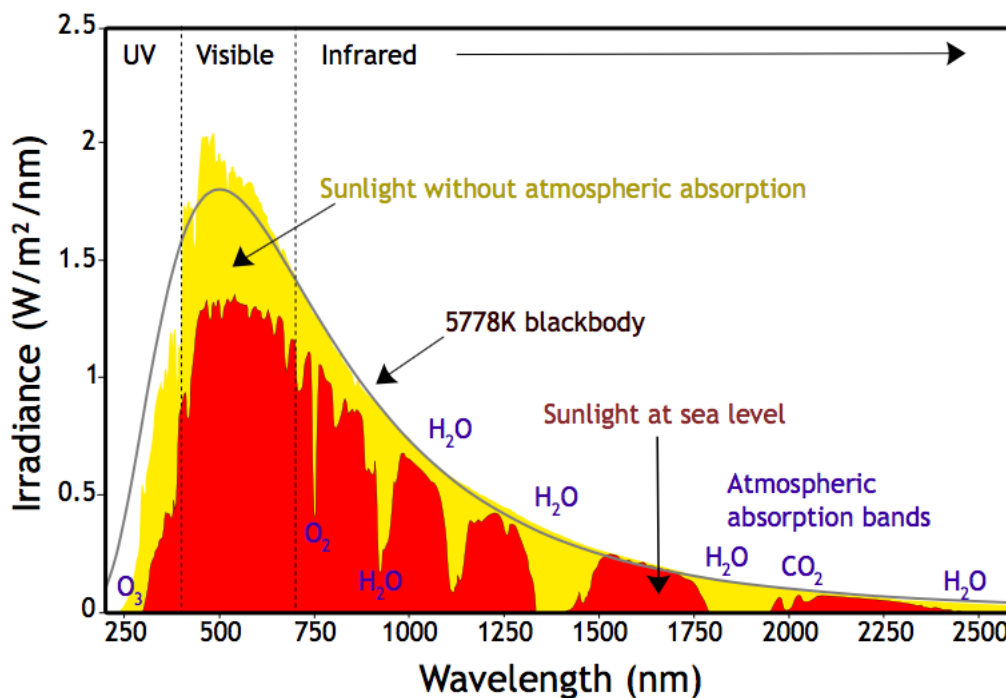


Figur 2.1: Beskrivelse av årlig solinnstråling etter inspirasjon fra Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013). δ beskriver hvordan jorden er tilitet i forhold til solen.

Når sollys trenger gjennom jordens atmosfære blir lysintensiteten svekket. Dette fører til at innstrålingen vil være svakere på bakkeplan enn utenfor atmosfæren. For å beregne innstrålin-

gen som når jordoverflaten er det nødvendig å ta hensyn til hvor stor luftmasse den har gått gjennom. For å gjøre dette brukes en luftmassefaktor (AM). AM0 er utenfor atmosfæren og innstrålingen er lik solkonstanten. Når solen er i zenith, altså normalt på jordoverflaten, har vi AM1. Dette er den minste luftmassen sollyset kan gå igjennom for å treffe jordoverflaten (Smets et al. (2016)). Luftmassefaktoren spesifiserer altså hvor mange ganger sollyset må gå gjennom atmosfærens tykkelse. Standard for beregning av solinnstråling på bakkeplan er derfor satt til AM1.5. Dette tilsvarer den gjennomsnittlige luftmassen som innstrålingen må passere gjennom. AM1.5 tilsvarer en solinnstråling på 1000 W/m^2 , noe som er nært den maksimale innstrålingen jorden kan motta på en skyfri dag (Smets et al. (2016)).

Sollyset som treffer bakkeplan har en fordeling i intensitet, dette kalles solspekteret og vises i *Figur 2.2*. Ettersom sollyset må igjennom vår atmosfære er den spektrale fordelingen annerledes på bakkeplan enn utenfor atmosfæren.



Figur 2.2: Beskrivelse av solspekteret. Y-aksen viser intensiteten til sollyset, mens x-aksen viser bølgelengden til sollyset. Den gule grafen viser spekteret ved AM0. Den røde grafen viser spekteret ved bakkenivå. Bildet er hentet fra Wikimedia Commons (2013).

Sollyset kan videre inndeles i to hovedformer: diffus og direkte innstråling. Diffus innstråling er sollys som er spredt i atmosfæren. På dager med mye skyer er denne innstrålingen den største

delen av den totale innstrålingen. Direkte innstråling kommer rett fra solen og er hoveddelen av innstrålingen på skyfrie dager. Summen av diffus og direkte innstråling defineres som global innstråling.

For at det skal være mulig å sammenligne forskjellige solceller må de være testet under like forhold. Derfor er solceller testet under såkalte standard testforhold (STC). Dette tilsvarer en innstråling på 1000 W/m^2 , en solcelletemperatur på 25°C og et definert solspektrum ved AM1.5 (Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013)).

For å beregne forventet innstråling må vi også kunne definere solens posisjon i løpet av dagen. Ved bruk av zenith-vinkel og azimuth-vinkel er det mulig å simulere og planlegge best mulig plassering for et solenergisystem. Azimuth-vinkel er gitt som kompassvinkel. Azimuth = 0° er generelt gitt som sør (Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013)). Zenith-vinkel er definert som vinkelen mellom en linje som står normalt på jorden og solinnstrålingen (PVEDucation (2017)).

2.2 En solcelles virkemåte

For å forstå hvordan et solcellesystem fungerer er det viktig å ha en grunnleggende forståelse av hvordan solceller fungerer. Solcellers virkemåte varierer derimot sterkt mellom ulike solcelleteknologier. Ettersom det i denne oppgaven blir sett på flere forskjellige teknologier vil det ikke bli beskrevet i detalj hvordan de forskjellige teknologiene fungerer. Det vil derimot bli forklart prinsipper og virkemåter som er felles for de solcelleteknologiene som blir studert i denne oppgaven.

Ved å se på innstrålt lys som bølger med en viss frekvens kan vi beskrive energien som sollys tilfører et system ved formelen:

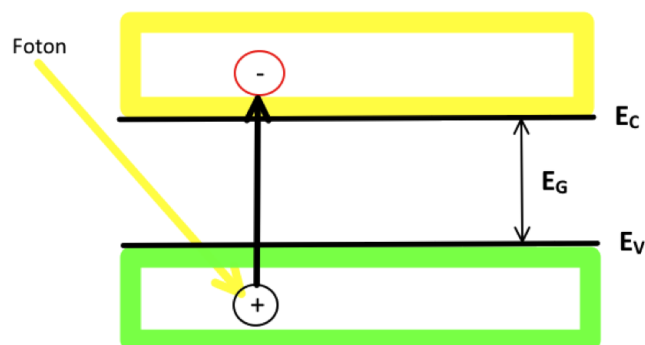
$$E = \nu h \tag{2.1}$$

Der E er energien som tilføres, ν er frekvensen til lyset og h er Planck's konstant. Ved absorpsjon av sollys i et halvledende materiale og tilstrekkelig energi vil sollyset kunne eksitere et elektron i et materiale (Smets et al. (2016)).

En solcelle består, blant annet, av en halvleder. Et halvledende materiale som blir belyst kan deles inn i tre deler. Valensbåndet, det forbudte båndgap og ledningsbåndet. I valensbåndet er alle elektroner i grunntilstand og bundet. I det forbudte båndgap er det ikke mulig for elektroner å befinne seg. I ledningsbåndet er alle elektroner som har blitt eksitert, altså de frie elektronene. Hvis energien til sollyset er større en det forbudte båndgap(E_G), som er materialspesifikt, vil et elektron eksiteres (Smets et al. (2016)). Dette er vist i *Formel 2.2*:

$$E = \nu h \geq E_G \quad (2.2)$$

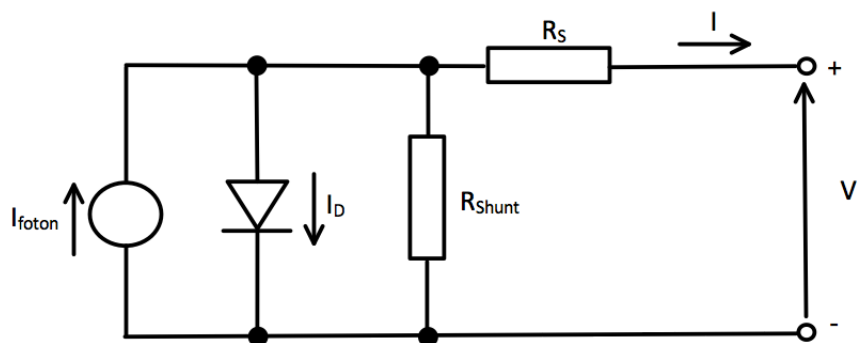
Sollys kan eksitere elektroner fra valensbåndet til ledningsbåndet, som vist i *Figur 2.3*. Dette kalles den fotovoltaiske effekten. Eksiterte elektroner i ledningsbåndet har dermed to muligheter: Gå tilbake til valensbåndet, noe som kalles rekombinasjon. Eller de kan gå i en ekstern krets og utføre et arbeid.



Figur 2.3: Illustrering av absorpsjon av sollys i et halvledende materiale med båndgapsenergien E_G . E_C er ledningsbåndet og E_V er valensbåndet. Det inkommende fotonet har i dette tilfellet en energi som er større enn det forbudte båndgap.

For å videre beskrive egenskapene til en solcelle kan en-diode-modellen brukes. Denne mod-

ellen, som vist i *Figur 2.4*, viser hvordan en solcelle er bygd opp. Her er den lysinduserte strømmen illustrert ved I_{foton} . Ettersom strømmen velger letteste vei bør motstanden R_S være så liten som mulig. Slik vil mest mulig av strømmen kunne brukes i en ekstern krets. R_S illustrerer tap i kabler. Motstanden R_{shunt} på den andre siden bør være så stor som mulig. Dette for å hindre at strøm skal gå utenom R_S . R_{shunt} symboliserer defekter i materialet. Mange defekter fører til lav R_{shunt} (PVEDucation (2017)).

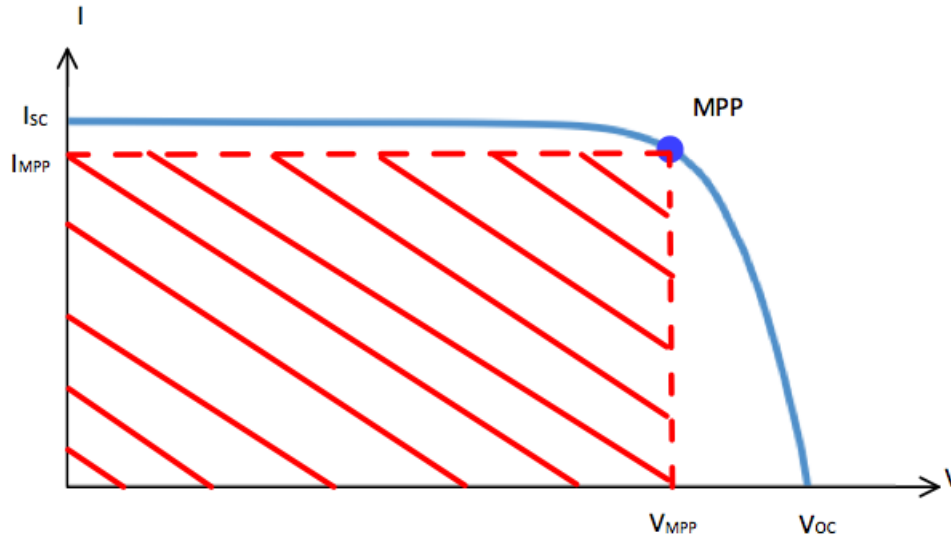


Figur 2.4: Her illustreres sollysgenerert strøm I_{foton} , strømtap I_D , seriemotstand R_S og shuntmotstand R_{shunt} .

Ved belysning vil solceller produsere strøm som kan utnyttes i en ekstern krets. For å se nærmere på hvordan man kan få mest mulig energi ut av en solcelle kan man bruke en strøm-spenning-kurve (IV-kurve). En slik kurve vises som den blå kurven i *Figur 2.5*. Denne kurven varierer med innstråling og med temperatur (Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013); Antony et al. (2007)). For å finne maksimal strøm kortslutter man solcellen og kan måle strømmen I_{SC} . For å finne maksimal spenning settes strømmen lik null og vi kan måle V_{OC} .

Ettersom det er forskjellige tap i solcellen er det ikke mulig å oppnå en effekt P som er $P = I_{\text{SC}} \cdot V_{\text{OC}}$. Som vist i *Figur 2.5* vil den maksimale effekten som kan oppnås være ved strømmen I_{MPP} og spenningen V_{MPP} . Forskjellen fra $I_{\text{SC}} \cdot V_{\text{OC}}$ til $I_{\text{MPP}} \cdot V_{\text{MPP}}$ beskriver forskjellen fra en ideell solcelles produksjon og den faktiske solcellens produksjon. Dette kalles fyll-faktor (FF) og er beskrevet ved *Formel 2.3*:

$$FF = \frac{I_{\text{MPP}} \cdot V_{\text{MPP}}}{I_{\text{SC}} \cdot V_{\text{OC}}} \quad (2.3)$$



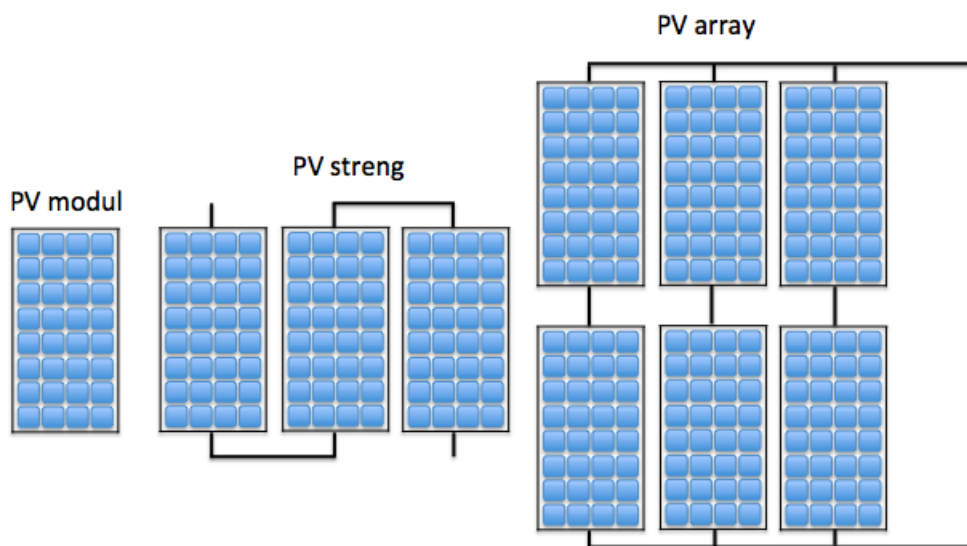
Figur 2.5: Den blå kurven er en IV-kurve for en solcelle. Det skraverte området er maksimal effekt som skjer ved MPP. Figuren er inspirert av Brekke (2016).

2.3 PV-systemet

Ved å koble sammen solceller er det mulig å konstruere moduler av solceller, ofte kalt fotovoltaiske (PV) moduler. Det er mulig å seriekoble eller parallellkoble solceller. Ved seriekobling adderes spenningen mens strømmen begrenses av cellen som produserer lavest strøm. For parallellkobling blir strømmen addert mens spenningen begrenses av cellen som setter opp lavest spenning. Dagens PV-moduler inneholder ofte 60, 72 eller 96 solceller koblet sammen i serie. PV moduler blir videre oppgitt med en viss toleranse. Dette betyr at produsenten garanterer for at modulen skal produsere en effekt men en viss toleranse. Denne effekt-toleransen har en standard på 5 % (Antony et al. (2007)). Dette kan gi utfordringer for sammenkobling av moduler ettersom de da har forskjellig IV-karakteristikk.

Som vist i *Figur 2.6* kan moduler kobles sammen i serie. Dette kalles en streng. Ved å parallellkoble to eller flere strenger får man et array.

Hver modul vil, i tillegg til solcellene, inneholde et beskyttelseslag på fremsiden (vanligvis glass) og en bakside (vanligvis et laminat av plastikk). De fleste PV-moduler har også en ramme rundt modulen (Antony et al. (2007)).



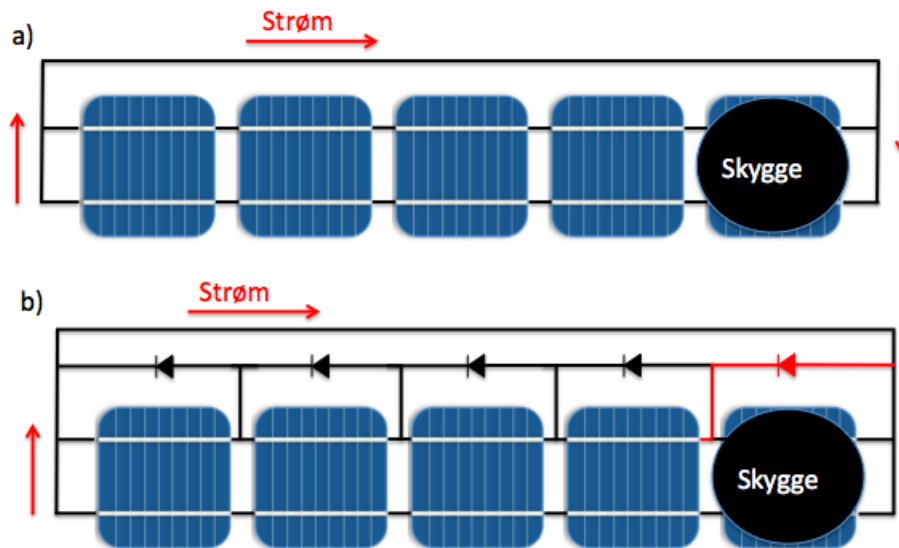
Figur 2.6: Illustrasjon av tilkobling av moduler til strenger og array.

En sammensetning av solceller kan enten være tilkoblet strømnettet (on-grid) eller ikke (off-grid). Et system som er tilkoblet nettet består (minimum) av følgende komponenter: Solcellemoduler, vekselrettere (invertere) og kabling. Off-grid systemer består derimot (minimum) av følgende komponenter: Solcellemoduler, ladekontroller, kabling og lagringssystem. I noen systemer som er off-grid vil man også ha en inverter som kobler seg på et internt AC-nett. Det er også mulig å ha en DC/DC-omformer som tilpasser spenningen til lagringssystemet. Etersom PV-systemet leverer DC og batterier bruker DC er det ikke nødvendig med en inverter i et system som kun er koblet til et lagringssystem.

2.3.1 Skygging

PV-moduler kan bli utsatt for skygging, noe som vil påvirke produksjonen. Dette kan også føre til skader på solcellene. Ved komplett skygging av en solcelle vil den slutte å levere strøm. Den vil dermed fungere som en blokkade for andre solceller den er i serie med. Som nevnt tidligere blir en seriekobling av solceller begrenset av solcellen med lavest strøm. Hvis denne strømmen er null vil seriekoblingen ikke levere noe strøm. Derimot vil fortsatt de uskyggede cellene levere strøm. Denne strømmen må dermed bli avsatt ett sted. Det skjer ved at strømmen avsettes i den skyggede cellen. Denne avsetningen av effekt fører til temperaturøkning og mulig ødeleggelse

av cellen. For å hindre dette kan solcellemoduler inneholde bypass-dioder. Dette er dioder som ved skygging lar strømmen gå igjennom dioden istedenfor å avsettes i den skyggede cellen (Smets et al. (2016)). Dette er vist i *Figur 2.7*.



Figur 2.7: a) En streng av fire uskyggede celler og en skygget celle uten bypass-dioder. b) En streng av fire uskyggede celler og en skygget celle med fem bypass-dioder. Figuren er inspirert av Smets et al. (2016).

2.3.2 Kraftelektronikk

For PV-systemer som er tilkoblet strømmettet må strømmen fra systemet, som er DC, omformes til AC. Dette skjer i en inverter. Videre må inverteren tilkobles en strømmåler som registrerer hvor mye effekt som tilføres nettet. Et system som inneholder invertere vil også inneholde en funksjon som kalles MPPT(maximum power point tracking). Denne funksjonen leter etter det mest optimale punktet på IV-kurven slik at kraftproduksjonen blir så høy som mulig (Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013)).

Det finnes flere forskjellige strukturer for krafterlektronikk. Under lik innstråling oppfører de forskjellige strukturene seg likt (Zheng et al. (2014)), men de har forskjellige virkningsgrader og priser. Slike systemer er tilgjengelige som (Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013)):

- Sentralinverter
- Inverter for hver streng
- Mikro-inverter

Sentralinverter

En sentralinverter er den konfigurasjonen som gir lavest pris per installerte kW (Smets et al. (2016)) og brukes for høy kraftproduksjon. Dette er også det enkleste oppsettet for PV-systemer ettersom det kun involverer én inverter. Noen av ulempene med dette systemet er den store strømmen som går i kablene over lengre distanser, at alle strengene av moduler opererer på samme MPP og at det er liten fleksibilitet til systemet (Smets et al. (2016)).

