

Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

**Masteroppgave 2024 30 stp**  
Fakultet for realfag og teknologi

# **Optimalisering av strålesporingssimuleringer for tosidige solceller i Rhino 3D**

Optimizing Bifacial Photovoltaic Simulations Using  
Raytracing in Rhino 3D

**Stein Arne Flasnes Haaland**  
Miljøfysikk og fornybar energi



# Sammendrag

Markedsandelen til tosidige solceller er sterkt økende og vil trolig dominere markedet om få år. Med dette kommer nye utfordringer for nøyaktige simuleringer, på grunn av økt produksjon fra reflektert stråling. Standard-simuleringsverktøy er i dag basert på view-faktormetoden, men strålesporing kan tilby høyere presisjon og bedre forståelse av skyggeleggingselementer. Strålesporing er imidlertid mer beregningskrevende og dermed også tidkrevende.

Hovedmålet med denne masteroppgaven er å optimalisere simuleringen av produksjonen fra tosidige solceller på timesbasis ved bruk av strålesporingsverktøyet Radiance gjennom programvaren Rhino 3D. For å oppnå dette blir det gjennomført to ulike tester. Den første bruker detaljnivået til strålesporingen, og antall målesensorer som variabler for å finne nøyaktige resultater med lav kjøretid. Den andre testen ser på hvor mye de ulike albedoverdiene til påvirker produksjonen på timesbasis gjennom året. Dette case-studiet er basert på Next2Sun-installasjonen av vertikale solpaneler i Ås, med planlagt installasjon i år.

Tidligere studier har fokusert på modellens nøyaktighet. Den underliggende PV-modellen ble i dette arbeidet sammenlignet med bransjestandardverktøyene PVsyst for å verifisere dens nøyaktighet. Dette arbeidet utvides her ved å teste modellen mot produksjonsdata fra tre tosidige moduler på Søråsjordet i Ås, noe som ytterligere bekrefter tilnærmingens anvendelighet.

Hovedfunnene viser at detaljeringsgraden til strålesporing og antall sensorer har liten påvirkning på produksjonen med kun 1,14% avvik på årsbasis mellom mest og minst detaljert simulering. Det ble også funnet at for simuleringer med 2 albedoverdier for året i stedet for 9, var RMSE 2,5 Wh/m<sup>2</sup>, og for 6 albedoverdier var avviket ubetydelig. Som betyr at en simulering med året delt opp i 6, vil gi gode prediksjoner for produksjonen på timesbasis. Validering mot måledata bekrefter simuleringmodellens pålitelighet, og  $R^2$  verdien mellom målt og simulert produksjon ble funnet til å være 0.945.

# Abstract

Bifacial solar panels are quickly becoming more prominent in the photovoltaic market, and they are on track to lead the industry within a few years. This rise presents a new challenge in accurately simulating PV-production, due to the additional power generation from reflected irradiance. Simulations based on the view-factor method for bifacial solar panels are the industry standard, but raytracing has the potential to offer higher precision and a better understanding of shading elements.

The primary objective of this study is to optimize the simulation of bifacial photovoltaic (PV) panels on an hourly basis using the raytracing engine Radiance through Rhino 3D software. To achieve the primary objective, two different studies are conducted. The first study investigates the necessary level of detail in raytracing and the number of sensors per square meter required to achieve grid detail independent results. The second study investigates how the different albedo values affects the hourly production through the year. This case study is based on the Next2Sun installation of vertical solar panels in Ås, with planned installation this year.

Previous studies on the installation have focused on the accuracy of the model itself. The underlying PV model was in this work compared with industry standard tools, PVSyst, to verify its accuracy. This work is here expanded on by testing the model against production data from three bifacial modules located in Ås, further verifying the applicability of this approach.

Key findings demonstrate that the detail level of raytracing and number of sensors has little variation between most and least detailed, with only 1,14% deviation on a yearly basis. It was also found that for simulations with 2 albedo values through the year instead of 9, the RMSE was 2.5 Wh/m<sup>2</sup>, and for 6 albedo values the deviation was negligible. This indicates that simulations with 6 albedo values will provide accurate results on an hourly basis. Validation against real-world measurements confirms the reliability of the simulation model, with a  $R^2$  value of 0.945 between measured and simulated production.