Inverter for hver streng

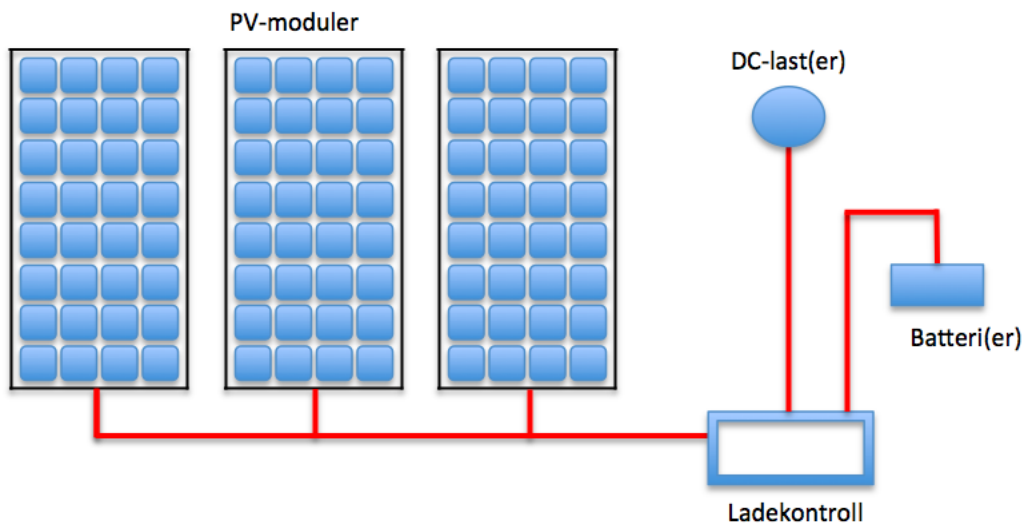
Denne konfigurasjonen brukes mest for lav til medium kraftproduksjon (Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013)). En strenginverter kan håndtere opp mot 30 kWp (Smets et al. (2016)). Her vil hver streng ha sin egen MPPT noe som gjør systemet mindre utsatt for delvis skygging enn et system med én sentral inverter.

Mikroinverter

Denne konfigurasjonen inneholder en inverter tilkoblet en eller to moduler og kan maksimalt håndtere noen hundre watt. Disse inverterene er ofte plassert svært nærme modulene. Grunnet deres enkle installasjon kan et PV-system med microinvertere bli bygget med lave investeringskostnader. Videre er systemet svært gunstig under delvis skygge ettersom hver inverter inneholder MPPT. I motsetning til systemer med én sentral inverter er dette systemet svært fleksibelt. Den totale effektiviteten til systemet er derimot lavere enn tidligere nevnte system. Prisen for mikroinverter-systemet er også den høyeste per kW (Smets et al. (2016)).

2.3.3 Systemer uten tilkobling til strømnettet

Ettersom solinnstrålingen varierer i løpet av døgnet, fra dag til dag og i sesonger vil et system som er off-grid ha behov for et lagringssystem. Det er flere forskjellige metoder som kan bli brukt for å lagre energi. For korte til middels lange perioder med lagring er det mest vanlige i dag å bruke batterier. Videre er det kun oppladbare batterier som er aktuelle for PV-systemer. Oppladbare batterier vil også være det lagringssystemet som er brukt i denne oppgaven.



Figur 2.8: Oversikt over komponentene i et off-grid system.

Systemer som er off-grid, som illustrert i *Figur 2.8*, vil ikke ha behov for invertere så lenge lagringssystemet ikke trenger dette og systemet ikke inneholder et internt AC-nett. Derimot vil det være nødvendig med en ladekontroller for å lade og utlade batteriene ved riktig strøm og spenning for å sikre lang levetid for batteriene. Videre vil ladekontrolleren koble vekk solcellene når batteriet er fullt for å hindre overlading. Den vil også koble forbruket vekk fra batteriet for å hindre overutladning. Noen ladekontrollere har også innebygget MPPT (Smets et al. (2016)).

Lastprofiler

Ved systemer uten tilknytning til strømmettet vil det være en begrensning for hvor mye last som kan tilknyttes systemet. For å analysere lastene er det mulig å bruke lastprofiler. En lastprofil beskriver effekt som funksjon av tid. Ved å se på forskjellige lastprofiler kan man estimere nødvendig størrelse på PV-anlegget og på lagringssystemet.

2.4 Analyse av mulige sprekkdannelser i moduler

For å analysere mulig sprekkdannelser ble kameraet PCO 1300 solar brukt. Dette kameraet registrerer lys ved bølgelengder mellom 850 og 1200 nm. Innenfor denne bølgelengden (sterkest signal ved 1150 nm) er det mulig å se rekombinasjon fra ledningsbåndet (E_C) til valensbåndet (E_V) for c-Si-celler (PVeducation (2017)). Ved en analyse blir det sendt strøm igjennom en modul og tatt et bilde av modulen. Dette skjer i mørke omgivelser. Mørke deler av bildet som blir tatt er inaktive områder. Et slikt bilde vil heretter bli kalt EL-bilde. Bildene ble analysert ved hjelp av programmet Camware versjon 2.19.

2.5 Bakgrunn for og beskrivelse av simuleringer

For å kunne optimalisere et solenergisystem er det gunstig å bruke simuleringverktøy. Disse verktøyene muliggjør evaluering av blant annet:

- Moduler
- Invertere
- Skygging
- Forventet produksjon

- Forventede tap

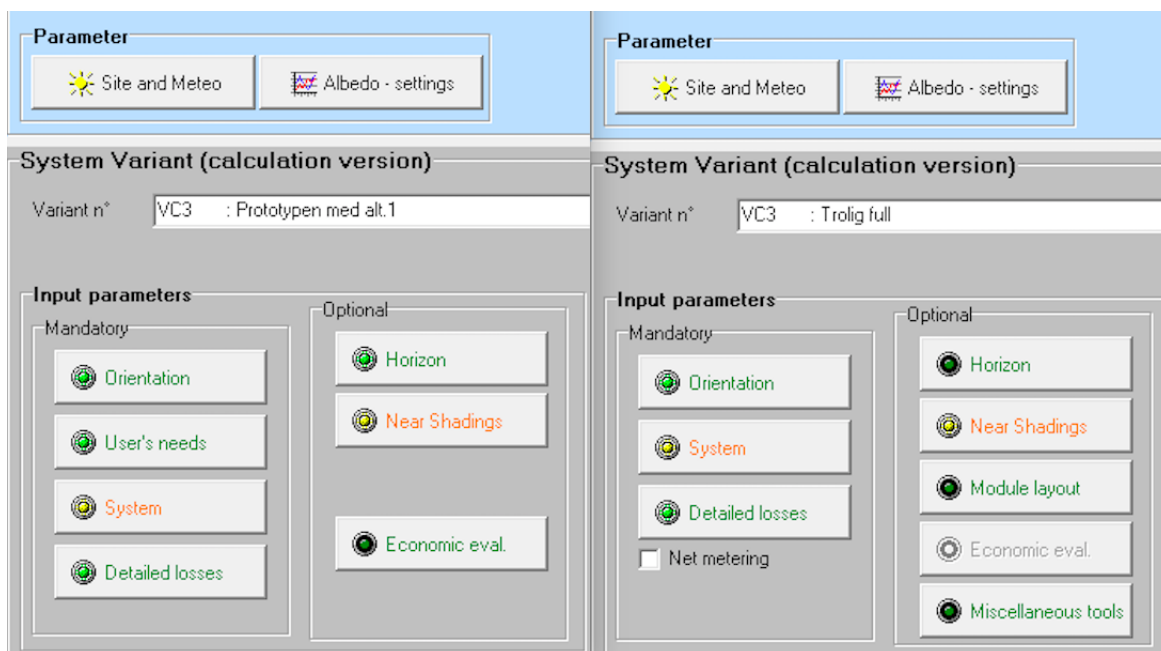
Sammensetningen av disse evalueringene muliggjør en optimalisering av et solenergisystem som helhet og kan være til hjelp i valg av komponenter. I denne oppgaven er simuleringsverktøyet PVsyst, versjon 6.5.3, brukt. Forklaringer rundt simuleringene er basert på dette verktøyet.

PVsyst er et simuleringsverktøy for å evaluere, optimalisere og simulere PV-systemer. Programmet er inndelt i analyse av nett-tilknyttede systemer, off-grid systemer, pumpekraft og PV-systemer tilkoblet DC-nett. I denne oppgaven er fokuset på off-grid systemer og på nett-tilknyttede systemer. Videre inkluderer programmet en stor database av meteorologiske data og komponenter til PV-systemer. For å forstå simuleringene og bakgrunnen for dem vil framgangsmåten i PVsyst bli beskrevet.

For både nett-tilknyttede systemer og off-grid systemer har PVsyst en inndeling av obligatoriske parametre og valgfrie parametre. Oppsettet for nett-tilknyttede og off-grid systemer vises i *Figur 2.9*. De obligatoriske parametrene er meteorologiske data, orientering, energi-behov(kun for off-grid systemer), system og detaljerte tap. De meteorologiske dataene kan enten legges inn manuelt fra egne kilder eller hentes fra en av kildene til PVsyst. De valgfrie parametrene er blant annet horisont, nær skygge og modulenes plassering(kun for nett-tilknyttede system).

2.5.1 Meteorologiske data

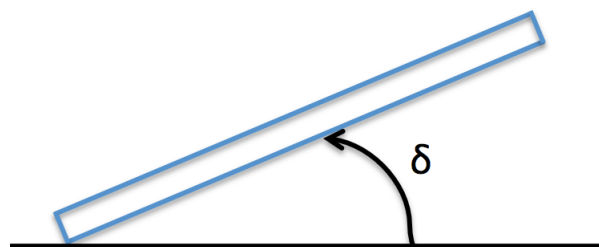
De meteorologiske dataene kan enten bli lagt inn manuelt eller hentes fra PVsyst sine tilgjengelige databaser. Etersom sistnevnte målinger sjeldent er på samme sted som PV-installasjonen må dette justeres for. Her tilbyr PVsyst bruken av to modeller: Perez-modell eller Hay's modell. Førstnevnte er satt som standard i PVsyst versjon 6. Dette grunnet bedre nøyaktighet i Perez-modellen sammenlignet med Hay's modell(Ineichen (2011)). Bruken av Perez-modellen trenger derimot detaljerte målinger av diffus innstråling for å fungere optimalt(PVsyst SA (2016)).



Figur 2.9: Skjermdump av oversikten over frivillig og obligatorisk informasjon som legges inn i PVsystem. Til venstre er oppsettet for off-grid-løsninger. Til høyre er oppsettet for systemer som er tilknyttet strømmettet.

2.5.2 Orientering

Ved valg av orientering er det mulig å velge mellom systemer som har en fast vinkel eller systemer som følger solens gang. Det er videre mulig å velge flere orienteringer for samme system. Orienteringen er basert på tilt og på azimuth-vinkel(kompassvinkel). I PVsystem defineres azimuth-vinkel med 0° som sør, -90° som øst og 90° som vest. Tilt er vinkelen mellom horisonten og modulen og illustreres i *Figur 2.10* som δ .



Figur 2.10: Illustrasjon av et solcellepanel med tilt δ .

I løpet av en dag mottar en modul svært varierende mengder sollys. Denne mengden er blant

annet avhengig av modulens tilt, der optimal tilt er når sollyset treffer normalt på modulen. Økende vinkel mellom sollyset og normalen fører til økende tap. Hoveddelen av dette tapet er fordi en mindre del av sollyset treffer modulens overflate. Denne effekten, som her kalles cosinus-effekten, har sterk påvirkning på produksjonen mellom faste systemer og systemer som følger solens gang (Biu et al. (2011)). Systemer som følger solens gang kan oppnå 30 - 40 % høyere årlig produksjon (Antony et al. (2007)). Dette er hovedsakelig grunnet cosinus-effekten (Biu et al. (2011)). Ved valg av faste systemer vil PVsyst korrigere for cosinus-effekten ved hjelp av modeller, enten fra Perez eller Hay. Disse modellene vil ikke bli gjennomgått i denne oppgaven, men for en gjennomgang av modellene anbefales lesningen av Ineichen (2011).

2.5.3 Systemet

Under systemdelen velges moduler, optimerere (optimizers) og invertere. Samt koblingen av moduler i serie og/eller parallell. Både moduler og invertere kan legges inn manuelt hvis de ikke er tilstede i databasen til PVsyst.

Ved ikke-ideelle sammensetninger, for eksempel upassende effektstørrelse for inverteren sammenlignet med PV-modulene, vil PVsyst gi feilmelding. Feilmeldingene er inndelt i to nivåer. Et nivå anbefaler endring, men tillater videre simulering. Dette er vist i *Figur 2.11* ved at PVsyst presiserer at inverteren som er valgt er litt for stor. Det andre nivået av feilmeldinger tillater ikke videre simulering før feilen er rettet opp.

2.5.4 Detaljerte tap

Under "Detaljerte tap" er det mulig å tilpasse tapskilder manuelt. Disse kildene er delt inn i ni grupperinger. Kun fire av disse kildene blir forklart i detalj i denne oppgaven ettersom de resterende kildene anses å ha lite eller ingen relevans for oppgavens fokus. Disse tapskilder vil bruke PVsyst sine standardinnstillinger under simuleringene.

The screenshot displays the 'Global System configuration' window in PVsyst. At the top, a 'Global system summary' table provides an overview of the system parameters:

Parameter	Value	Parameter	Value
Nb. of modules	14	Nominal PV Power	1.4 kWp
Module area	14 m ²	Maximum PV Power	1.3 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	1.5 kWac

The main configuration area is divided into several sections:

- Sub-array name and Orientation:** Name is 'PV Array', Orientation is 'Fixed Tilted Plane', Tilt is 23°, and Azimuth is 0°.
- Select the PV module:** A manual selection of 'Midsummer' 103 Wp 14V CIS 9 4 cell MidSummer Since 2011 is shown. The selected module is 'SolarEdge P350' (350 W, Since 2014). Sizing voltages are V_{mpp} (60°C) = 13.4 V and V_{oc} (-10°C) = 23.9 V. 'Use Optimizer' is checked.
- Select the inverter:** 'SolarEdge' 1.5 kW 350 - 350 V TL 50/60Hz StecaGrid 1500 Since 2012 is selected. Global Inverter's power is 1.5 kWac. 'Uses fractional inputs' is unchecked.
- Array Design for SolarEdge architecture:** Shows 'Optimizer input' with 7 optimizers in series (77% of inverter capacity) and 1 string in parallel. Plane irradiance is 1000 W/m². Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C is 1.3 kW. Array nom. Power (STC) is 1.4 kWp.

A warning message states: 'The inverter power is slightly oversized.' The bottom of the window includes 'System summary', 'Cancel', and 'OK' buttons.

Figur 2.11: Skjermdump av systembestemmelse i PVsyst. Bildet viser valg av moduler, optimizers og invertere. Her vises en manuelt innlagt modul fra MidSummer AB, optimizers fra Solaredge og inverter fra StecaGrid.

Termiske parametre

Under termiske parametre kan man velge mellom tre fremgangsmetoder. Spesifiserte U-verdier, standardiserte U-verdier utifra modulenes montering eller ved å spesifisere NOCT-verdier.

Ved manuelt valg av U-verdier deles varmetapet inn i to deler. En del er det konstante varmetapet. Den andre delen er et varmetap som er proporsjonalt med vindhastigheten. Det totale varmetapet er summen av disse to delene.

Det er videre mulig å velge blant tre standardiserte scenarier for U-verdier: Moduler som har fri luftsirkulasjon på framsiden og baksiden, delvis integrerte moduler med luftsjakt på baksiden eller integrerte moduler med isolert bakside.

Ved bruk av NOCT-verdier, som ofte er spesifisert av solcelleprodusenten (PVsyst (2017)), beregnes forventet temperaturstigning. Dette er evaluert under STC med et monteringsystem der

modulene er fullstendig ventilert(Boddaert and Chervet (2012)). Ettersom det ikke gis mulighet til å justere hvordan modulene er montert anbefaler ikke PVsyst å bruke denne metoden.

Tap grunnet avsetninger

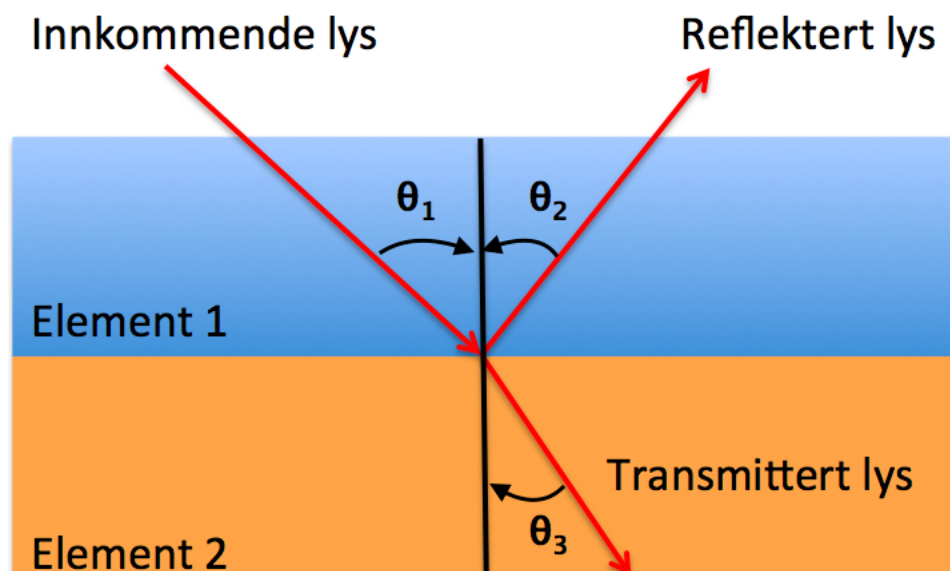
For installasjoner som står utendørs er det fare for avsetninger. Dette kan påvirke produksjonen fra PV-modulene. Ifølge Antony et al. (2007) vil rengjøring av moduler sjeldent være nødvendig ettersom regn rengjør godt nok i de fleste områder. Kun i tørre og støvete regioner vil rengjøring fra regn ikke være nok. For lav tilt anbefales bruk av rammeløse moduler for å hindre avsetninger (PVsyst SA (2016)). Skygging grunnet snø er ikke tatt med i PVsyst grunnet utfordringer med å definere hvor lenge snøen ligger på modulene.

IAM-tap

Som nevnt tidligere burde moduler ideelt sett alltid ha en tilt som gjør at sollyset treffer normalt på modulene. Dette er derimot utfordrende for solceller på tak ettersom vinkelen på taket allerede er satt.

Ved å bruke Fresnel sine regler for transmisjon og refleksjon for materialer med forskjellig brytningsindeks er det mulig å estimere andelen sollyset som blir transmittert(PVsyst SA (2016)). Det er kun den transmitterte delen som kan absorberes av solcellene. Som vist i *Figur 2.12* vil deler av innstrålt lys reflekteres. Andelen av sollyset som reflekteres er avhengig av vinkelen på innstrålingen og hvilket materiale som ligger utenpå solcellematerialet(Biu et al. (2011)).

Grunnet materialet som ligger utenpå PV-modulene, som nevnt i seksjon 2.3, vil kun deler av innstrålingen treffe selve solcellene. Dette fører til et tap som tas hensyn til under IAM-tap i simuleringene.



Figur 2.12: Illustrasjon av sollys som beveger seg igjennom luft (element 1) for deretter å bevege seg gjennom materialet som ligger utenpå solcellene. Figuren er inspirert av Smets et al. (2016).

Lys-metning (Light Soaking)

Ved CIGS (kobber, indium, gallium, selen)-moduler vil man kunne oppnå en effekt som heter lys-metning. Dette fører til en gradvis økning av effekten etter at modulene har vært utsatt for sollys i noen hundre timer (PVsyst SA (2016)).

Lys-metning er beskrevet av CIGS-produsentene Q-cells (Sharma (2012)) og Solar Frontier som avhengig av et buffer-lag. CIGS-celler er ofte bygget opp med en deponering av et absorberende CIGS-lag før et buffer-lag blir deponert utenpå. Buffer-laget er ofte et lag av typen CdS.

Lys-metningseffekten kommer av overgangen mellom CIGS-laget og buffer-laget. I denne overgangen blir det dannet en barriere for elektroner. Dette øker R_s . Ved belysning vil derimot elektroner etterhvert nøytraliserer denne barrieren, noe som minsker R_s . Dette fører til en økt effektivitet for cellene (Sharma (2012); Solar Frontier). Den økte effektiviteten kommer av at V_{MPP} blir høyere grunnet endringen i R_s . En høyere V_{MPP} fører videre til en økning i FF. Dette er i overensstemmelse med Ishii et al. (2014) som forklarer lysmetning ut ifra en økning av FF.

Ettersom Cd, som ofte er brukt i buffer-laget, har en negativ miljøpåvirkning har man prøvd å

erstatte dette i CIGS-solceller. Noen av strukturene uten Cd har en økende lys-metning-effekt, mens andre strukturer har en mindre effekt (Gostein and Dunn (2011)).

I PVsyst er det mulig å sette en standard lys-metnings-effekt. Effekten ligger ifølge PVsyst på 3-5 % økning i ytelse og standardverdien er satt til 3 %. Ytelsen kan derimot i noen tilfeller komme opp i 8 % (Ishii et al. (2014)).

2.5.5 Skygge

Skygge fra horisont

For å presist kalkulere forventet produksjon fra et solcelleanlegg må skygge fra horisont tas hensyn til. Skygge fra horisont er av PVsyst definert som en skygge som har en avstand fra PV-systemet som er mer enn 10 ganger størrelsen til PV-systemet. Andre elementer som skygger for systemet blir definert under nær skygge. I PVsyst blir evalueringen av horisontens skygge muliggjort enten med importerte horisont-profiler eller med punkter som legges inn i programmet manuelt. Hvert punkt må da inneholde azimuth-vinkel og høyde-vinkel til horisonten.

I denne oppgaven er et program med navn Theodolite brukt til å beregne horisont. I Theodolite blir azimuth-vinkel og høyde-vinkel notert, som vist i *Figur 2.13*. Disse punktene kan dermed bli lagt inn i PVsyst. Med disse punktene kan PVsyst beregne hvordan skyggen fra horisonten påvirker PV-installasjonen.

Nær skygge

For å simulere tap fra nær skygge konstrueres en 3D-modell av PV-systemet og området rundt. Her legges alle skyggende elementer inn som ikke betegnes som skygge fra horisont. PV-systemet legges også inn her slik at det er mulig å bestemme den nøyaktige plasseringen til systemet (og hver enkelt modul) i 3D-modellen. Videre er det også mulig å simulere solens gang basert på



Figur 2.13: Skjermdump fra bruk av programmet Theodolite. Her vises plasseringen av markøren på horisonten. Dette punktet har høyde-vinkel på 3.5° og azimuth-vinkel på 224° (dette tilsvarer en azimuth-vinkel i PVsyst på 44°).

dato for å se hvordan hvert enkelt skygge-element påvirker selve PV-systemet til forskjellige tider.

2.5.6 Simuleringer og resultater

Etter å ha fullført tidligere nevnte steg kjøres simuleringer. Der går PVsyst igjennom alle elementene som er lagt inn i programmet. Etter en slik simulering produserer PVsyst en fullstendig rapport. Den inneholder beskrivelse av systemet som er valgt og hvilke forutsetninger som ligger bak resultatene. Videre blir det presentert forventet produksjon for hver enkelt måned og for året som helhet. Til sist kommer den viktigste oversikten for optimering av systemet: Oversikten over de forskjellige tapskildene og deres prosentvise størrelse.

Tapoversikten tar utgangspunkt i solinnstrålingen på en horisontal flate. Deretter går rapporten steg for steg gjennom de forskjellige tapskildene etter når i prosessen tapene forekommer. Hvert tap, gitt i %, er kalkulert utifra verdien ovenfor.

De fullstendige rapportene fra simuleringene blir ikke lagt ved denne oppgaven. Hver rapport er på 5-6 sider, med to rapporter per teknologi (prototype og potensial) blir det i overkant av 30 sider vedlegg. Dette anses som for omfattende å legge ved denne oppgaven. Det vil derimot bli lagt ved deler av rapportene (Vedlegg A, B og C).

2.5.7 Tillegg ved valg av off-grid systemer

For løsninger som ikke er tilknyttet nettet må forholdet mellom produksjon og forbruk tas hensyn til. Dette kan gjøres med forskjellige lagringssystemer. I PVsyst lages en lastprofil (definert effekt til en hver tid på døgnet) før PV-moduler, optimizers og lagringssystemer velges. For off-grid systemer velges også antall dager systemet skal klare seg uten produksjon fra PV-modulene. Hvis batterier er valgt lagringssystem legges også akseptert utladningsdypde inn i systemet.

I databasen til PVsyst er det mulig å legge inn lagringssystem manuelt eller velge blant systemer som ligger i PVsyst sin database. Per dags dato er det kun mulig å velge mellom forskjellige bly-syre-batterier eller nikkel-kadmium-batterier under lagringssystemer.

2.6 Fokus for oppgaven

Denne oppgaven fokuserer på energisystemet til et soltelt som skal bygges i Glava, Sverige. Systemet skal evalueres, optimaliseres og simuleres. Evalueringer fra simuleringene vil bli brukt som basis for en prototype som bygges i Glava. Videre blir også potensialet for forskjellige solcelleteknologier simuleres.

3. Resultat og diskusjon

3.1 Teltet

Ved valg av telt var det ønskelig med et standardisert telt. Det ble derfor inngått et samarbeid med selskapet Hallbyggarna-Jonsereds AB om et standardisert telt fra deres sortement. Teltet har en grunnflate på 9.9 m x 10 m. Veggene til teltet er 3 m høye og takets høyeste punkt er på 5.09 m. Teltets tak er kurvet og strukturen vises i *Figur 3.1*.

Støttestrukturen til teltet er inndelt i fire deler. En vegg på hver side og to støttestrukturer mellom veggene til å holde taket/duken oppe. Støttestrukturen gav inndelingen av systemet i tre deler naturlig, ettersom også duken lett kan deles i tre deler.



Figur 3.1: Bilde av teltets struktur.

Teltet som det er tatt utgangspunkt i ble plassert på Glava Energy Center(GEC) sitt område i Glava, Sverige. Taket ble plassert i en sør/nord-orientering slik at solcellene kunne rettes mot sør. Det er mulig å endre teltets orientering senere etter behov. Det sør-vendte teltet, kalt prototypen, var utgangspunktet for simuleringene. Videre ble det simulert et potensielt system der teltets tak har en øst/vest-orientering. Dette for å dekke hele taket med solceller. Dette systemet vil få mer og lengre innstråling ved morgen og kveld sammenlignet med prototypen.

3.1.1 Beskrivelse av duken

Avhengig av størrelse, forventede kraftretninger, forventet last og ønsket levetid kan laminerte duker ha forskjellig utforming(Hernes et al. (2016)). I tillegg til duken vil det være solceller med en toppfilm på toppen av duken.

For prototypen ble det testet forskjellige typer duker for de forskjellige solcelleteknologiene som ble brukt. Festing av solceller ble gjort med dobbeltsidig teip fra 3M. Det er tidligere gjort tester av slik festeanordning med tilfredstillende resultater(Hernes et al. (2016)). Toppfilmen ble deretter laminert på toppen av solcellene.

Kablingene i et av solcellesystemene ble gjort ved hjelp av strømledende teip. Grunnet forskjellig termisk ekspansjon og kontraksjon for kabler og duk var det ønskelig med en slik løsning ettersom teipen kan følge dukens ekspansjon/kontraksjon. Et slikt oppsett er også tidligere blitt gjort av Tarpon Solar med tilfredstillende resultater(Tarpon Solar ved Marius Borg-Heggdal , personlig kommunikasjon, Mai 2017). For de andre to systemene ble kablingen lagt på innsiden av duken.

Duk i tre deler

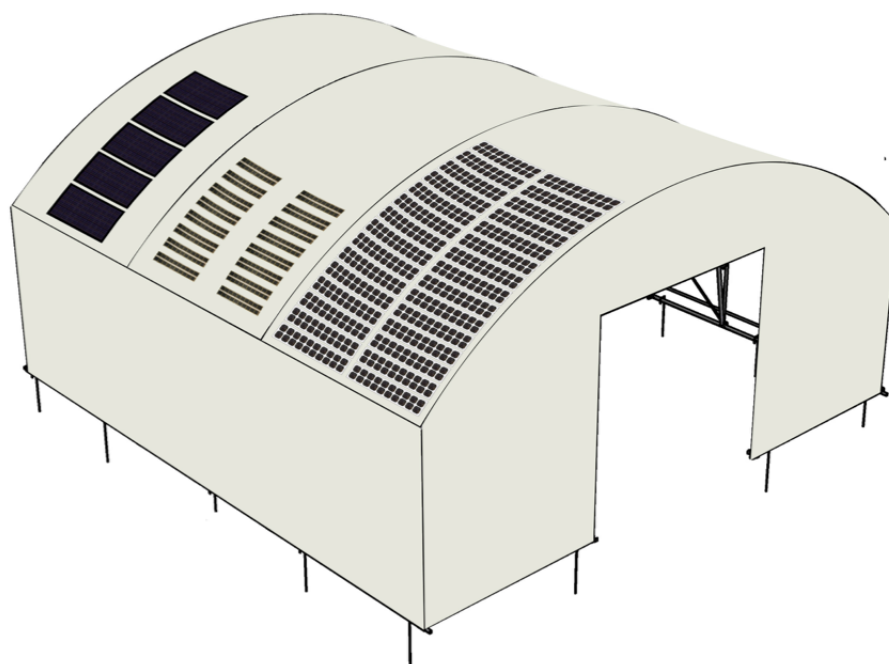
Grunnet et ønske om å se på forskjellige teknologier ble det konstruert tre forskjellige duker, en til hver teknologi. Det ble deretter skjært tre hull i den opprinnelige teltduken. Dukene ble koblet sammen med den opprinnelige teltduken med glidelås og borrelås. Dette for at dukene

i framtiden skal kunne bli byttet ut. Utskiftbarheten gjør det også lettere å kunne analysere degradering og generelle endringer for de forskjellige systemene. All kraftelektronikk ble koblet på innsiden av teltet.

For å se på forskjellige solcelleteknologier ble det opprettet samarbeid med tre solcelleprodusenter:

- Infinity PV innenfor organiske solceller
- Midsummer innenfor CIGS-solceller
- GEC/Swemodul innenfor tynne c-Si-moduler

Disse tre systemene ble satt sammen til prototypen i Glava, Sverige som illustreres i *Figur 3.2*. Hvert av systemene vil bli detaljert forklart hver for seg. I tillegg vil også potensialet til hver solcelleteknologi bli beskrevet og simulert.



Figur 3.2: Illustrasjon av prototypen som ble planlagt bygget i Glava, Sverige. Her er det illustrert med c-Si-moduler til venstre, organiske moduler i midten og CIGS-moduler til høyre. Figuren er brukt med tillatelse fra Marianne Hernes fra Tarpon Solar.

3.2 Orientering rundt systemvalg

Systemvalg og valg av kraftelektronikk ble på et tidlig tidspunkt evaluert, optimalisert og deretter simulert. Senere ble det derimot uttrykt et ønske om muligheter for utskifting av solcelleteknologier. Ved et slikt skifte var det ønskelig å kunne beholde samme kraftelektronikk. Dette ble ikke imøtesett med den simulerte kraftelektronikken. Derfor ble det inngått et samarbeid med Ferroamp Elektronik AB(Ferroamp) vedrørende prototypen. Systemet som ble konstruert i samarbeid med Ferroamp ble ikke simulert grunnet begrensninger i PVsyst(som beskrives i seksjon 3.8). I seksjon 3.3 til og med 3.7 beskrives det simulerte systemet i detalj.

3.3 Orientering rundt simuleringer

For hver teknologi ble det gjort simuleringer. Både prototypen og tellets potensial for hver av de tre forskjellige teknologiene ble simulert. Dermed presenteres det seks simuleringer totalt: Den organiske delen av prototypen, det organiske systemets potensial, CIGS-delen av prototypen, CIGS-systemet sitt potensial, c-Si-delen av prototypen og c-Si-systemets potensial.

For hver av simuleringene ble det en del feilkilder. Noen av disse var felles for alle tre teknologier og er presentert i *tabell 3.1*. Tabellen viser en oversikt over feilkildene og hvilken kategori de faller inn under. Usikkerheten er knyttet til målingene. Altså hvor stor usikkerhet det er knyttet til f.eks beregninger av skyggens påvirkning.

Tabell 3.1: Felles feilkilder		
Feilkilde	Påvirkningsgrad	Usikkerhet
Albedo	Lite viktig	Liten usikkerhet
Ohmske tap	Lite viktig	Liten usikkerhet
Skygge	Lite viktig	Liten usikkerhet
Vær-data	Viktig	Stor usikkerhet
IAM-tap	Svært viktig	Stor usikkerhet

I simuleringene ble det satt albedo lik 0.2 for hele året. Dette er standard i PVsyst. Selv om albedo-verdien kan endres mye iløpet av året (blant annet ved snødekt bakke) viser tester fra Rør (2016) at endringer i albedo-verdier i PVsyst har liten innvirkning på simuleringensresultatene.

Grunnet korte avstander fra modul til modul og fra moduler til kraftelektronikk ble ohmske tap antatt små. Som vist i de forskjellige tapsoversiktene (*Figur 3.3, Figur 3.4 og Figur 3.5*) ble dette tapet forventet å være kun 0.7 % til 2 %. Det var derimot usikkerhet knyttet til denne verdien for det organiske systemet grunnet bruken av elektrisk ledende teip. Grunnet korte avstander ble allikevel dette tapet antatt å være lavt.

Tap fra nær skygge og horisont kan potensielt påvirke energiproduksjonen i stor grad. I disse simuleringene ble tap fra horisont kun estimert fra 1.5 % til 1.7 % og tapet fra nær skygge var så lite at det ikke registreres. Videre er det i tegning av nær skygge og beregning av horisont flere mulige feilkilder. Elementer i nær skygge ble oppmålt manuelt og avlesningen av horisonten i programmet Theodolite kan være unøyaktig. Samtidig har disse to tapene lite å si for den totale energiproduksjonen.

De meteorologiske dataene ble hentet fra Meteororm sin database(versjon 7.1). Den værstasjonen i databasen som er nærmest Glava er i Karlstad, med en luftavstand på 50 km. Denne avstanden gir en feilkilde i dataene. Det ble brukt Perez-modellen for å transponere dataene til Glava. For størst mulig nøyaktighet burde derimot væredataene blitt lagt inn fra målere ved teltet. Størrelsen på denne feilkilden var vanskelig å estimere.

Grunnet teltets kurve var det ønskelig å velge buede solceller og flere forskjellige tilt i simuleringene. Ettersom dette ikke var mulig i PVsyst var usikkerheten til IAM-tapet stort. Dette tapet var sterkt tilstede for alle systemene i prototypen, men var av forskjellig størrelse og påvirkning. Derfor vil detaljene rundt dette bli beskrevet og analysert nærmere under de forskjellige solcelleteknologiene.

For alle systemene(i prototypen og for teltets potensial) var det ønskelig med nett-tilknyttede systemer. Grunnet den lave effekten fra de organiske solcellene på prototypen var det dessverre ikke mulig i PVsyst. Dette fordi det ikke var mulig å koble moduler til svært overdimensjonerte

invertere. Ettersom effekten for det organiske systemet på prototypen var lav og spenningen høy fantes det ingen mulige kombinasjoner. Videre var det ikke mulig å koble flere forskjellige system på samme inverter. I PVsyst var det som nevnt i seksjon 2.4.3 ikke mulig å gå videre til simulering med visse typer feilmeldinger. Dette gjorde det nødvendig å simulere et off-grid system for det organiske systemet på prototypen.

For alle modulene som ble brukt i denne oppgaven ble det brukt lik festeanordning av moduler til duk. Derfor ble det også for alle simuleringer valgt like verdier for U-verdier. Det ble her valgt å simulere med standardiserte U-verdier definert etter scenarioet "integreerte moduler med isolert bakside".

3.4 Organiske solceller

I *Tabell 3.2* er hovedparametrene for de organiske modulene beskrevet. Tallene er oppgitt av produsenten. Utifra *Tabell 3.2* og ved bruk av *formel 2.3* finner vi at $FF = 0.59$. Modulene inneholder ingen bypass-dioder.

De organiske modulene takler ifølge produsenten høye temperaturer godt. Bedre enn andre solcelle-moduler, som blant annet CIGS og c-Si. I følge produsenten produserer modulene best ved temperaturer på 65°C (Infinity PV ved Markus Hösel, epostkorrespondanse, 12 april 2017).

En modul er 1 m lang og 0.3 m bred og i hver modul er det 208 celler i serie. I prototypen ble det simulert med 16 organiske moduler fra Infinity PV. Alle modulene ble koblet sammen i parallell.

Tabell 3.2: Hovedparametre for organiske solceller			
	Spenning	Strøm	Effekt
V_{OC}/I_{SC}	149.5 V	74.40 mA	-
MPP	112.1 V	58.50 mA	6.558 W

Ved manuell innlegging av de organiske modulene (presentert i *tabell 3.2*) i PVsyst oppstod noen utfordringer. Dette fordi PVsyst ikke aksepterer strømmer lavere enn 0.1 A. Dermed var det nødvendig å sette $I_{MPP} = 0.1$ A, oppjustere I_{SC} og nedjustere både V_{MPP} og V_{OC} . Dette medfører

større ohmske tap i simuleringene enn det som er de faktiske forhold. Dette vil bli mer detaljert forklart i seksjon 3.4.5.

3.4.1 Beskrivelse av systemvalg for prototypen

Det var i utgangspunktet ønskelig å ha optimizers i systemet grunnet modulenes forskjellige tilt. Dette var ikke mulig grunnet den høye spenningen og lave effekten. Det var videre ønskelig å ha nett-tilknyttede system for de forskjellige solcelleteknologiene, men ettersom de organiske solcellene hadde svært redusert effekt til sammenligning med CIGS og c-Si var heller ikke dette mulig.

For å holde spenningen på lavest mulig nivå ble simuleringen gjort med alle modulene koblet sammen i parallell. Dette gav systemet en spenning og strøm ved MPP på henholdsvis 112.1 V og 0.94 A. Ved MPP vil systemet avgi en effekt på 106 W.

Modulene ble simulert oppkoblet til ladekontrolleren Tracer 1215BN som har maksimal akseptert spenning inn på 150 V. Maksimal effekt ladekontrollen kan håndtere er 130 W. Ladekontrollen ble anbefalt brukt av solcelleprodusenten Infinity PV og var en av få komponenter som ble akseptert i PVsyst grunnet den høye spenningen og lave strømmen til modulene. Ladekontrollen ble i simuleringen koblet opp mot to bly-syre batterier. Disse batteriene ble prøvd tilpasset et lagringssystem som tilbys av Ferroamp. Ettersom batteriene fra Ferroamp var li-ione batterier istedenfor bly-syre batterier ble parametrene i PVsyst tilpasset så mye som mulig. Den totale energikapasiteten til batteriene i simuleringene var på 7,1 kWh.

Det var ønskelig å bruke Ferroamp sine spesifikasjoner for deres batteri i simuleringene. Dessverre var det ikke mulig å simulere med li-ione-batterier i PVsyst. Dermed var det nødvendig å velge bly-syre-batterier. Noen av parametrene for batteriene kunne derimot forandres og ble prøvd tilpasset til Ferroamp sitt li-ione-batteri.

Av lastprofil ble det sett på LED-belysning på totalt 40 W. Denne lasten ble antatt drevet åtte timer til dagen hele året rundt. Dette for å se på mulighetene for å drive full belysning av pro-

totypen hele året rundt. Denne belysningen gir 3600 lumen totalt, noe som tilsvarer 36 lux. En slik belysning i prototypen tilsvarer en tredjedel av lyset som trengs hvis man skal kunne ha "arbeidsområde der visuelle oppgaver av og til skal gjennomføres" (National Optical Astronomy Observatory).

3.4.2 utfordringer ved valg av en off-grid løsning

Grunnet behovet for likt forbruk og produksjon var off-grid-løsninger utfordrende. Uten strømmettet å støtte seg på var spesielt sesongvariasjoner vanskelig å kompensere for. De to største utfordringene var å komponere lastene og størrelsen på energilagringen.

Som nevnt tidligere var energikapasiteten satt til 7,1 kWh. Dette ble koblet opp mot et solcellesystem på 105 Wp. Som nevnt i Antony et al. (2007) krever sesonglagring av solenergi en "latterlig stor batteri-bank". Selv med en slik sammensetning, med batteribank på 7.1 kWh, viser simuleringene at noe energi går tapt grunnet fullt batteri. På andre tider av året er batteriet tomt og systemet klarer ikke å levere energi til lastene.