# Forord

Denne masteroppgaven marker avslutningen på min tid ved Miljøfysikk og fornybar energi på Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, og er resultatet av flere måneder med spennende og utfordrende arbeid. Våren 2024 har gått fort, og det er rart å se tilbake på et halvt år med masterskriving og 5 år med studier.

Jeg ønsker å takke mine veiledere for mange gode råd og innspill, og for å forme retningen til oppgaven. En spesiell takk til Arnkell Jonas Petersen for god opplæring i Rhino og for god hjelp med å planlegge simuleringene i Grasshopper. En ekstra takk til Espen Olsen for å legge til rette for arbeidet, og for at jeg fikk være med på to spennende konferanser om solenergi. Jeg vil også takke resten av solenergigruppen ved fakultet for realfag og teknologi, for deres gode tanker og ideer for hvordan ulike problemer kunne løses gjennom hele arbeidet.

# Innhold

<b>1</b>	<b>Introduksjon</b>	<b>1</b>
1.1	Bakgrunn for å kombinere jordbruk og solenergi . . . . .	1
1.2	Tosidige solceller . . . . .	1
1.3	Agrivoltaics prosjektet . . . . .	2
1.4	Mål for arbeidet . . . . .	2
1.5	Oppgavens struktur . . . . .	3
<b>2</b>	<b>Teori</b>	<b>4</b>
2.1	Solinnstråling . . . . .	4
2.1.1	Solens posisjon . . . . .	4
2.1.2	Global, diffus og direkte innstråling . . . . .	5
2.1.3	Albedo . . . . .	6
2.1.4	Innstråling i Norge . . . . .	6
2.2	Solcellers virkemåte . . . . .	7
2.2.1	Halvledere og doping . . . . .	7
2.2.2	Fotovoltaisk effekt . . . . .	8
2.2.3	PN-overgang . . . . .	9
2.2.4	Tosidige solceller . . . . .	10
2.3	Solcellemodul og system . . . . .	11
2.3.1	Oppbygging av modul . . . . .	11
2.3.2	Standard testbetingelser . . . . .	12
2.3.3	Temperaturpåvirkning . . . . .	12
2.3.4	Skygging . . . . .	13
2.3.5	Solcellesystem . . . . .	13
2.3.6	Tapsfaktorer for modul og system . . . . .	14
2.4	Simulering av innstråling og produksjon fra tosidige solceller . . . . .	14
2.4.1	View factor . . . . .	14
2.4.2	Strålesporing . . . . .	15
2.4.3	Modellering av solceller . . . . .	16
<b>3</b>	<b>Metode del 1: Agrivoltaics på Kjerringjordet</b>	<b>18</b>
3.1	Lokasjon og oppsett . . . . .	18
3.2	Teknisk data for Huasun Himalaya 460W . . . . .	19
3.3	Modellering og databehandling . . . . .	19
3.3.1	Verktøy . . . . .	19
3.3.2	Simuleringsprosedyre . . . . .	20
3.3.3	Modellert geometri . . . . .	21
3.3.4	Konstruksjon og import av værdata . . . . .	21
3.3.5	Terreng . . . . .	22
3.3.6	Simulering av irradians med strålesporing . . . . .	23
3.3.7	Solcellemodell . . . . .	23

3.4	Parameter optimalisering . . . . .	24
3.4.1	Sensoravhengighet . . . . .	24
3.4.2	Albedoavhengighet . . . . .	25
<b>4</b>	<b>Metode del 2: Testfelt på Søråsjordet</b>	<b>28</b>
4.1	Lokasjon og målinger . . . . .	28
4.2	Teknisk data for Jasolar JAM72D20 450W . . . . .	29
4.3	Valideringstest . . . . .	30
4.3.1	Rådatabehandling . . . . .	30
4.3.2	Værdata til simulering . . . . .	30
4.3.3	Simulering i Grasshopper . . . . .	31
4.3.4	Valideringsdata . . . . .	31
<b>5</b>	<b>Resultater</b>	<b>33</b>
5.1	Sensoravhengighet . . . . .	33
5.2	Albedo avhengighet . . . . .	35
5.3	Validering av solcellemodell . . . . .	37
<b>6</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>41</b>
6.1	Sensoravhengighet . . . . .	41
6.2	Albedoavhengighet . . . . .	42
6.3	Validering av modell . . . . .	43
<b>7</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>45</b>
<b>8</b>	<b>Videre arbeid</b>	<b>47</b>
	<b>Referanser</b>	<b>48</b>
<b>A</b>	<b>Datablad for solcellemodulene</b>	<b>50</b>
<b>B</b>	<b>Grasshopper-skript</b>	<b>55</b>