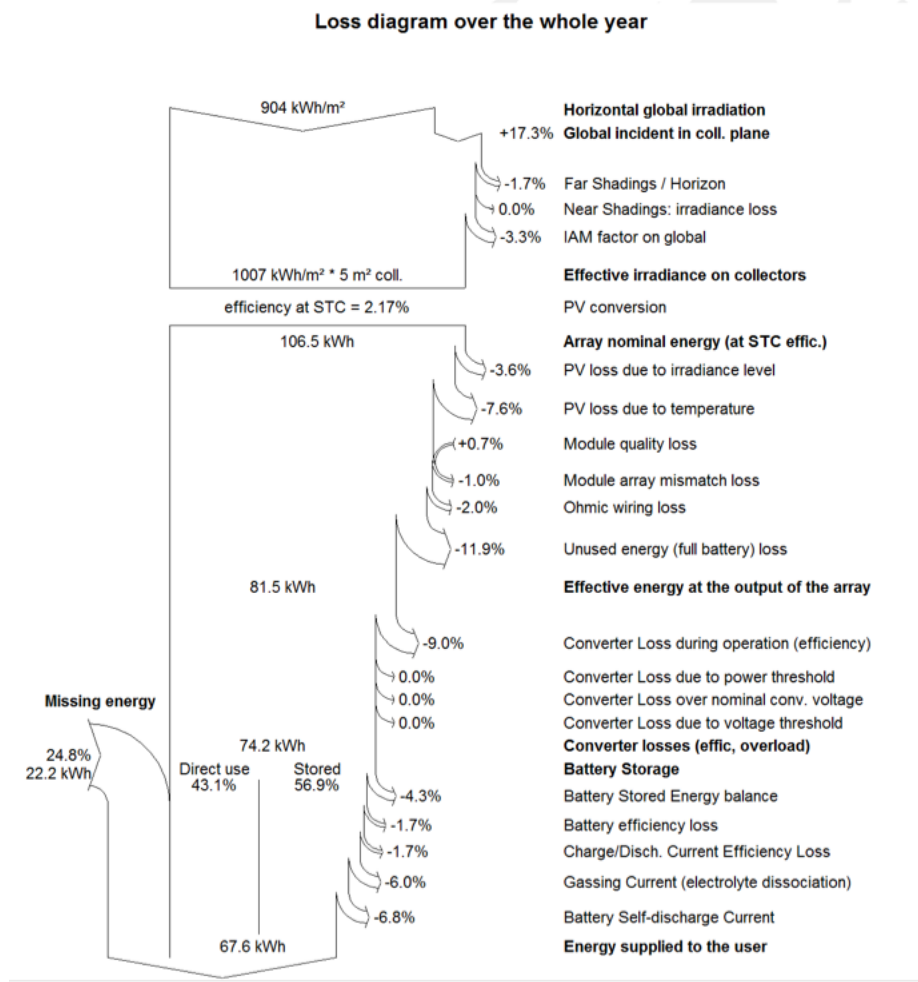
3.4.3 Simuleringer

Simuleringer av prototype

Fra simuleringen av 16 organiske moduler fra Infinity PV ble det en forventet årlig produksjon på 92.5 kWh. Av dette gikk 11.0 kWh tapt grunnet kombinasjonen fullt batteri og for liten last.

Uten tap mellom solcellene og levert strøm ville anlegget produsert 112 kWh/år. Med diverse tap, som vist i *Figur 3.3*, ble den tilgjengelige energien 67.6 kWh/år. Forholdet mellom disse to er definert som ytelses-forholdet (PR). Dette systemet har dermed en PR = 60.3 %.

Av de største tapene er det verdt å merke seg at systemet ikke leverer nok energi, tap grunnet



Figur 3.3: Tapoversikt fra simulering. Simuleringen var av 16 organiske moduler fra Infinity PV på prototypen i Glava, Sverige. For full oversikt over hva de forskjellige tapene innebærer anbefales PVsyst SA (2016).

temperatur, tap grunnet fullt batteri og tap fra ladekontrollen.

De termiske tapene er blant de mer usikre. Ettersom det ikke var mulig å spesifisere organiske solceller i PVsyst ble modulene betegnet som "ikke spesifisert". Grunnet manglene data fra produsent var det heller ikke mulig å legge inn spesifiserte termiske data for modulene. Ifølge produsenten opererer derimot modulene best ved temperaturer rundt 65 °C.

Med et årlig energibehov på 89.8 kWh, et lagringssystem på 7.1 kWh og en energiproduksjon fra solcellene på 92.5 kWh blir kun 67.6 kWh brukt. Som vist i *Figur 3.3* mangler 24.8 % av energibehovet.

Simulering av teoretisk potensial

Det potensielle systemet ble inndelt i seks seksjoner. Tre seksjoner ble vendt mot øst, tre seksjoner ble vendt mot vest. På hver side av teltet ble det simulert med tilt på henholdsvis 7, 23 og 38 grader. Antall moduler ble simulert etter ønske om så stor installert effekt som mulig. Det ble 36 moduler i hver seksjon, 216 moduler totalt. Dette gav en total installert effekt på 1428 W. Ettersom dette systemet nådde såpass høy total effekt var det mulig å simulere systemet som nett-tilknyttet i PVsyst, noe som også ble gjort.

Det var ønskelig å ha flere enn tre tilt på hver side av taket. Dette for å få en mest mulig korrekt bue på systemet, slik det er på teltets tak. Ettersom moduler med forskjellig tilt ikke kan kobles på samme inverter i PVsyst var ikke dette mulig. Med flere tilt ville systemets effekt for hver tilt blitt for lav for inverterene i PVsyst. Dermed ble det valgt færre tilt enn ønsket for å ha muligheten til å koble systemene på strømmettet.

Hver seksjon i systemet ble tilkoblet en inverter og hver seksjon har en installert effekt på 238 W. Inverterene kan maksimalt håndtere 320 W. Spenningsnivåene inverteren håndterer er 42 - 80 V, mens hver seksjon av organiske moduler har en spenning på 56 V ved STC.

I *Tabell 3.3* er noen av hovedtallene fra januar, mai, juni, juli, november og desember vist. Dette for å illustrere forskjellen fra høyest til lavest produksjon på en månedlig basis. Det er åpenbart store sesongvariasjoner, men det er også verdt å merke seg forskjellen i PR.

Simuleringene fra det teoretiske potensialet til de organiske solcellene viser en forventet årlig produksjon på 916 kWh. PR for systemet ble på 72.82 %. Ytelses-forholdet PR, som sier noe om hvor godt systemet fungerer, viser en tydelig forskjell mellom de solrike månedene og de solfattige. Videre er det interessant å se at de to månedene med høyest PR faktisk er April (PR = 0.771) og Mars (PR = 0.766).

	Innstråling moduler	Produksjon fra modulene	Energi levert på nettet	PR
November	8.5 kWh/m ²	9.9 kWh	6.0 kWh	0.433
Desember	4.1 kWh/m ²	4.4 kWh	2.2 kWh	0.289
Januar	7.9 kWh/m ²	9.3 kWh	5.6 kWh	0.436
Mai	135.3 kWh/m ²	172.0 kWh	152.5 kWh	0.752
Juni	149.1 kWh/m ²	186.3 kWh	165.7 kWh	0.741
Juli	140.4 kWh/m ²	172.5 kWh	152.6 kWh	0.725

På tapsiden er inverter-tap og temperaturtap de mest fremtredende med henholdsvis 12.7 % og 5.8 %. Inverteren som er brukt har en maksimal effektivitet på 92.4 %, noe som forklarer deler av tapet på 12.7%. Temperaturtapet er, som nevnt tidligere, trolig i overkant stort utifra samtaler med modul-produsenten. De organiske modulene har til forskjell fra andre solcellemoduler en positiv temperaturkoeffisient. Videre fungerer modulene best ved 65 °C. Derfor vil modulene også trolig ha høyere PR en det som er simulert i de varmeste månedene.

3.4.4 Evaluering av foreslått system til prototypen

Det organiske systemet til prototypen kan deles i tre: Modulene, kraftelektronikken og lagringssystemet.

De organiske modulene er svært fleksible og slitesterke. Videre veier modulene svært lite. Dette gjør modulene svært lette å håndtere ved transport, ved festing av solcellene til duken og ved montering av teltet. På den negative siden leverer de liten effekt. Dermed kreves det større område med solceller for å dekke et visst behov sammenlignet med de andre to solcelle-teknologiene som evalueres her (CIGS og c-Si).

Kraftelektronikken til solcellene har vært utfordrende å få optimalisert grunnet modulenes ukon-

vensjonelle spesifikasjoner. Det var i utgangspunktet ønskelig å koble systemet til strømmettet, men det ble tidlig sett bort ifra. Dette fordi alle nett-tilkoblede invertere var sterkt overdimensjonert (ifølge PVsyst). Under slike forutsetninger tillater ikke PVsyst simuleringer. Grunnet disse utfordringene ble det fokusert på ladekontrollere som kunne ta imot den høye spenningen og passet effektnivået. Dermed ble ladekontrollen TracerBN1215 valgt etter anbefalinger fra solcelleprodusenten Infinity PV.

Lagringssystemet som ble valgt tok utgangspunkt i et system fra Ferroamp AB. Et slikt lagringssystem, li-ione-batteri på 7.2 kWh, ble prøvd kopiert i PVsyst. Ettersom PVsyst ikke muliggjør simuleringer med li-ione-batterier ble simuleringene prøvd tilpasset. Dette resulterte i to bly-syre-batterier med en samlet energikapasitet på 7.1 kWh. Parametrene til disse batteriene ble tilpasset li-ione-batteriet til Ferroamp. Det simulerte lagringssystemet var langt fra ideelt ettersom nesten 25 % av energibehovet mangler. Samtidig viser dette systemet tydelig utfordringene med off-grid-løsninger som prøver å kompensere for store sesongvariasjoner.

3.4.5 Begrensninger og usikkerheter

Feilkilder

Av feilkilder er det forsøkt inkludert de største og de med størst usikkerhet. Videre er det inkludert noen feilkilder som i disse systemene er antatt små, men som ofte inkluderes i slike analyser. I *tabell 3.4* er en oversikt over feilkildene og hvilken kategori de faller inn under. Usikkerheten er knyttet til hvor presise beregningene er.

Tabell 3.4: Feilkilder for det organisk systemet		
Feilkilde	Påvirkningsgrad	Usikkerhet
Toppfilm	Lite viktig	Stor usikkerhet
Spesifikasjoner	Lite viktig	Medium usikkerhet
Degradering	Viktig	Stor usikkerhet
Temperatur	Svært viktig	Medium usikkerhet

Som nevnt i seksjon 2.5.4 vil en toppfilm påvirke mengden sollys som når selve solcellene. Ved produksjon av solcellene vil Infinity PV legge på en toppfilm, mens det etter montering på duk vil lamineres på en ny toppfilm. Disse to toppfilmene har ikke blitt testet sammen før og det er usikkerhet rundt de optiske egenskapene til disse lagene.

Ved manuell innleggelse av moduler i PVsyst ble det lagt begrensinger på spesifikasjonene. Dette førte til en tilpasning av modulen etter PVsyst sine definisjoner. Forholdet mellom strøm og spenning ble ikke akseptert. Dermed ble strømmen satt høyere og spenningen lavere for å få tillatelse fra PVsyst til å fortsette. En slik endring fører til høyere ohmske tap i simuleringene sammenlignet med faktiske forhold (ettersom strømmen er lavere enn det er blitt simulert med).

Ettersom de organiske solcellene er et relativt nytt produkt er det usikkerhet rundt levetiden og degraderingen til disse solcellene. Solcellene er svært fleksible og robuste, men det er ikke blitt oppgitt noe informasjon rundt forventet degradering av solcellene. Dette gjør det vanskelig å beregne denne feilkilden.

Grunnet begrensinger i PVsyst (som nevnes senere) var det kun mulig å ha en tilt på hele systemet til prototypen. Dette fører til grove feil i simuleringene. Gjennomsnittlig tilt ligger på 23 grader mens faktiske tilt ligger mellom 0 grader og i overkant av 40 grader. I teltets potensial ble derimot denne feilkilden kraftig redusert grunnet simulering med tre forskjellige tilt. Feilkildene i tilt fører dermed til stor usikkerhet rundt IAM-tapene som blir presentert i *Figur 3.3*.

Sammen med IAM-tapet, stor usikkerhet rundt de meteorologiske dataene og fare for degradering er temperatur blant de største feilkildene. Etter informasjon fra produsenten skal de organiske solcellene tåle høye temperaturer svært godt. I *Figur 3.3* vises derimot et temperaturtap på 7.6 %. For det organiske systemets potensial viser simuleringresultatene et temperaturtap på 5.8 %.

Begrensninger i PVsyst

Simuleringer i PVsyst er hovedsakelig beregnet på c-Si solceller, ikke organiske solceller. Det er videre ikke mulig å simulere med buede solceller. Ettersom prototypen som ble simulert

inneholdt begge disse faktorene i tillegg til å være av en liten skala bød det på en del utfordringer i simuleringsarbeidet. Videre utfordringer oppstod ved innlegging av de organiske modulene ettersom verdiene for strømmen ikke ble akseptert.

Ettersom det ikke var mulig å bruke buede solceller var det ønskelig å ha så mange tilt som mulig for å simulere den faktiske buen. Dette var dessverre ikke mulig ettersom det var en maksimal grense på åtte tilt. Videre var det ikke mulig å koble flere tilt på samme kraftelektronikk noe som var svært begrensende. Dermed var det kun mulig med en tilt for prototypen og tre tilt på hver side av taket for simuleringen av det organiske systemet sitt potensial.

3.5 CIGS-solceller

I *Tabell 3.5* er hovedparametrene for CIGS-modulene beskrevet. Utifra *Tabell 3.5* og ved bruk av *formel 2.3* finner vi at $FF = 0.63$. Tallene fra tabellen er oppgitt av produsenten.

Valg av moduler fra Midsummer AB var svært fleksibelt. For denne prototypen ble det derfor optimalisert en modul utifra ønsket størrelse. I prototypen ble det derfor ni celler i bredden og fire celler i høyden. Hver modul inneholder en bypassdiode per celle noe som gjør modulene svært gunstige i skyggede områder.

	Spenning	Strøm	Effekt
V_{OC}/I_{SC}	21.5 V	7.62 A	-
MPP	16.5 V	6.22 A	103 W

En modul er 1.45 m lang og 0.67 m bred og i hver modul er det 36 celler i serie. I prototypen ble det brukt 14 moduler fra Midsummer AB. Alle modulene ble i prototypen koblet sammen i serie.

3.5.1 Beskrivelse av systemvalg for prototypen

Systemet består av 14 moduler koblet sammen i serie. Dette gir en total V_{MPP} på 231 V og en I_{MPP} på 6.22 A. Ved MPP vil systemet potensielt kunne avgi en effekt på 1439 W. Modulene ble koblet sammen på baksiden av duken.

For å minimere IAM-tap ble det brukt optimizers og det er to moduler koblet til hver optimizer. Hver optimizer har en nominell effekt på 350 W. Effekten fra to moduler ved STC er på 206 W. Ettersom det er to moduler i bredden på teltet og syv i høyden inneholder systemet syv optimizers. Systemet med moduler og optimizers ble videre koblet til en nett-tilkoblet strenginverter fra Steca.

Det ble valgt optimizers fra Solaredge grunnet svært gunstige spenningsnivåer. Deres optimizers har MPPT fra 8-60 V (se vedlegg E for datablad). En slik spenningsbredde ble ikke funnet hos noen andre konkurrenter under evaluering av optimizers.

Mellom optimizers og inverter er det et overvåkningssystem fra Solaredge slik at systemet kan analyseres og overvåkes. Dette gjør det mulig å se data fra hver enkelt optimizer.

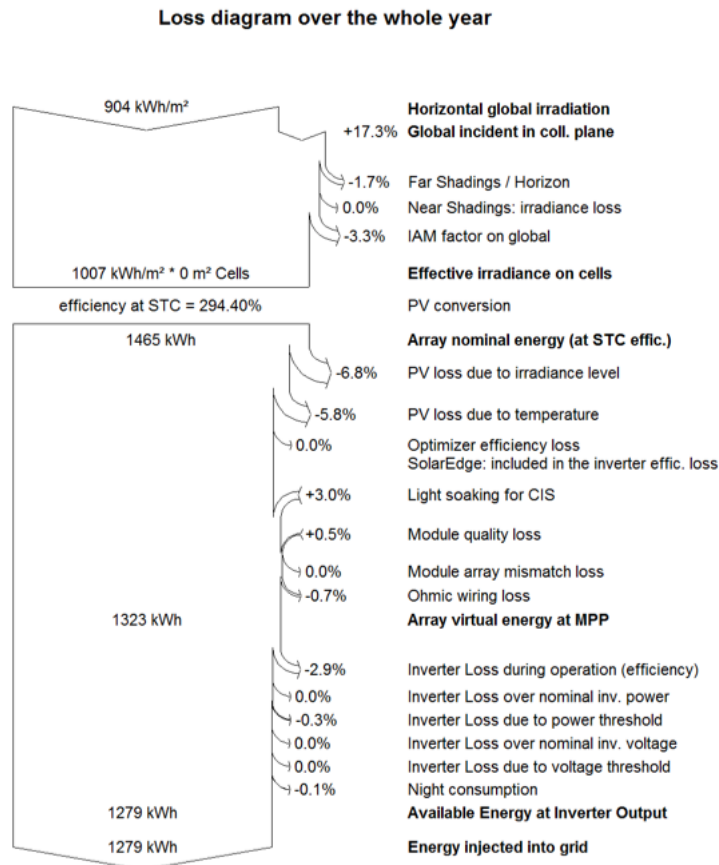
Ettersom systemet avgir en effekt på 1439 W ved MPP var det ønskelig med en inverter rundt 1500 W. Det ble testet flere forskjellige invertere i PVsyst og to invertere skilte seg tydelig ut når det kom til lavt tap under produksjon. Av disse to ble StecaGrid 1500 valgt grunnet bedre spenningsbredde enn konkurrenten.

3.5.2 Simuleringer

Simulering av prototypen

Fra simuleringen av 14 CIGS-moduler fra Midsummer AB er det en forventet årlig produksjon på 1323 kWh. Av dette mates 1279 kWh inn på strømmettet, noe som er vist i *Figur 3.4*. PR for dette systemet er 83.8 %. I *Figur 3.4* står det at effektiviteten ved STC er 294 %, noe som er feil.

Videre anses størrelsen på installasjonen til å være 0 m^2 . Det er prøvd å finne hvor i programmet disse feilene stammer fra, men det har ikke lyktes.



Figur 3.4: Tapoversikt fra simulering. Simuleringen var av 14 CIGS-moduler fra Midsummer AB på prototypen i Glava, Sverige. For full oversikt over hva de forskjellige tapene innebærer anbefales PVsyst SA (2016).

De største tapene for dette systemet er tap grunnet lav innstråling, temperaturtap, IAM-tap og inverter-tap. Verdt å merke seg er også de lave skygetapene og det positive resultatet av lys-metningen.

Det er derimot usikkerhet knyttet til lys-metningen til CIGS-modulene. Ettersom produsenten ikke har data på dette kan effekten være, som nevnt tidligere, helt opp mot 8 %. En lys-metning på 3% er derfor et konservativt anslag.

Et invertertap på 2.9% er sammenlignet med andre inverttere i samme effektområde lavt. En sammenligning av inverttere etter simuleringer viste at det gjennomsnittlige tapet lå på 5 %,

mens det kunne komme opp i så mye som 7 %. Dette grunnet blant annet forskjellig effektivitet, forskjellig MPPT-område, forskjellig forbruk gjennom natten og forskjellige oppstartsspenninger.

I sesongvariasjoner er det også verdt å merke seg forskjellene i månedlig produksjon fra systemet. Perioden mars-september ligger produksjon mellom 113 kWh og 207 kWh. I perioden november-januar ligger derimot produksjonen på 10.4 kWh til 15.7 kWh. Dette eksemplifiserer nok en gang utfordringene som ligger i off-grid-systemer.

Simulering av teoretisk potensial

Ved evaluering av teltets potensial ble det brukt to simuleringer grunnet begrensinger i PVsystem (som nevnt tidligere er åtte tilt maksimalt for hva som kan simuleres). En simulering for østsiden av taket og en for vestsiden. Det ble simulert med syv tilt på hver side av taket for å unngå IAM-tap og for å få en mest mulig realistisk simulering. De forskjellige tiltene var på henholdsvis 4, 10, 16, 23, 29, 35 og 41 grader. Størrelsen på tiltene ble beregnet etter kurvens helning og modulenes størrelse.

For teltets potensial ble det brukt samme modulstørrelse som for prototypen. Dette ble valgt etter samtaler med Tarpon Solar rundt ideelle størrelser med tanke på transport av duk, laminering av duk og ferdigstilling av telt. Teltets potensial inneholder dermed 84 moduler fra Midsummer AB med installert effekt på 103 W under STC per modul. Dette fører til en total effekt for systemet på 8.64 kW.

For å kunne ha syv tilt på hver side av taket ble det simulert med en inverter per tilt. Altså 14 invertere totalt. Det ble simulert med en inverter fra Trannergy på 1 kW. Maksimal effekt ut fra modulene ved STC er på 617 W per tilt.

Ved bruk av systemet nevnt ovenfor simuleres produksjonen til å bli 6045 kWh per år. PR for systemet er da 79 %. For desember er ytelsesfaktoren helt nede i 22 %. I april er derimot ytelsesfaktoren helt oppe i 84 %.

På tapssiden til potensialet er tap grunnet lav innstråling(9.1 %), inverter-tap(5.2 %), IAM-tap(4.3

%) og temperaturtap(4.4 %) de mest fremtredende. Under tap fra skygge er det verdt å merke seg forskjellen fra østsiden til vestsiden av taket. På østsiden er tap fra skygge på 2.7 %. Vestsiden av taket har derimot kun 1.1 % tap fra skygge. Dette viser en av fordelene med flere simuleringer for samme system. I de fleste situasjoner er det allikevel mest gunstig med kun ett fullt simuleringsscenario. Dette for å ha hele oversikten i samme rapport.

3.5.3 Evaluering av foreslått system til prototypen

Det foreslåtte systemet til prototypen er mest fleksibelt med CIGS-solceller sammenlignet med de andre teknologiene. Spenningsnivåene er relativt like c-Si og oppbygningen av modulene kan tilpasses ned til hver enkelt celle. Dermed kan utnyttelsesgraden, antall celler per areal, tilpasses forskjellige produkter. Systemet med CIGS-solceller kan videre deles inn i tre deler: Modulene, optimizers(med overvåkning) og inverter.

Modulens oppsett er som nevnt svært fleksible og kan tilpasses. Modulene i seg selv er ikke like fleksible som de organiske solcellene, men er mer enn tilstrekkelig fleksible for prototypen. Ettersom solcellematerialet er lagt på toppen av et stålsubstrat er det substratets fleksibilitet som er begrensningen.

Degraderingen til modulene er det knyttet noe usikkerhet til. CIGS er en kjent teknologi, men det har i denne anledningen ikke vært mulig å få tall på forventet degradering for systemet. Det har heller ikke vært mulig å få størrelsen på lys-metningseffekten.

Første del av kraftelektronikken er optimizers. Med en maksimal effektivitet på 99.5 % og en MPPT med svært god spenningsbredde passer optimizers fra Solaredge svært godt til dette systemet. Med tilkobling av to moduler til hver optimizer oppnår man også en optimizer per tilt. En av utfordringene ved bruk av disse optimizerene var avhengigheten av inverter som passet. Inntil nylig var alle optimizers fra Solaredge knyttet opp mot invertere fra samme leverandør. Det er derimot nylig kommet en optimizer fra Solaredge som ikke er avhengig av en inverter fra samme selskap. Med bruk av denne optimizeren med uavhengig inverter-tilkobling(IndOP technology) ble dette dermed løst.

Ved mulighet for invertere utenfor Solaredge var mulighetene mange og valget falt på StecaGrid 1500 grunnet passende effektnivå, spenningsbredde og høy effektivitet. Dette gav et invertertap under produksjon på 2.9 %.

3.5.4 Begrensninger og usikkerheter

Feilkilder

Av feilkilder er det forsøkt inkludert de største og de med størst usikkerhet. Videre er det inkludert noen feilkilder som i disse systemene er antatt små, men som ofte inkluderes i slike analyser. *Tabell 3.6* viser, som for det organiske systemet, oversikt over feilkildene og hvilke kategorier de faller inn under.

Tabell 3.6: Feilkilder CIGS		
Feilkilde	Påvirkningsgrad	Usikkerhet
Degradering	Viktig	Medium usikkerhet
Lysmetning	Viktig	Medium usikkerhet
Spesifikasjoner	Viktig	Stor usikkerhet

Ved manuel innlegging av modulene fra Midsummer oppstod noen utfordringer. Valg av R_{Shunt} og R_S ble ikke akseptert av PVsyst. Disse parametrene ble målt av Midsummer AB og ble forsøkt innlagt i modellen, men dataene ble ikke akseptert. Dermed ble det valgt verdier som var så nærme oppgitte verdier som mulig samtidig som de ble akseptert av programmet.

Degraderingen til CIGS-solcellene er det en del usikkerhet knyttet til. Det er ikke testet lignende oppsett med solcellene som er brukt i prototypen tidligere. Det er også usikkerhet knyttet til hvordan transport, laminering og oppsett av telt påvirker modulene.

Lysmetningen til solcellene er ikke blitt oppgitt og det er usikkerhet knyttet til effektens størrelse. Med en lysmetning antatt på 3 %, mens den potensielt kan være på 8 %, vil størrelsen på effekten ha stor påvirkning på produksjonen.

Begrensninger i PVsyst

Ved simulering oppstod det tidlige problemer rundt den buede formen på taket. For CIGS-systemet var det ønskelig med syv tilt for prototypen grunnet oppsettet av modulene (to i bredden og syv i høyden). Dette var dessverre ikke mulig ettersom det ikke er mulig å koble systemer med forskjellig tilt inn på samme inverter. Dermed er det stor usikkerhet knyttet til IAM-tapet i simuleringene. For teltets potensial var det ikke samme utfordring ettersom systemet var stort nok til å ha en inverter for hver tilt.

Spesifikasjon	Valgt i PVsyst	Målt MidSummer AB
R_{Shunt}	21 Ohm	30 Ohm
R_{S}	0.509 Ohm	1 Ohm

Som nevnt tidligere under feilkilder var det også begrensninger knyttet til manuell innlegging av moduler. I *tabell 3.7* vises verdier som ble valgt og verdier som ble målt av Midsummer AB. Ettersom R_{Shunt} ønskes så høy som mulig fører begrensningen i PVsyst til en overestimering av solcellenes lekkasjestrøm. For R_{S} ønskes motstanden så lav som mulig. Derfor fører denne begrensningen i PVsyst til mindre tap enn det som er reelt ifølge Midsummer sine målinger.

3.6 c-Si-moduler fra Glava Energy Center

I *Tabell 3.8* er hovedparametrene for c-Si-modulene beskrevet. Ved bruk av *formel 2.3* finner vi $FF = 0.76$. Effekt-toleransen for disse modulene er på 5 %. Tallene fra tabellen og for toleransen er oppgitt av produsenten.

Modulene ble produsert av Swemodule AB men har vært lagret av Glava Energy Center ettersom Swemodule AB gikk konkurs. Modulene ble produsert som prototyper av lettvektsmo- duler med vanlige c-Si-celler. Modulene er svært sensitive for bøyning og er kun delvis fleksible. Modulene inneholder 60 celler og i hver modul er det tre bypassdioder.

Tabell 3.8: Hovedparametre for c-Si-solceller			
	Spenning	Strøm	Effekt
V_{OC}/I_{SC}	38.0 V	8.8 A	-
MPP	30.6 V	8.3 A	255 W

Størrelsen på modulene er: lengde på 1.657 m, bredde på 0.992 m og tykkelse på 22.5 mm. Vekten på modulen er på 8.6 kg. Modulene har multikrystalinske celler. For prototypen ble det simulert med fem moduler hvor alle ble koblet sammen i serie.

3.6.1 Beskrivelse av systemvalg for prototypen

Systemet består av fem moduler koblet sammen i serie. Dette gir en V_{MPP} på 153 V og en I_{MPP} på 8.3 A. Ved MPP kan systemet potensielt levere 1275 W. Modulene er koblet sammen på baksiden av duken på samme måte som CIGS-solcellene.

På samme måte som CIGS-modulene ble c-Si-modulene koblet til både optimizer og strenginverter. For c-Si-modulene ble det derimot koblet en optimizer til hver modul. Optimizeren har en nominell effekt på 350 W mens effekten fra en c-Si-modul ved STC er på 255 W.

Kraftelektronikken for dette systemet ble likt som for CIGS-systemet: optimizers fra Solaredge tilkoblet overvåkningssystem som videre ble tilkoblet strenginverter fra Steca. Dette gjør det mulig å lett sammenligne systemene i fremtiden. Maksimal effekt fra modulene er 1275 W ved STC.

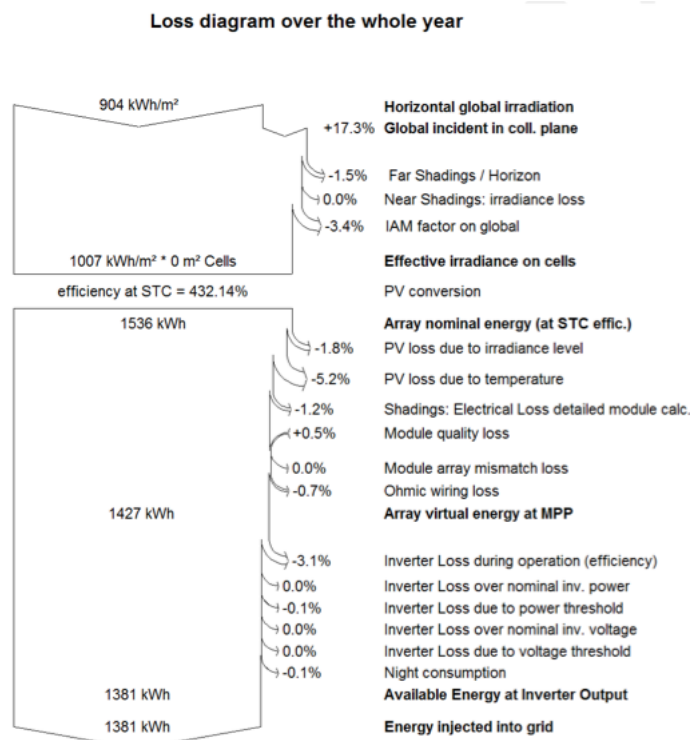
3.6.2 Simuleringer

Simulering av prototypen

Grunnet begrensninger i PVsyst, som vil bli beskrevet detaljert senere, ble det simulert med seks moduler istedenfor fem moduler. Dermed vil *Figur 3.5* og simuleringresultatene behøve justering. For å justere for dette er det antatt at systemet med fem moduler (som er det faktiske systemet) og systemet med seks moduler (systemet som er simulert) er tilnærmet like bortsett fra at systemet med seks moduler produserer 1/6 mer. Videre i beskrivelsene vil det derfor bli separert mellom simulert system og justert/faktisk system.

Begrensningene i PVsyst kommer av bruken av optimizers fra Solaredge. Det finnes to typer optimizere fra Solaredge som er tilnærmet identiske: versjon P350 og versjon P350I. Sistnevnte er den som ble brukt. Dette fordi den kan brukes uavhengig av inverter-merke, mens førstnevnte må kobles sammen med en inverter fra Solaredge. Dessverre var det kun P350 som var tilgjengelig i PVsyst sin database. Deler av problemet ble løst med å manuelt endre en inverter fra Solaredge i PVsyst etter ønskelige preferanser. Dermed ble det simulert med en inverter som har like preferanser som den valgte inverteren fra Steca, men som i PVsyst ble lagret med Solaredge som produsent. Dette løste dessverre kun deler av problemet ettersom optimizers fra Solaredge antas koblet til invertere på minimum 2.2 kW. Dermed var det ikke mulig å bruke kun fem optimizers i serie. PVsyst opererer med et minimum på seks optimizers i serie for denne typen optimizers.

Fra simuleringen, av seks c-Si-moduler produsert av Swemodule AB, er det en forventet årlig produksjon på 1426 kWh fra solcellene. Av dette forventes det at 1381 kWh mates ut på strømmettet, noe som er vist i *Figur 3.5*. PR for dette systemet er på 85.1 %. For det faktiske systemet (fem moduler istedenfor seks) er det forventet årlig produksjon på 1188 kWh fra solcellene og 1151 kWh som mates ut på nettet. På samme måte som for CIGS-modulene står det feil effektivitet ved STC(432 %) og feil modulareal(0 m²) i tapsoversikten. Det er prøvd å finne hvor i programmet feilen stammer fra, men det har ikke lyktes.



Figur 3.5: Tapoversikt fra simulering. Simuleringen er av seks c-Si-moduler fra Swemodule AB på prototypen i Glava, Sverige. For full oversikt over hva de forskjellige tapene innebærer anbefales PVsyst SA (2016).

Blant tapskildene som skiller seg tydeligst ut er temperaturtap, tap fra inverter og IAM-tap. IAM-tapet er, som i de to andre systemene, usikkert ettersom alle modulene er simulert med samme tilt på 23 grader. Dette fordi PVsyst kun aksepterte en tilt per inverter.

Temperaturtapet er det største tapet fra simuleringene. Grunnet inn-laminerte solcellemoduler er det vanskelig å hindre et slikt tap.

Tap fra inverter er her simulert til kun 3.1 %. Dette er trolig for lavt ettersom inverteren har høyest virkningsgrad ved nominell effekt som er 1500 W. Ettersom den installerte effekten til det faktiske systemet er 1/6 lavere enn det simulerte systemet vil det justerte/faktiske systemet være lengre vekk fra maksimal effektivitet.

Et tap som ikke kommer fram i simuleringen men som tydelig illustreres i *Figur 3.6* er fra sprekkdannelser. Det var tydelig fra transport av disse modulene at de er svært utsatt for sprekkdannelser.

Ved flytting av moduler kunne det til tider høres tydelige lyder av sprekkdannelse. I *Figur 3.6* viser de mørke delene av bildene inaktive områder.

Simulering av teoretisk potensial

Ved evaluering av teltets potensial med c-Si-moduler ble det, som for CIGS-moduler, brukt to simuleringer grunnet begrensninger i PVsystem. En simulering for den øst-vendte delen av taket, den andre simuleringen for den vest-vendte delen av taket. Det ble simulert med fem moduler i høyden og tre moduler i bredden på hver side av taket. Maksimal utnyttelsesgrad ville vært fem moduler i bredden, men grunnet utfordringer med delvis fleksible moduler og dukens vekt ble det valgt lavere utnyttelsesgrad. Simuleringen brukte fem tilt på hver side av taket. De var på henholdsvis 5, 14, 23, 31 og 40 grader.

Teltets potensial inneholder dermed 30 moduler, hver modul med en installert effekt på 255 W. Systemets totale effekt er dermed 7.65 kW. Systemet ble videre simulert med en inverter per tilt. For å lettere sammenligne systemene ble det valgt samme inverter som for CIGS-potensialet til teltet, 1 kW invertere fra Trannergy. Modulene kan ved STC levere 765 W inn på hver inverter.

Ved bruk av systemet nevnt ovenfor simuleres årlig produksjon til å bli 5562 kWh. Ytelsesfaktoren for systemet blir da 82.4 %.

Tapene til potensialet kommer mest tydelig fram ved invertertap på 4.9 %, temperaturtap på 3.8 % og IAM-tap på 4.3 %. Det er her stor usikkerhet rundt hvordan et slikt system vil håndtere mulig sprekkdannelse i modulene og i hvilken størrelsesorden tapet vil bli.

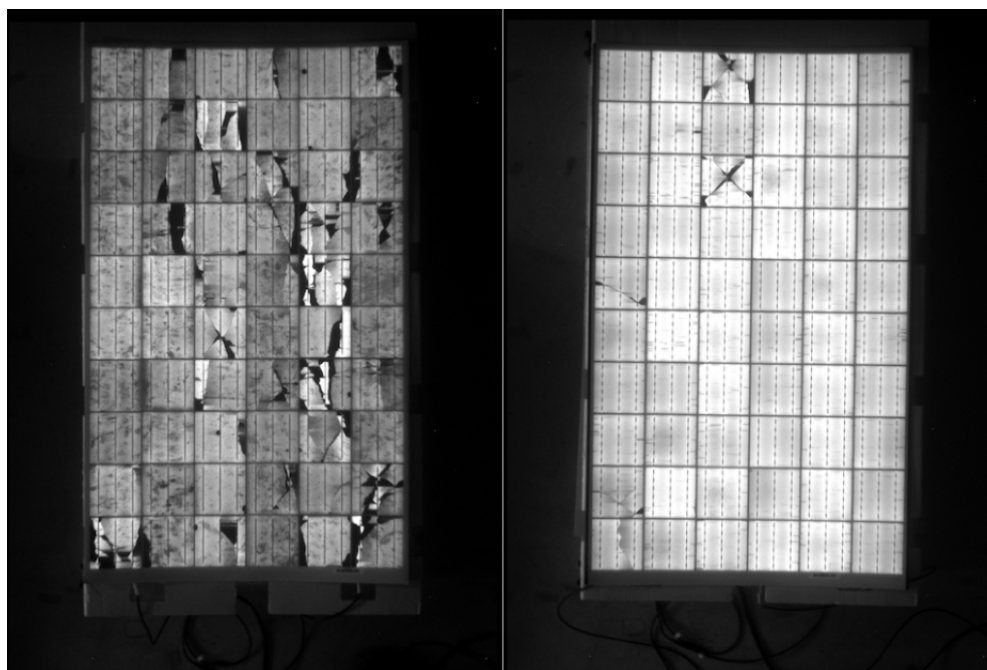
3.6.3 Evaluering av foreslått system til prototypen

Det foreslåtte systemet til prototypen er minst fleksibelt med c-Si-moduler. Modulene kommer i kun en størrelse og er kun delvis fleksible. Effektiviteten til modulene er derimot den høyeste av de tre teknologiene. Ettersom solcellemarkedet er dominert av c-Si-moduler er også kraftelektronikk og simuleringstøytøy ofte beregnet på denne solcelleteknologien. Dette fører

til at oppsett av kraftelektronikk og simuleringer i PVsyst er lettere med c-Si-moduler enn med CIGS-moduler og/eller organiske moduler.

Oppsettet av kraftelektronikk var det samme som for CIGS-modulene. Forskjellen ble at det var kun en modul per optimizer. Nominell effekt for hver optimizer er 350 W, mens effekt ved STC for c-Si-modulene er 255 W. Dette er høyere enn for CIGS (som er 206 W ved STC), noe som gjør at c-Si-systemet får en noe høyere effektivitet. På samme måte som for CIGS får man her en optimizer per tilt. Systemet er koblet til samme streng-inverter fra Steca som CIGS-systemet.

Hovedutfordringen med systemet er dermed ikke kraftelektronikk eller simuleringstøytøy, men modulene i seg selv. Ettersom det er brukt vanlige c-Si-celler er modulene svært utsatt for sprekkdannelse ved bøyning, noe som illustreres i *Figur 3.6*. Dette kom også tydelig fram ved transport og flytting av moduler der man til tider kunne høre lyden av sprekkdannelsen. Modulene er avstivet med en bakplate som vil minimere bøyningen ved festing til teltet. Ved transport av modulene og ved montering av telt er derimot modulene svært utsatt for sprekkdannelse.



Figur 3.6: Bilde av sprekkdannelser i c-Si-modulene. Her vises modulen med mest sprekkdannelse og modulen med minst sprekkdannelse av modulene som ble brukt til prototypen. Bildene er tatt med kameraet PCO 1300 solar.

Modulene ble testet under STC med solsimulatoren quicksun540LA fra Endead. I tillegg ble det

tatt EL-bilder med PCO 1300 solar, som vises i *Figur 3.6* og som er lagt ved oppgaven (Vedlegg F). Begge testene ble gjort i Glava, Sverige. Fire av fem moduler bestod testen og var innenfor effekt-toleransen. Modulen som ikke bestod er modulen til venstre i *Figur 3.6*. Den modulen hadde gått fra 255 Wp til 192 Wp. Det ble valgt å gå videre med fem moduler (der modulen på 192 Wp er inkludert) for å teste hvordan en slik sprekkdannelse påvirker systemet over lengre tid. Deler av tapet fra sprekkdannelse vil være tap av areal, isolering av celler og mulig varmetvikling, men det er usikkert hvordan så store og mange sprekker (som vist *Figur 3.6*) vil påvirke systemet.

3.6.4 Begrensninger og usikkerheter

Feilkilder

Ettersom c-Si er den mest vanlige teknologien for solcellemoduler inneholder ikke dette systemet like store feilkilder fra simuleringsverktøyet eller fra kraftelektronikken. Feilkilden som skiller seg ut er derimot sprekkdannelse. Det er videre usikkerhet knyttet til degraderingen til modulene ettersom de aldri ble sertifisert. Til forskjell fra CIGS-systemet og det organiske systemet ble det ikke lagt toppfilm på toppen av solcellene. Dette var fordi det var store utfordringer med å få festet en toppfilm på toppen av solcellene. Dette fordi modulene har en teflonbasert toppfilm i utgangspunktet. I *Tabell 3.9* vises feilkildene til c-Si-systemet.

Tabell 3.9: Feilkilder c-Si		
Feilkilde	Påvirkningsgrad	Usikkerhet
Degradering	Viktig	Stor usikkerhet
Sprekkdannelse	Svært viktig	Stor usikkerhet

Degraderingen til modulene fra Swemodule er usikre. Modulene ble gjort klar for sertifisering, men den ble aldri gjennomført. Garantien fra produsenten var planlagt til å være 10 års produktgaranti, garantert 90 % av effekten etter 10 år og garantert 80 % av effekten etter 25 år. Med tanke på håndteringen av modulene og festing på duk (istedenfor på tak) er den faktiske degraderingen svært usikker.

Sprekkdannelsen har blitt tydelig vist i *Figur 3.6*, men det er usikkert hvordan modulene påvirkes av videre håndtering. Bildene fra *Figur 3.6* ble tatt før de ble transportert til festing på duk. Etter duken ble klar kan også monteringen av duken potensielt ha bidratt til videre sprekkdannelser. Ettersom modulene er festet til en fleksibel duk er det også usikkerhet knyttet til mulige sprekkdannelser under produksjon i Glava.

Begrensninger i PVsyst

Som nevnt tidligere var begrensningene i PVsyst for c-Si-moduler mindre enn for andre teknologier, men de var fortsatt tilstede. Grunnet optimizers som ble valgt til systemet var det nødvendig å simulere med seks moduler istedenfor fem. Dette grunnet begrensninger i PVsyst. Dette fordi PVsyst kun har optimizeren P350 i databasen, mens det ble brukt P350I i systemet. Den eneste forskjellen mellom disse er at sistnevnte kan brukes sammen med invertere fra forskjellige produsenter. P350 er låst til Solaredge sine invertere.

Ved å simulere moduler med forskjellig tilt inn på samme inverter(ved bruk av optimizer) ville IAM-tap blitt minimert. Ettersom dette ikke var mulig i PVsyst ble også c-Si-systemet antatt med en tilt(23 grader) for å kunne koble hele systemet inn på samme inverter.

3.7 Foreslått system for hele prototypen

I *tabell 3.10* vises en oversikt over systemet som ble simulert for prototypen. Her vises tydelig forskjellen på de forskjellige systemene. I tabellen er årlig produksjon for organiske solceller beregnet utifra produksjonen levert inn til batterisystemet(ekskludert tapet grunnet fullt batteri). For CIGS og c-Si er årlig produksjon betegnet som levert energi til strømmettet.