# Figurer

2.1	Solens posisjon på himmelen . . . . .	5
2.2	Global horisontal innstråling i Norge . . . . .	6
2.3	Gitterstruktur til dopet halvleder . . . . .	8
2.4	Illustrasjon av båndgap og eksitasjon . . . . .	8
2.5	Solcellers virkemåte . . . . .	9
2.6	Heterogen PN-overgang . . . . .	10
2.7	Oppbygging av en tosidig solcelle . . . . .	10
2.8	Innstråling på tosidige solceller . . . . .	11
2.9	Eksempeloppbygging av en solcellemodul . . . . .	12
2.10	Skyggelagt celle på modul . . . . .	13
2.11	Visualisering av strålesporing . . . . .	15
3.1	Plassering av Agrivoltaicsanlegget på Kjerringjordet . . . . .	18
3.2	Flowchart av simuleringsprosedyren . . . . .	20
3.3	Konstruert geometri i Grasshopper . . . . .	21
3.4	Terrenget rundt agrivoltaics anlegget på Kjerringjordet . . . . .	22
3.5	Fordeling av albedoverdier per måned . . . . .	26
3.6	Kummulativ frekvens av albedoverdier i Ås for TMY . . . . .	26
4.1	Måleoppsett på Søråsjordet . . . . .	28
4.2	Oppsett av solcellemoduler på Søråsjordet . . . . .	29
4.3	Forholdet mellom produksjon og målt GTI på Søråsjordet i 2023, <b>før</b> korrigerings av feilmålinger. . . . .	32
4.4	Forholdet mellom produksjon og målt GTI på Søråsjordet i 2023, <b>etter</b> korrigerings av feilmålinger . . . . .	32
5.1	Årlig produksjon for hver simulering i sensoravhengighetsstudiet. . .	34
5.2	Prosentvis avvik for hver simulering i sensoravhengighetsstudiet. . .	34
5.3	Årlig simulert produksjon og avvik for simuleringer med 1 til 9 albedoverdier. . . . .	35
5.4	Timesavviket for hver simulering fra høyest detaljerte simulering, i form av RMSE verdi. . . . .	36
5.5	Simuleringstid for Albedo-avhengighetsstudiet . . . . .	36
5.6	Scatterplot av de ulike simuleringene for albedo-avhengigheten, sammenlignet med kjøringen med 9 albedoer. . . . .	37
5.7	Månedlig målt og simulert innstråling i PV-planet . . . . .	38
5.8	Scatterplot av simulert og målt innstråling i PV-planet . . . . .	39
5.9	Månedlig målt og simulert produksjon fra en solcellemodul på Søråsjordet i 2023 . . . . .	40
5.10	Scatterplot av simulert og målt produksjon på timesbasis for et panel på Søråsjordet i 2023. . . . .	40
B.1	Konstruering av geometri i Grasshopper . . . . .	55
B.2	Importerings og posisjonering av terreng i Grasshopper . . . . .	55

B.3	Valg av stråleegenskaper i Grasshopper . . . . .	56
B.4	Panel og sensorvalg i Grasshopper . . . . .	57
B.5	Honeybeemodell og strålesporingsparametervalg i Grasshopper . . . . .	57
B.6	Albedosortering i Grasshopper . . . . .	58
B.7	PV-modell i Grasshopper . . . . .	58
B.8	Konstruering av værdatafil i Grasshopper . . . . .	59