Teknologi	Antall moduler	Effekt(ved STC)	Årlig produksjon	Kraftelektronikk
Organisk	16	106 Wp	92.5 kWh	Tracer ladekontroller
CIGS	14	1439 Wp	1279 kWh	Optimizer + inverter
c-Si	5	1275 Wp	1151 kWh	Optimizer + inverter
Totalt	35	2820 Wp	2522.5 kWh	-

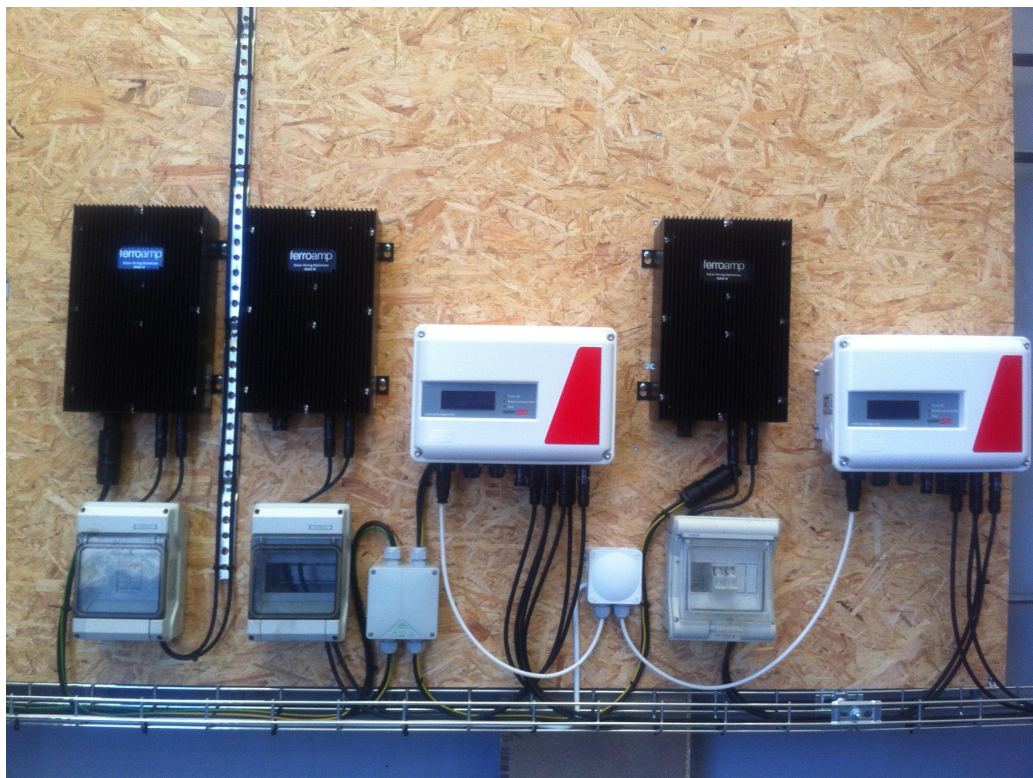
Lastprofilen for teltet har ikke vært fokus i denne oppgaven. Det er derimot blitt evaluert for bruket til luftfuktning for prototypen (Vedlegg D). Her ble det tatt utgangspunkt i 50 % luftfuktighet, telthall tilsvarende prototypen og lokasjon på Glava. I undersøkelsen ble effektbehovet simulert til å være 0.93 kW og det årlige energibehovet til å være 1229 kWh.

3.8 Sammenligning av simulert og valgt system

3.8.1 Beskrivelse av valgt system

Som beskrevet i seksjon 3.2 er ikke det simulerte systemet det samme som ble brukt i prototypen. Etter kontakt med Ferroamp rundt solteltet kom de med et tilbud på deres kraftelektronikk.

Systemet fra Ferroamp er basert rundt 760 V DC-spenning. Systemet består av streng-optimizers, ladekontroller, lagringsmodul(li-ione batteri) og inverter. Prototypen vil foreløpig kun bruke streng-optimizers og inverter. Hver streng-optimizer er her en DC/DC-omformer med innebygget MPPT. Den oppjusterer spenningen fra modulene til 760 V DC før strømmen sendes videre til inverteren. Hver streng-optimizer, som vises i *Figur 3.7*, har maksimal effekt på 6 kW. Inverteren har en maksimal effekt på 14 kW.



Figur 3.7: Bilde av deler av kraftelektronikken. Her vises tre streng-optimizere fra Ferroamp (i svart) og to overvåkningsbokser fra Solaredge (i rødt og hvit).

Ettersom det er forskjellig tilt på moduler innen samme system var det fortsatt ønskelig med flere optimizers for CIGS og c-Si. Dermed inneholder prototypen optimizers fra Solaredge som er koblet på streng-optimizers fra Ferroamp. I et slikt oppsett er det kun MPPT fra Solaredge sine optimizers som er i funksjon, mens hver streng-optimizer fra Ferroamp kun fungerer som en DC/DC-omformer. Prototypen vil inneholder en streng-optimizer per teknologi.

Ettersom Ferroamp sitt system er basert rundt 760 V DC var det ønskelig å koble om de organiske solcellene. I samtaler med Ferroamp ble det bestemt å bruke to moduler i serie og åtte i parallell. De organiske solcellene er dermed koblet direkte inn på streng-optimizeren fra Ferroamp.

Ved bruk av dette systemet er det mulig å koble alle teknologiene inn på samme inverter. To av hovedfordelene med dette systemet er muligheten for at også de organiske solcellene blir koblet på strømmettet og at det kun brukes en inverter for hele prototypen.

Det ble beskrevet i seksjon 3.2 at det ikke har vært mulig å simulere systemet til Ferroamp. Dette viser igjen utfordringene med å simulere utradisjonelle systemer i PVsyst. Som nevnt tidligere er feilmeldingene til PVsyst delt i to der en av typene ikke tillater videre simuleringer. Dette er tilfelle for inverteren til Ferroamp. Dette er fordi det ikke er mulig å koble sammen forskjellige solcelle-teknologier på samme inverter. Dermed ville hver teknologi måtte bli koblet på hver sin inverter. Selv med alle teknologiene koblet på inverteren har den for høy maksimal effekt for systemet i følge PVsyst. I tillegg har Ferroamp sin optimizer for høy maksimal effekt sammenlignet med effekten fra solcellemodulene ifølge PVsyst.

Mot slutten av prosjektet kom det fram elementer som fikk følger for oppsettet på prototypen i Glava. Det ble gjort beregninger rundt oppsett av moduler basert på tegninger av telthallen i en tidlig fase. Planleggingen rundt modulenes påkjenning ved montering og ved produksjon var derimot mangelfull. Derfor ble det sent i prosessen valgt å redusere antall c-Si-moduler fra fem til to. Som vist i *Figur 3.8* ville de tverrgående rørene mot toppen av taket blitt utfordrende for c-Si-modulene. Ettersom disse modulene kun er delvis fleksible og modulenes plassering ville vært oppå og imellom rørene ville belastningen blitt stor. Dermed er de to c-Si-modulene plassert utenom disse rørene. Ettersom dette ble bestemt såpass sent i prosessen ble dette ikke tatt med i simuleringene eller i analysen som helhet.

Det er lagt ved oppgaven en oversikt over sprekkdannelsen til de forskjellige c-Si-modulene (Vedlegg F). Av de tilgjengelige modulene var det også en mono-krystalinsk modul i tillegg til de andre fem multikrystalinske modulene, som en reserve-modul. Grunnet mangelfull informasjon ble alle disse modulene tatt med videre i prosjektet. Det var planlagt at kun de multikrystalinske modulene skulle festes til teltet. Av de to modulene som til slutt ble valgt er den ene av disse den mono-krystalinske modulen (vises som modulen nede til høyre i Vedlegg F). Det ble simulert med multikrystalinske moduler i PVsyst, men det er usikkert hvor stor effekt denne endringen vil ha på resultatene. Den andre modulen som er brukt på teltet er modulen rett til venstre for den mono-krystalinske modulen i Vedlegg F. Disse modulene har en effekt på henholdsvis 188 W(monokrystalinsk) og 262 W(multikrystalinsk). Dermed vil c-Si-modulene på prototypen ha en installert effekt på 450 W.



Figur 3.8: Oversikt over teltstruktur med fokus på takets tverrgående rør.

3.8.2 Sammenligning av systemene

De to systemene som er presentert har sine fordeler og ulemper. På den ene siden er det simulerte systemet tilpasset og optimalisert til de teknologiene og den størrelsen som prototypen har. På den andre siden har det valgte systemet store fordeler ved endringer i teknologier og/eller størrelser. Videre er det simulerte systemet optimalisert med tanke på produksjon, men det var ikke mulig å få alle systemene tilkoblet strømmettet. Med Ferroamp sin løsning kobler man derimot alle systemene på strømmettet. Der det simulerte systemet har fokusert hovedsakelig på effektivitet vil det valgte systemet gi større valgfrihet ved fremtidige endringer.

Ettersom det ikke har vært mulig å simulere tapene fra inverter og optimizers fra Ferroamp er det vanskelig å estimere hvor stor forskjell det vil være mellom simulert og valgt system. Hovedsakelig for det organiske systemet er forventet produksjon usikker ettersom effekten på 105 W er så mye lavere enn den maksimale effekten til optimizeren på 6 kW. For de andre to teknologiene vil det være større likehet. For Ferroamp sin kraftelektronikk er det en maksimal effektivitet på

98.5 % for inverteren og 99 % for streng-optimizeren (Totalt 97.5 %). For de simulerte systemene til c-Si og CIGS er den maksimale effektivitet fra den simulerte inverteren på 98.0 %. Uten muligheten for å simulere kraftelektronikken til Ferroamp i PVsyst er det dermed vanskelig å si hvor stor forskjell det er mellom systemene i effektivitet under produksjon, og dermed mengden levert energi.

4. Konklusjon

Det er usikkerheter og utfordringer knyttet til nye konsepter. Ettersom det ikke har vært tilgjengelig data fra andre lignende konsepter er det usikkerheter knyttet til flere elementer. Det faktum at hverken simuleringsverktøy eller kraftelektronikk er beregnet for ukonvensjonelle anlegg kom svært tydelig fram i oppgaven.



Figur 4.1: Oversikt over prototypen som ble bygget i Glava, Sverige. Til venstre vises c-Si-modulene, CIGS-modulene i midten og organiske moduler til høyre.

Det kom fram tydelige begrensninger ved simuleringene i dette prosjektet. Blant de mest fremtredende begrensningene var mangelen av li-ione-batterier i simuleringstøytøyet og begrensninger rundt bruk av optimizers. PVsyst anbefaler å tilpasse bly-syre-batteriernes parametre til li-ione-verdier, men dette gir kun en svært grov tilnærming. Det er videre begrensende at det ikke er mulig å koble moduler med forskjellig tilt på samme inverter når det er brukt optimizers. Et av prinsippene med optimizers er muligheten til å koble sammen moduler som ikke har lik orientering og tilt.

De forskjellige modulene, som vises i *Figur 4.1*, som ble brukt har svært forskjellige egenskaper og har dermed forskjellige styrker og svaketer. De organiske solcellene er svært fleksible og tåler mye, men gir lav effekt. CIGS-modulene er ganske fleksible og leverer høy effekt. Modulene av typen c-Si er kun delvis fleksible og svært utsatt for sprekkdannelse, men leverer høy effekt.

Kraftelektronikken ble simulert og optimalisert ved bruk av PVsyst. Systemvalget ble deretter endret grunnet inngåelse av avtale med Ferroamp. Det simulerte systemet bestod av ett off-grid system og to on-grid systemer. Det endelige valget består av tre on-grid systemer. Det organiske systemet er koblet rett på en optimizer fra Ferroamp. CIGS- og c-Si-modulene er koblet på optimizers fra Solaredge før spenningen blir oppjustert (i optimizer fra Ferroamp der MPPT er frakoblet). Alle tre systemene er koblet på samme inverter fra Ferroamp.

Ettersom det ikke var mulig å simulere det valgte systemet ble det kun analysert og sammenlignet med det tidligere simulerte systemet. I *tabell 4.1* vises den totale produksjonen fra det simulerte systemet. Det er simulert til å bli 2523 kWh.

Teknologi	Årlig produksjon (prototype)	Årlig produksjon (potensiale)
Organisk	92.5 kWh	915.9 kWh
CIGS	1279 kWh	6045 kWh
c-Si	1151 kWh	5562 kWh
Totalt	2523 kWh	-

5. Forslag til videre arbeid

Ettersom prototypen som bygges i Glava er et nytt konsept er det mange muligheter for videre arbeid. Her nevnes kun noen av mulighetene.

Arbeidet med prototypen har ikke inneholdt noen data fra levert energi til strømmettet. Et mulig videre arbeid er å sammenligne data fra simuleringene med faktiske data. En slik sammenligning vil kunne si noe om treffsikkerheten til simuleringene.

I prototypen er det brukt tre forskjellige solcelleteknologier. Disse er alle koblet på strømmettet, men teknologiene er kun delvis sammenlignet opp mot hverandre. Det er beskrevet hvert system og gjort en analyse av hvordan de fungerer, men det er muligheter for videre arbeid innenfor analyse av forskjellige solcelleteknologier. Det er videre mulig å analysere flere teknologier enn de som er valgt i denne oppgaven. En større analyse av solcelleteknologier vil dermed komme med tydeligere anbefalinger for hvilke teknologier som passer best til strømproduserende telt.

I samarbeid med teltbyggerne var det ønskelig å se på mulighetene for snøsmelting. Ved å kjøre strømmen "baklengs" ville det vært mulig å varme opp taket for dermed å drive snøsmelting. Ved en slik effekt ville det i fremtiden være mulig med mindre støttestrukturer for bygg/telt, noe som fører til økonomiske besparelser. En evaluering av denne effekten er ikke gjort her, men er en mulighet til videre arbeid.

I denne oppgaven er det ikke tatt hensyn til økonomiske forhold. Det er dermed ikke gjort noen økonomiske analyser for lønnsomheten til slike telt som er presentert i oppgaven. De forskjellige solcelleteknologiene har store forskjeller i pris per kWh, men dette er heller ikke analysert her. Et mulig fremtidig arbeid kan være å se på lønnsomheten til forskjellige teknologier og forskjellige størrelser på solcelleanleggene.

For det organiske systemet på prototypen ble det optimalisert en off-grid løsning. Dette ble derimot ikke gjort for teltets potensial eller for de andre teknologiene, hverken på prototypen eller under teltets potensial. Ved å se nærmere på forskjellige lagringstyper (deriblant forskjellige batterityper) vil det være mulig å evaluere og optimalisere off-grid-løsninger. Videre er det i denne oppgaven kun gjort små analyser av lastprofil. Et fremtidig arbeid med off-grid-løsninger vil i tillegg kunne se nærmere på forskjellige lastprofiler.

I denne oppgaven er det gjort noen analyser rundt sprekke dannelse i c-Si-moduler. Det er derimot ikke undersøkt hvordan en økning i sprekker påvirker systemet. En slik analyse vil kunne ta ut modulene fra taket/duken for deretter å evaluere en endring i mengden sprekker.

Referanser

Antony, E, Dürschner, C., and Remmers, K.-H. (2007). *Photovoltaics for Professionals*. Solarpraxis AG, Zinnowitzer Str 1, 10115 Berlin, Germany, London, England.

Biu, M., Voelker, C., Li, B., and Doble, D. (2011). Oblique angle of incidence measurement of pv modules on a solar simulator.

Boddaert, S. and Chervet, F. (2012). Long-term experimental validation of noct method for pv integration under several conditions.

Brekke, T. A. (2016). Nordic irradiance conditions and the effekts on solar module efficiency. Master's thesis, Norwegian University of Life Sciences.

Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (2013). *Planning and Installing Photovoltaic Systems. A Guide for Installers, Architects and Engineers*. Routhledge.

Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Farahani, E., Kadner, S., Seyboth, K., Adler, A., Baum, I., Brunner, S., Eickemeier, P., Kriemann, B., Savolainen, J., Schlömer, S., von Stechow, C., Zwickel, T., and Minx, J. (2014). Summary for policymakers, in: Climate change 2014, mitigation of climate change. contribution of working group iii to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change.

Gostein, M. and Dunn, L. (2011). Light soaking effects on photovoltaic modules: Overview and literature review.

Hernes, M., Johansen, H., and Borg-Heggdal, M. (2016). Kombinasjon av fleksible tynnfilm sol-celler og laminert duk.

- Ineichen, P. (2011). Global irradiance on tilted and oriented planes: model validations.
- Ishii, T., Otani, K., Takashima, T., and Ikeda, K. (2014). Change in I–V characteristics of thin-film photovoltaic (PV) modules induced by light soaking and thermal annealing effects. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 22:949 – 957.
- Liobikien, G. and Butkus, M. (2017). The european union possibilities to achieve targets of europe 2020 and paris agreement climate policy. *Renewable Energy*, 106:298 – 309.
- National Optical Astronomy Observatory. Recommended light levels (illuminance) for outdoor and indoor venues. Lastet ned 05-04-2017.
- PVEDucation (2017). <http://www.pveducation.org>. Besøkt: 04-05-2017.
- PVsyst (2017).
- PVsyst SA (1994-2016). PVsyst-help. <http://files.pvsyst.com/help/>. Besøkt: 04-05-2017.
- Rør, U. V. (2016). Analysis of discrepancies between simulated and actual energy production for a photovoltaic system in norway. Master's thesis, Norwegian University of Life Sciences.
- Sahu, B. K. (2014). A study on global solar pv energy developments and policies with special focus on the top ten solar pv power producing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43:621 – 634.
- Sharma, M. K. (2012). The light soaking effect - additional power boost in thin film cigs pv module. Q Cells Systems India.
- Smets, A., Jäger, K., Isabella, O., Swaaij, R., and Zeman, M. (2016). *Solar Energy. The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems*. UIT Cambridge Ltd., England.
- Solar Frontier. Light soaking effect. Besøkt: 05-05-2017.
- Wikimedia Commons (2013). Solar spectrum en.svg. Bildet er ikke modifisert og er brukt under følgende lisens: Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 Unported. Lisensen er tilgjengelig på <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/deed.en>.

Zheng, H., Li, S., Chaloo, R., and Proano, J. (2014). Shading and bypass diode impacts to energy extraction of pv arrays under different converter configurations. *Renewable Energy*, 68:58 – 66.

6. Vedlegg

Oversikt over de forskjellige vedleggene:

Vedlegg A.1: Deler av simuleringsrapport for det organiske systemet, prototypen

Vedlegg A.2: Deler av simuleringsrapport for det organiske systemet, teoretisk potensial

Vedlegg B.1: Deler av simuleringsrapport for CIGS-systemet, prototypen

Vedlegg B.2: Deler av simuleringsrapport for CIGS-systemet, teoretisk potensial

Vedlegg C.1: Deler av simuleringsrapport for c-Si-systemet, prototypen

Vedlegg C.2: Deler av simuleringsrapport for c-Si-systemet, teoretisk potensial

Vedlegg D: Beregning av energibehov av Munters avfuktning

Vedlegg E: Datablad av optimizer fra Solaredge

Merk: Vedlegg B.2 og C.2 er oppdelt i to simuleringer. En østvendt og en vestvendt del.

Vedlegg A.1

PVSYST V6.53		23/03/17	Page 5/6					
Stand Alone System: Main results								
Project :		Stand Alone Project at GEC. Organisk						
Simulation variant :		Prototypen med alt. Ferdig2						
Main system parameters		System type Stand alone						
Horizon		Average Height 5.5°						
Near Shadings		Linear shadings						
PV Field Orientation		tilt 23°	azimuth 0°					
PV modules		Model InfinityPV_faktiskmdoul	Pnom 7 Wp					
PV Array		Nb. of modules 16	Pnom total 106 Wp					
Battery		Model 12-CS-11PS	Technology sealed, plates					
battery Pack		Nb. of units 2	Voltage / Capacity 24 V / 296 Ah					
User's needs		Daily household consumers Constant over the year	global 90 kWh/year					
Main simulation results								
System Production		Available Energy 85.19 kWh/year	Specific prod. 807 kWh/kWp/year					
		Used Energy 67.55 kWh/year	Excess (unused) 11.04 kWh/year					
		Performance Ratio PR 60.31 %	Solar Fraction SF 75.24 %					
Loss of Load		Time Fraction 25.0 %	Missing Energy 22.23 kWh/year					
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 106 Wp</p> <p>Legend for Normalized productions:</p> <ul style="list-style-type: none"> Lu : Unused energy (full battery) 0.29 kWh/kWp/day Lc : Collection Loss (PV-array losses) 0.5 kWh/kWp/day Ls : System losses and battery charging 0.36 kWh/kWp/day Yf : Energy supplied to the user 1.75 kWh/kWp/day </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio PR and Solar Fraction SF</p> <p>Legend for Performance Ratio PR and Solar Fraction SF:</p> <ul style="list-style-type: none"> PR : Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.603 SF : Solar Fraction (ESol / ELoad) : 0.752 </div> </div>								
Prototypen med alt. Ferdig2								
Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	E Unused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
January	8.9	14.6	1.12	0.000	3.125	4.787	7.912	0.605
February	21.8	30.6	2.63	0.000	6.880	0.000	6.880	0.000
March	66.4	85.7	7.80	0.000	0.044	7.524	7.568	0.994
April	113.6	130.1	11.44	0.000	0.000	7.224	7.224	1.000
May	146.8	152.6	12.96	2.088	0.000	7.912	7.912	1.000
June	162.3	161.9	13.66	4.172	0.000	7.224	7.224	1.000
July	152.5	154.3	12.70	3.806	0.000	7.568	7.568	1.000
August	107.8	114.0	9.33	0.974	0.000	7.912	7.912	1.000
September	75.2	89.1	7.50	0.000	0.000	6.880	6.880	1.000
October	33.7	50.1	4.24	0.000	0.000	7.912	7.912	1.000
November	9.7	14.4	1.06	0.000	4.959	2.609	7.568	0.345
December	5.2	9.6	0.75	0.000	7.224	0.000	7.224	0.000
Year	904.0	1007.2	85.19	11.040	22.232	67.552	89.784	0.752
Legends:		GlobHor	Horizontal global irradiation	E Miss	Missing energy			
		GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E User	Energy supplied to the user			
		E Avail	Available Solar Energy	E Load	Energy need of the user (Load)			
		E Unused	Unused energy (full battery) loss	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)			

Vedlegg A.2

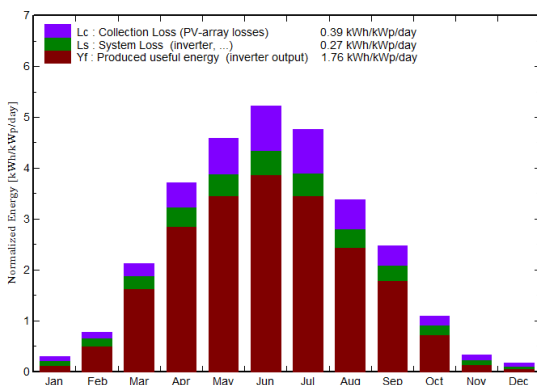
Grid-Connected System: Main results

Project : GEC. test organisk
Simulation variant : Full organisk tak med simulering

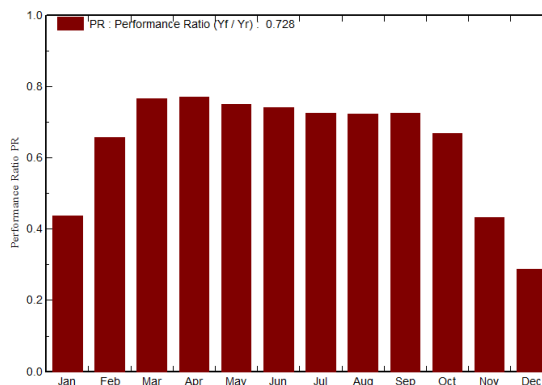
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	5.5°
Near Shadings	Linear shadings	
6 orientations	Tilt/Azimuth	7°/90°, 7°/-90°, 38°/-90°, 23°/-90°, 23°/90°, 38°/90°
PV modules	Model	InfinityPV_faktiskmdoul Pnom 7 Wp
PV Array	Nb. of modules	216 Pnom total 1426 Wp
Inverter	Model	DMI 350/60D Pnom 320 W ac
Inverter pack	Nb. of units	6.0 Pnom total 1920 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 915.9 kWh/year** Specific prod. 642 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **72.82 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1426 Wp



Performance Ratio PR



Full organisk tak med simulering Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
January	8.9	6.65	-1.55	9.0	7.9	9.3	5.6	0.436
February	21.8	15.23	-2.17	21.6	19.5	26.4	20.2	0.658
March	66.4	35.37	0.07	65.9	60.7	83.4	72.0	0.766
April	113.6	51.57	5.64	111.4	104.8	138.2	122.4	0.771
May	146.8	70.41	10.86	142.3	135.3	172.0	152.5	0.752
June	162.3	82.32	14.46	156.8	149.1	186.3	165.7	0.741
July	152.5	75.46	16.97	147.7	140.4	172.5	152.6	0.725
August	107.8	61.19	16.15	104.7	98.9	123.9	107.9	0.723
September	75.2	39.86	11.54	74.3	69.2	89.2	76.8	0.725
October	33.7	18.31	6.46	33.7	30.5	40.2	32.1	0.668
November	9.7	7.59	2.56	9.7	8.5	9.9	6.0	0.433
December	5.2	3.81	-1.05	5.2	4.1	4.4	2.2	0.289
Year	904.0	467.76	6.71	882.3	829.0	1055.6	915.9	0.728

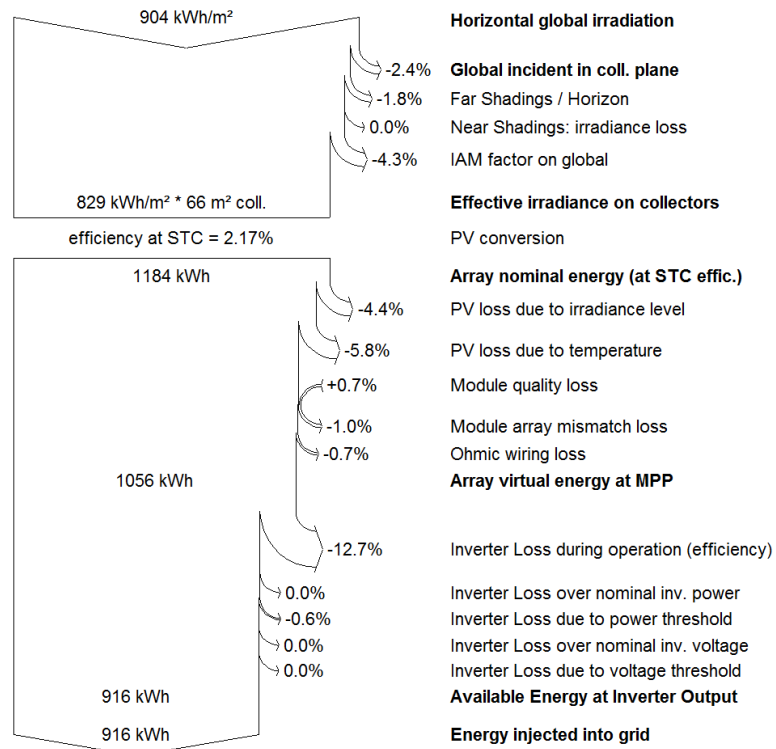
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : GEC. test organisk
Simulation variant : Full organisk tak med simulering

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Horizon	Average Height	5.5°		
Near Shadings	Linear shadings			
6 orientations	Tilt/Azimuth	7°/90°, 7°/-90°, 38°/-90°, 23°/-90°, 23°/90°, 38°/90°		
PV modules	Model	InfinityPV_faktiskmdoul	Pnom	7 Wp
PV Array	Nb. of modules	216	Pnom total	1426 Wp
Inverter	Model	DMI 350/60D	Pnom	320 W ac
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total	1920 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Vedlegg B.1

PVSYST V6.53							23/03/17	Page 4/5
Grid-Connected System: Main results								
Project :			GEC. CIGS_Som_ferdig_prototype					
Simulation variant :			Trolig full m/ simulering					
Main system parameters			System type Grid-Connected					
Horizon			Average Height 5.5°					
Near Shadings			Linear shadings					
PV Field Orientation			tilt 23°		azimuth 0°			
PV modules			Model 9_4_cell_MidSummer		Pnom 103 Wp			
PV Array			Nb. of modules 14		Pnom total 1439 Wp			
Inverter			Model StecaGrid 1500		Pnom 1500 W ac			
User's needs			Unlimited load (grid)					
Main simulation results			Produced Energy 1279 kWh/year			Specific prod. 889 kWh/kWp/year		
System Production			Performance Ratio PR 83.78 %					
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1439 Wp					Performance Ratio PR			
Trolig full m/ simulering								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
January	8.9	6.65	-1.55	16.0	14.6	17.0	15.7	0.678
February	21.8	15.23	-2.17	32.7	30.6	39.3	37.3	0.792
March	66.4	35.37	0.07	90.7	85.7	117.8	114.2	0.875
April	113.6	51.57	5.64	136.3	130.1	176.6	171.6	0.875
May	146.8	70.41	10.86	159.7	152.6	201.8	195.9	0.852
June	162.3	82.32	14.46	169.7	162.0	212.6	206.5	0.846
July	152.5	75.46	16.97	161.6	154.3	199.1	193.1	0.830
August	107.8	61.19	16.15	119.7	114.0	147.6	142.8	0.829
September	75.2	39.86	11.54	93.9	89.1	117.2	113.4	0.839
October	33.7	18.31	6.46	53.3	50.2	65.7	63.0	0.821
November	9.7	7.59	2.56	16.0	14.4	16.5	15.0	0.655
December	5.2	3.81	-1.05	11.1	9.6	11.4	10.4	0.655
Year	904.0	467.76	6.71	1060.7	1007.3	1322.6	1279.0	0.838
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation		GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings			
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T Amb	Ambient Temperature		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR	Performance Ratio			

Vedlegg B.2

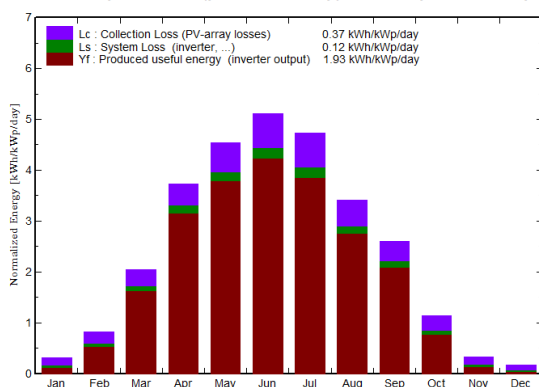
Grid-Connected System: Main results

Project : GEC. Fullt tak. CIGS
Simulation variant : vest, alt uten simulering

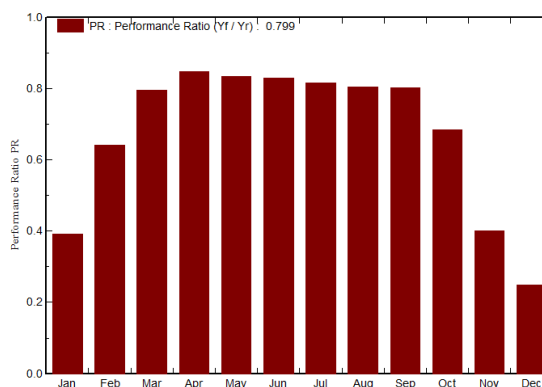
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	5.5°	
Near Shadings	Linear shadings		
7 orientations	Tilt/Azimuth	29°/90°, 23°/90°, 16°/90°, 10°/90°, 4°/90°, 35°/90°, 41°/90°	
PV modules	Model	9_4_cell_MidSummer	Pnom 103 Wp
PV Array	Nb. of modules	42	Pnom total 4318 Wp
Inverter	Model	SGN1300TL	Pnom 1000 W ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total 7.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 3045 kWh/year** Specific prod. 705 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **79.89 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4318 Wp



Performance Ratio PR



vest, alt uten simulering
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
January	8.9	6.65	-1.55	9.6	8.4	21.7	16.2	0.393
February	21.8	15.23	-2.17	22.9	21.0	72.2	63.6	0.642
March	66.4	35.37	0.07	63.2	58.9	231.9	217.4	0.796
April	113.6	51.57	5.64	111.8	106.3	429.0	408.8	0.847
May	146.8	70.41	10.86	140.7	134.3	531.4	506.7	0.834
June	162.3	82.32	14.46	153.3	146.3	575.9	549.5	0.830
July	152.5	75.46	16.97	146.8	140.1	542.8	517.1	0.816
August	107.8	61.19	16.15	106.0	100.9	389.1	368.4	0.805
September	75.2	39.86	11.54	78.1	74.0	287.2	270.8	0.803
October	33.7	18.31	6.46	35.1	32.0	114.9	103.6	0.684
November	9.7	7.59	2.56	10.0	8.9	23.1	17.4	0.402
December	5.2	3.81	-1.05	5.4	4.3	9.1	5.8	0.250
Year	904.0	467.76	6.71	882.9	835.5	3228.3	3045.4	0.799

Legends:

GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

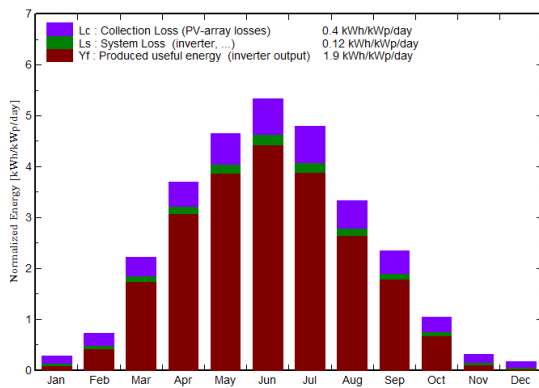
Grid-Connected System: Main results

Project : GEC. Fullt tak. CIGS
Simulation variant : öst, alt uten simulering

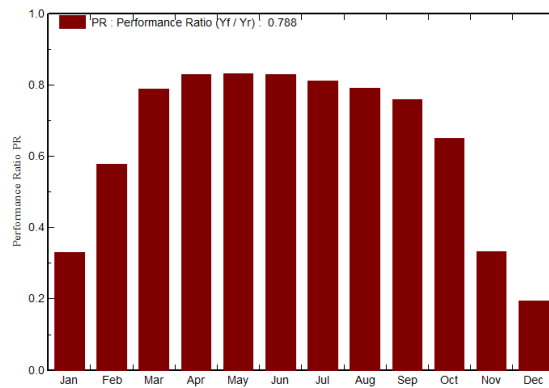
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	5.5°
Near Shadings	Linear shadings	
7 orientations	Tilt/Azimuth	29°/-90°, 23°/-90°, 16°/-90°, 10°/-90°, 4°/-90°, 35°/-90°, 41°/-90°
PV modules	Model	9_4_cell_MidSummer Pnom 103 Wp
PV Array	Nb. of modules	42 Pnom total 4318 Wp
Inverter	Model	SGN1300TL Pnom 1000 W ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0 Pnom total 7.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 3000 kWh/year** Specific prod. 695 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **78.82 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4318 Wp



Performance Ratio PR



öst, alt uten simulering
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	
January	8.9	6.65	-1.55	8.5	7.3	17.5	12.2	0.332
February	21.8	15.23	-2.17	20.2	18.1	58.7	50.3	0.578
March	66.4	35.37	0.07	68.6	62.4	248.5	233.7	0.789
April	113.6	51.57	5.64	111.0	103.4	417.9	397.8	0.830
May	146.8	70.41	10.86	144.0	136.2	542.3	517.4	0.832
June	162.3	82.32	14.46	160.2	151.8	600.8	574.3	0.830
July	152.5	75.46	16.97	148.5	140.5	546.9	521.0	0.813
August	107.8	61.19	16.15	103.4	96.9	374.3	353.8	0.793
September	75.2	39.86	11.54	70.5	64.4	246.7	231.0	0.759
October	33.7	18.31	6.46	32.4	29.0	102.1	91.0	0.651
November	9.7	7.59	2.56	9.3	8.0	19.2	13.4	0.332
December	5.2	3.81	-1.05	5.1	4.0	7.5	4.3	0.195
Year	904.0	467.76	6.71	881.6	822.0	3182.4	3000.2	0.788

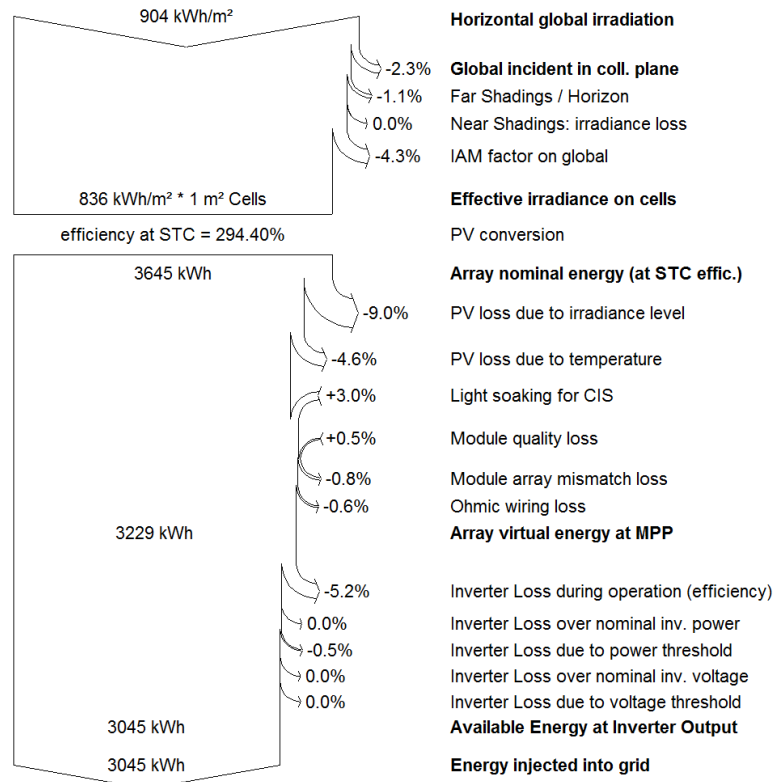
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : GEC. Fullt tak. CIGS
Simulation variant : vest, alt uten simulering

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Horizon	Average Height	5.5°		
Near Shadings	Linear shadings			
7 orientations	Tilt/Azimuth	29°/90°, 23°/90°, 16°/90°, 10°/90°, 4°/90°, 35°/90°, 41°/90°		
PV modules	Model	9_4_cell_MidSummer	Pnom	103 Wp
PV Array	Nb. of modules	42	Pnom total	4318 Wp
Inverter	Model	SGN1300TL	Pnom	1000 W ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total	7.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

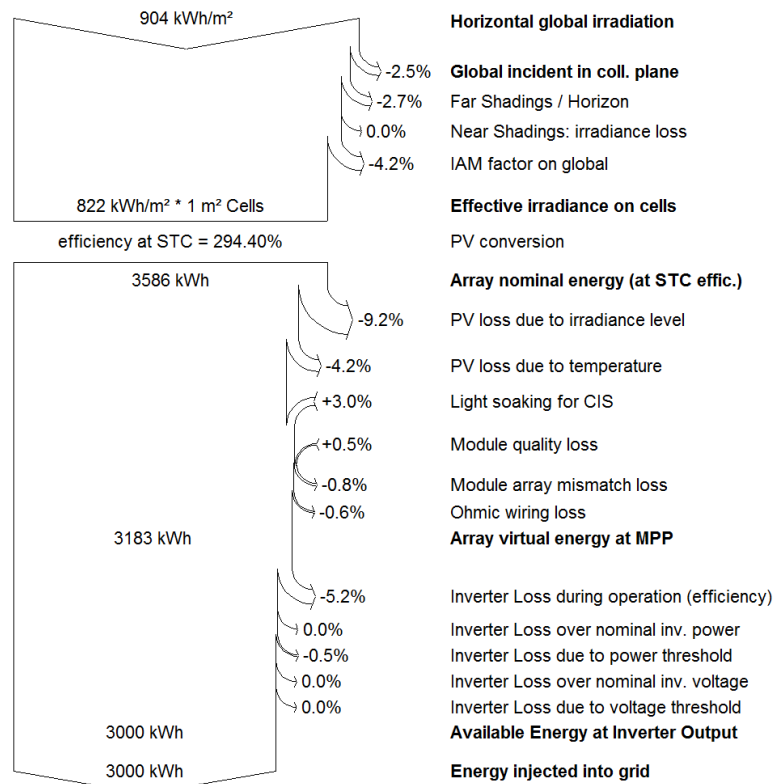


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : GEC. Fullt tak. CIGS
Simulation variant : öst, alt uten simulering

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Horizon	Average Height	5.5°		
Near Shadings	Linear shadings			
7 orientations	Tilt/Azimuth	29°/-90°, 23°/-90°, 16°/-90°, 10°/-90°, 4°/-90°, 35°/-90°, 41°/-90°		
PV modules	Model	9_4_cell_MidSummer	Pnom	103 Wp
PV Array	Nb. of modules	42	Pnom total	4318 Wp
Inverter	Model	SGN1300TL	Pnom	1000 W ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total	7.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Vedlegg C.1