## Tabeller

3.1	De mest relevante spesifikasjonene Huasun Himalaya 460W . . . . .	19
3.2	Strålesporingsparametere . . . . .	23
3.3	Antall sensorer til sensor-avhengighetsstudiet . . . . .	25
3.4	Albedoverdier for albedo-avhengighetsstudiet . . . . .	27
4.1	De mest relevante spesifikasjonene til Jasolar JAM72D20 450W. . .	29

**GHI** Global Horisontal Innstråling

**DHI** Diffus Horisontal Innstråling

**DNI** Direkte Normal Innstråling

**VF** *View Factor*

**IAM** Justeringsfaktor for vinkel, *Incident Angle Modifier*

**PV** Fotovoltaisk, *Photovoltaic*

**TMY** Typisk metrologisk år





# 1 Introduksjon

## 1.1 Bakgrunn for å kombinere jordbruk og solenergi

I følge Statnetts rapport fra 2023 vil Norge trenge 200 til 250 TWh elektrisk energi innen 2050 [1]. For å nå målene fra Paris avtalen er det avgjørende at dette kraftbehovet dekkes av energikilder med lavt klimaavtrykk. Miljødirektoratet anslår at det trengs 34 TWh elektrisk energi for å nå klimamålene våre innen 2030 [2]. I Norge er det vind, vann og sol som er lagt frem som de viktigste kildene til dekke dette behovet. Den største satsningen til regjeringen er på havvind, men effektivisering av vannkraftverk og utbygging av solkraftverk pekes på som raske måter å skaffe den kraften vi trenger for å redusere utslippene våre innen 2030 [2]. NVE mener at det vil være mulig å dekke 25 - 30 TWh med solenergi og energisparing [2].

Strømproduksjon fra solenergi er stadig økende i Norge, hvor bygningsintegrerte panel har stått for mesteparten. Multiconsult fant i 2022 ut at det tekniske potensiale i solenergi på tak i Norge er på 65 TWh [3]. Det tekniske potensialet for bygningsintegrert solenergi er dermed stort nok til å dekke miljødirektoratets anslag, men det realiserbare potensialet er nok mye mindre, Multiconsult anslår omtrent 45 % av det tekniske potensialet kan utnyttes [4]. Dermed vil vi også trenge bakkemontert solkraftverk.

Ved utbygging av bakkemontert solkraft, vil anleggene kreve store åpne flate områder. Slike områder har ofte interessenter av mange ulike typer, som industri, bolig eller natur.

Fra NRK's dokumentar om naturkrisen, kommer det frem at omtrent 200 km<sup>2</sup> med natur er blitt bygget ned fra 2017 til 2022 [5]. Dette belyser en klar utfordring vi har om å både bevare natur, samtidig som vi driver utvikling. Det er dermed svært viktig at ved utbygging av mer solkraft, at vi tar hensyn til naturen, og kanskje benytter allerede kultiverte områder.

En potensiell løsning kan være å kombinere jordbruk og solenergi, som kan bidra til å unngå nedbygging av natur for kraftproduksjon. Ved å utnytte allerede brukte arealer til solenergiproduksjon kan vi adressere både naturkrisen og klimakrisen samtidig. Den doble utnyttelsen av jordbruksareal til solenergi kalles *agricultural photovoltaics* eller agrivoltaics.

## 1.2 Tosidige solceller

Tradisjonelt sett har strøm fra solenergi kommet fra ensidige solcellemoduler, hvor bare den innstrålte effekten på forsiden av panelet bidrar til strømproduksjon. I 2019 hadde ensidige solceller over 80 % av markedsandelen innen solcelleteknologi, mens i 2030 er den antatt å være på rundt 30% [6]. Det som tar over markedet er tosidige solceller. Tosidige solcellemoduler kan produsere strøm fra innstråling på begge sider

av panelet, noe som gir det mulighet til å øke energiproduksjonen per areal [6]. Det er denne typen panel som er ønskelig å bruke i sammenheng med agrivoltaics.

Endringen med å ha to sider som kan gi strømproduksjon gjør at simulering av produksjonen blir mer kompleks. For ensidige moduler vil ikke refleksjonen fra bakken ha en så betydelig rolle for strømproduksjonen, men for tosidige vil lyset som treffer baksiden av panelet via bakken bidra til økt produksjon. Dermed må vi ha verktøy som kan estimere denne strålingen på en god måte.

For å simulere innstråling på en overflate er det to metoder som i all hovedsak brukes, *view factor* og strålesporing. Programmer som er mye brukt i solenergibransjen i dag, benytter *view factor* metoden, mens strålesporing ikke blir brukt kommersielt. Strålesporing er mer nøyaktig men krever mer også mer datakraft [7]. I denne oppgaven vil strålesporing bli brukt ved bruk av strålesporingsverktøyet Radiance i modelleringsprogrammet Rhino 3D.

### 1.3 Agrivoltaics prosjektet

Høsten 2021 ble det via solenergiguppen på NMBU planlagt et forskningsanlegg for Agrivoltaics. Ved planleggingen av dette ble det skrevet en masteroppgave av Amanda Henriksdatter Woie, hvor simulering av strømproduksjon og avlinger ble simulert[8]. Fra dette arbeidet ble avstanden mellom solcelleradene bestemt. Som et videre arbeid på denne oppgaven gjennomførte Madelen Flesland nye simuleringer hvor blant annet terrenget rundt ble tatt høyde for [9]. Denne oppgaven bygger videre på dette arbeidet, og vil ta utgangspunkt i de resultatene som ble funnet tidligere.

Utenom dette spesifikke prosjektet er det blitt utviklet en modell for enkel simulering av tosidige solceller av Arnkell Jonas Petersen og Iver Frimannslund ved NMBU. Modellen er blitt validert opp mot data fra et anlegg i Danmark og sammenlignet med PV-syst [10]. Til valideringsarbeidet i denne oppgaven vil resultatene derfra være relevant å ta hensyn til.

### 1.4 Mål for arbeidet

Hovedmålet for arbeidet i denne masteroppgaven er å finne ut hvordan man mest effektivt kan benytte Rhino 3D til simulering av produksjon fra solceller. Til å finne ut det, er det formulert 4 delmål her.

1. Hvor mange sensorer trenger man på solcellepanelene, og hvor detaljert må strålesporingen være, for å få nøyaktige nok simuleringer av produksjonen?
  - For å svare på det, skal produksjonen fra Agrivoltaicsanlegget på Kjer-ringjordet i Ås simuleres, med sensormengde og detaljeringsgrad som variabler.

2. Hvor mange og hvilke verdier for albedo trengs til å simulere energiproduksjon fra solceller per time og per år?
  - Fremgangsmåten her blir å simulere produksjonen fra Agrivoltaicsanlegget med bakkens albedo som variabel, og sammenligne resultatene.
3. Gir modellen nøyaktige resultater?
  - Ved å teste modellen opp mot produksjonsdata fra 3 tosidige solcellepanel på Søråsjordet, vil nøyaktigheten til modellen bli testet.
4. Er strålesporingssimuleringer i Rhino en effektiv måte å simulere tosidige solceller på?
  - Basert på simuleringstidene ved alle testene, vil effektiviteten til metoden bli vurdert.

## 1.5 Oppgavens struktur

Oppgaven er overordnet strukturert slik:

- **Teori:** Gir relevant bakgrunnsinformasjon for å forstå metoden og resultatene, og inneholder info om innstråling, solcellefysikk og solcellesystemer.
- **Metode del 1: Agrivoltaics på Kjerringjordet:** Metoden brukt til data-behandling og simulering av agrivoltaics anlegget, og metoden for parameterstudiene.
- **Metode del 2: Testfelt på Søråsjordet:** Metoden for hvordan behandlingen av rådata fra Søråsjordet er gjennomført, og hvordan simuleringen derfra er satt opp.
- **Resultater:** Resultatene fra parameterstudiene samt valideringsdata fra Søråsjordet blir presentert.
- **Diskusjon:** Tolkning og analyse av parameterstudieresultater og valideringsresultater.
- **Konklusjon:** Kort sammendrag av de viktigste funnene og diskusjonen, med en konklusjon for de ulike testene og delmålene.
- **Videre Arbeid:** Ideer for hvordan dette arbeidet