PVSYST V6.61		12/04/17	Page 4/5					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		GEC. c-Si_Full_prototype						
Simulation variant :		orient, system(må visst bli 6 moduler), ferdig						
Main system parameters		System type Grid-Connected						
Horizon		Average Height 5.5°						
Near Shadings		Detailed electrical calculation (acc. to module layout)						
PV Field Orientation		tilt 23°	azimuth 0°					
PV modules		Model PV L Neolite	Pnom 255 Wp					
PV Array		Nb. of modules 6	Pnom total 1530 Wp					
Inverter		Model StecaGrid 1500	Pnom 1500 W ac					
User's needs		Unlimited load (grid)						
Main simulation results		Produced Energy 1381 kWh/year						
System Production		Performance Ratio PR 85.12 %	Specific prod. 903 kWh/kWp/year					
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1530 Wp</p> <p>Performance Ratio PR</p>								
orient, system(må visst bli 6 moduler), ferdig								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
January	8.9	6.65	-1.55	16.0	14.6	22.0	20.4	0.830
February	21.8	15.23	-2.17	32.7	30.6	46.8	44.8	0.894
March	66.4	35.37	0.07	90.7	85.7	127.7	124.0	0.894
April	113.6	51.57	5.64	136.3	130.1	187.4	182.3	0.875
May	146.8	70.41	10.86	159.7	152.6	214.0	208.0	0.851
June	162.3	82.32	14.46	169.7	161.9	224.4	218.2	0.841
July	152.5	75.46	16.97	161.6	154.3	210.6	204.5	0.827
August	107.8	61.19	16.15	119.7	114.0	158.0	153.1	0.836
September	75.2	39.86	11.54	93.9	89.1	126.4	122.5	0.852
October	33.7	18.31	6.46	53.3	50.2	73.3	70.5	0.865
November	9.7	7.59	2.56	16.0	14.4	21.4	19.7	0.806
December	5.2	3.81	-1.05	11.1	9.6	14.5	13.3	0.782
Year	904.0	467.76	6.71	1060.7	1007.2	1426.6	1381.3	0.851
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation		GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings			
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T Amb	Ambient Temperature		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR	Performance Ratio			

Vedlegg C.2

PVSYST V6.61		12/04/17	Page 5/6					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		GEC.Fullt tak. Max Potensial						
Simulation variant :		Hele_vestlig_tak_c_Si_5_tilt_uten_LID_ferdig2						
Main system parameters		System type Grid-Connected						
Horizon		Average Height 5.5°						
Near Shadings		Detailed electrical calculation (acc. to module layout)						
5 orientations		Tilt/Azimuth 5°/90°, 14°/90°, 23°/90°, 31°/90°, 40°/90°						
PV modules		Model PV L Neolite Pnom 255 Wp						
PV Array		Nb. of modules 15 Pnom total 3825 Wp						
Inverter		Model SGN1300TL Pnom 1000 W ac						
Inverter pack		Nb. of units 5.0 Pnom total 5.00 kW ac						
User's needs		Unlimited load (grid)						
Main simulation results								
System Production		Produced Energy 2801 kWh/year Specific prod. 732 kWh/kWp/year						
		Performance Ratio PR 82.94 %						
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3825 Wp</p> <p> ■ Lc : Collection Loss (PV-array losses) 0.31 kWh/kWp/day ■ Ls : System Loss (inverter, ...) 0.11 kWh/kWp/day ■ Yf : Produced useful energy (inverter output) 2.01 kWh/kWp/day </p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yf / Yr) 0.829</p> </div> </div>								
Hele_vestlig_tak_c_Si_5_tilt_uten_LID_ferdig2								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
January	8.9	6.65	-1.55	9.6	8.4	30.3	25.3	0.689
February	21.8	15.23	-2.17	23.0	21.0	79.0	72.4	0.825
March	66.4	35.37	0.07	63.2	59.0	220.2	208.8	0.863
April	113.6	51.57	5.64	111.7	106.3	384.4	368.4	0.862
May	146.8	70.41	10.86	140.8	134.4	471.8	452.2	0.840
June	162.3	82.32	14.46	153.4	146.4	508.0	487.3	0.831
July	152.5	75.46	16.97	146.8	140.2	478.9	458.5	0.817
August	107.8	61.19	16.15	106.0	100.9	349.6	333.2	0.822
September	75.2	39.86	11.54	78.1	74.0	262.3	249.5	0.835
October	33.7	18.31	6.46	35.1	32.0	116.5	107.8	0.804
November	9.7	7.59	2.56	10.0	8.9	31.6	26.1	0.681
December	5.2	3.81	-1.05	5.4	4.3	15.1	11.3	0.551
Year	904.0	467.76	6.71	883.0	835.8	2947.8	2801.0	0.829
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	T Amb	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EArray	E_Grid	
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
		Ambient Temperature		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR	Performance Ratio			

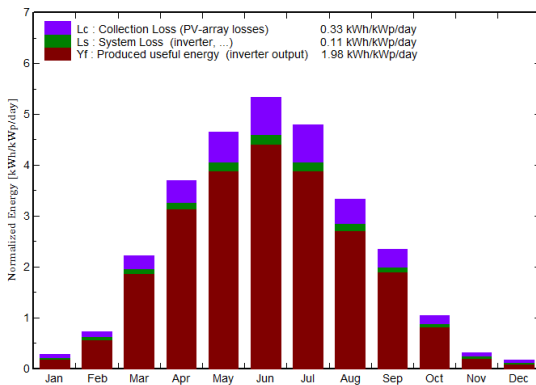
Grid-Connected System: Main results

Project : GEC.Fullt tak. Max Potensial
Simulation variant : Hele_östlig_tak_c_Si_klart, uten LID, klart2

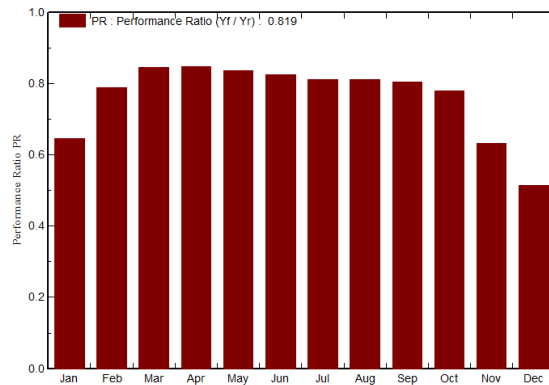
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	5.5°
Near Shadings	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)
5 orientations	Tilt/Azimuth	5°/-90°, 14°/-90°, 23°/-90°, 31°/-90°, 40°/-90°
PV modules	Model	PV L Neolite
PV Array	Nb. of modules	15
Inverter	Model	SGN1300TL
Inverter pack	Nb. of units	5.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	Pnom	255 Wp
	Pnom total	3825 Wp
	Pnom	1000 W ac
	Pnom total	5.00 kW ac

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 2761 kWh/year** Specific prod. 722 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **81.87 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3825 Wp



Performance Ratio PR



Hele_östlig_tak_c_Si_klart, uten LID, klart2
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
January	8.9	6.65	-1.55	8.5	7.3	26.0	21.0	0.646
February	21.8	15.23	-2.17	20.2	18.1	67.4	60.8	0.789
March	66.4	35.37	0.07	68.6	82.5	233.6	222.0	0.846
April	113.6	51.57	5.64	111.0	103.3	375.6	359.7	0.847
May	146.8	70.41	10.86	144.0	136.2	481.2	461.4	0.838
June	162.3	82.32	14.46	160.2	151.8	527.5	506.1	0.826
July	152.5	75.46	16.97	148.5	140.5	482.2	461.7	0.813
August	107.8	61.19	16.15	103.4	96.9	337.6	321.3	0.812
September	75.2	39.86	11.54	70.5	64.4	229.6	217.3	0.806
October	33.7	18.31	6.46	32.4	29.0	105.3	96.7	0.781
November	9.7	7.59	2.56	9.3	8.0	28.0	22.6	0.633
December	5.2	3.81	-1.05	5.1	4.0	13.7	10.0	0.514
Year	904.0	467.76	6.71	881.5	822.0	2907.8	2760.6	0.819

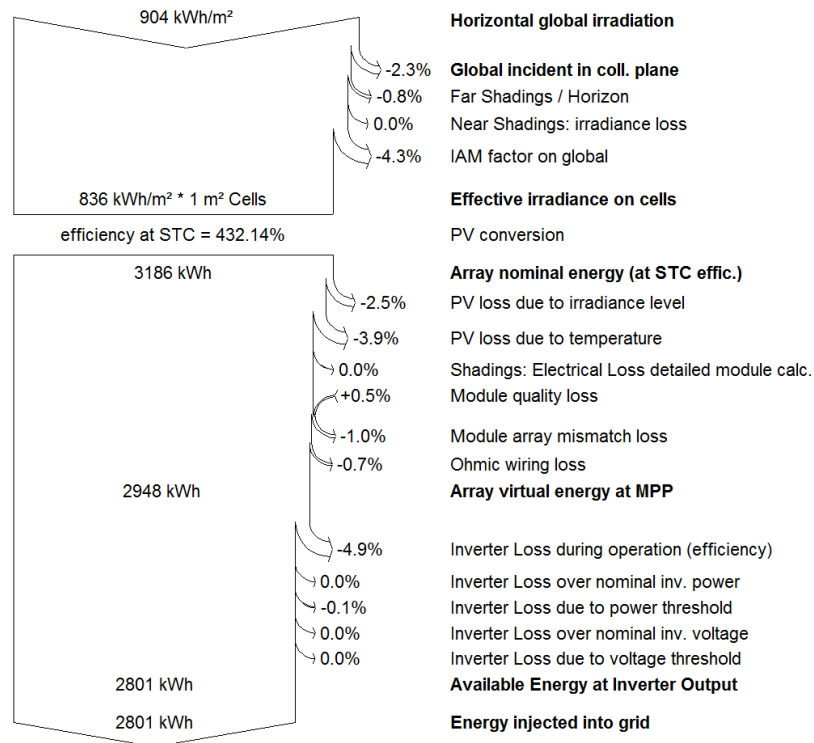
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : GEC.Fullt tak. Max Potensial
Simulation variant : Hele_vestlig_tak_c_Si_5_tilt_uten_LID_ferdig2

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	5.5°
Near Shadings	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)
5 orientations	Tilt/Azimuth	5°/90°, 14°/90°, 23°/90°, 31°/90°, 40°/90°
PV modules	Model	PV L Neolite Pnom 255 Wp
PV Array	Nb. of modules	15 Pnom total 3825 Wp
Inverter	Model	SGN1300TL Pnom 1000 W ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0 Pnom total 5.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year

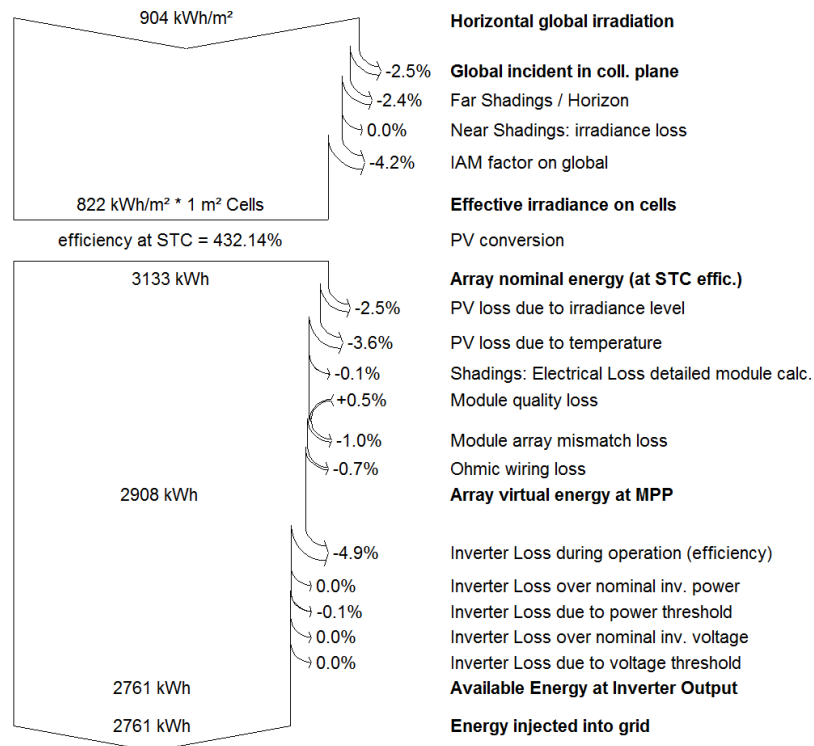


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : GEC.Fullt tak. Max Potensial
Simulation variant : Hele_östlig_tak_c_Si_klart, uten LID, klart2

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	5.5°	
Near Shadings	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
5 orientations	Tilt/Azimuth	5°/-90°, 14°/-90°, 23°/-90°, 31°/-90°, 40°/-90°	
PV modules	Model	PV L Neolite	Pnom 255 Wp
PV Array	Nb. of modules	15	Pnom total 3825 Wp
Inverter	Model	SGN1300TL	Pnom 1000 W ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total 5.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Vedlegg D



Date: 27-feb-2017

Sizing and energy calculation for dehumidified building

Program: DRYSIZE Version: 2015.01



REFERENCE:

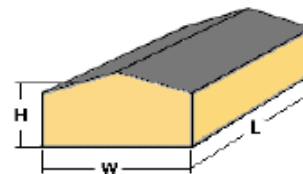
Customer: Glava Energy Center
 Project: Arvika
 Proj No:
 Sign:

INPUT DATA:

Application: Stored steel products
 Infiltration model: Wind Force
 Period: Full year
 Local data: Karlstad Flygplats, Sweden
 Design outdoor condition: RH % 82,1 Temp °C 18,6
 Type of Heating: Unheated
 Indoor air condition: RH % 50,0

BUILDING:

Structure: Welded Plastic Tent
 Length m 10 Width m 9,9 Height m 5,1

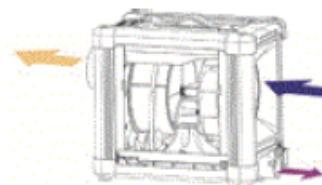


MOISTURE LOAD:

Air changes/h: 0,1
 Open Door min/h: 5
 Number of persons: 0
 Ventilationm/h: 0
 Operation Time %: 40
 Water surface m²: 0
 Temp °C: 0,00
 Unspecified loadkg/hr: 0

RESULT:

	Design	Average
Calculation method:	FLOAT	
Moisture Load kg/hr:	0,27	0,06
Selected d/h unit:	M190Y	
Quantity:	1	
Control / Saving %:	On/Off	
Utilization %:	49	15
Connected power kW:	0,930	
Annual energy consumption kWh		
Dehumidification:	1 229	
Heating:	0	
Total:	1 229	



solar**edge** SolarEdge Power Optimizer Module Add-On with IndOP™ technology P350I

BENEFITS PER SOLUTION	SolarEdge Power Optimizer with SolarEdge Inverter	SolarEdge Power Optimizer with SolarEdge Safety & Monitoring Interface and a Non-SolarEdge Inverter	SolarEdge Power Optimizer with a Non-SolarEdge Inverter
Added Energy	✓	✓	✓
Safety	✓	✓	—
Monitoring	✓	✓	—
Multi-facet Design	✓	✓	✓
Long String Design	✓	—	—

INPUT		P350I (for 60-cell & 72-cell PV modules)	
Rated Input DC Power ⁽¹⁾		350	W
Absolute Maximum Input Voltage (Voc at lowest temperature)		60	Vdc
MPPT Operating Range		8 - 60	Vdc
Maximum Continuous Input Current (Isc)	PXXX-2 series	10	Adc
	PXXX-5 series	11	Adc
Maximum Efficiency		99.5	%
Weighted Efficiency		98.6	%
Overvoltage Category		II	
OUTPUT DURING OPERATION (POWER OPTIMIZER CONNECTED TO OPERATING INVERTER)		Power Optimizer connected to a SolarEdge Inverter	Power Optimizer connected to a Non-SolarEdge Inverter ⁽²⁾
Maximum Output Current		15	Adc
Maximum Output Voltage		60	Voc of connected PV module
OUTPUT DURING STANDBY (POWER OPTIMIZER DISCONNECTED FROM INVERTER OR INVERTER OFF)			
Safety Output Voltage per Power Optimizer		1	1 ⁽³⁾ Vdc

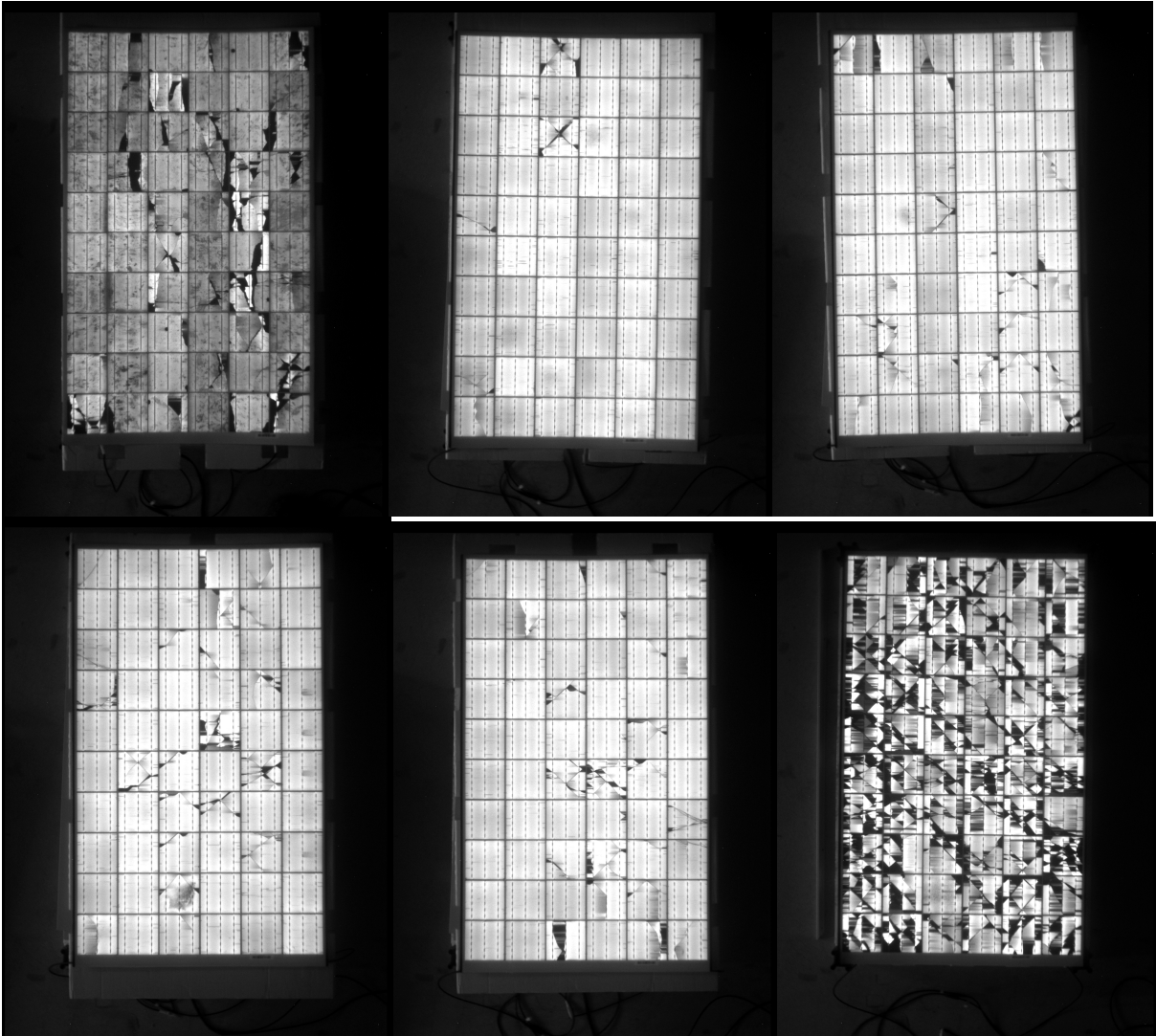
STANDARD COMPLIANCE	
EMC	FCC Part15 Class B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3
Safety	IEC62109-1 (class II safety), UL1741
RoHS	Yes
Fire Safety	VDE-AR-E 2100-712:2013-05

INSTALLATION SPECIFICATIONS	
Maximum Allowed System Voltage	1000 Vdc
Dimensions (WxLxH)	PXXX-2 series: 141 x 212 x 40.5 / 5.55 x 8.34 x 1.59 mm / in PXXX-5 series: 128 x 152 x 27.5 / 5 x 5.97 x 1.08 mm / in
Weight (including cables)	PXXX-2 series: 950 / 2.1 g / lb PXXX-5 series: 655 / 1.5 g / lb
Input Connector	MC4 ⁽⁴⁾
Output Connector	MC4
Output Wire Length	1.2 / 3.9 m / ft
Operating Temperature Range	-40 - +65 / -40 - +185 °C / F
Protection Rating	PXXX-2 series: IP65 / NEMA4 PXXX-5 series: IP68 / NEMA 6P
Relative Humidity	0 - 100 %

⁽¹⁾ Rated STC power of the module. Module of up to +5% power tolerance allowed.
⁽²⁾ Available only if Safety & Monitoring Interface (SMI) is installed or if SafeDC™ is disabled during installation by a one-time operation using the SolarEdge Key.
⁽³⁾ When SolarEdge Safety and Monitoring Interface (SMI) is turned off.
⁽⁴⁾ For other connector types please contact SolarEdge.

PV SYSTEM DESIGN	SOLAREEDGE SINGLE PHASE HD-WAVE	SOLAREEDGE SINGLE PHASE INVERTER	SOLAREEDGE THREE PHASE INVERTER	NON-SOLAREEDGE INVERTER ⁽¹⁾
Minimum String Length (Power Optimizers)	8		16	According to inverter design rules & PV module datasheet,
Maximum String Length (Power Optimizers)	25		50	minimum 4 power optimizers per string.
Maximum Power per String	5700	5250	11250	W
Parallel Strings of Different Lengths		Yes		No
Parallel Strings of Different Orientations			Yes	

Vedlegg F





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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway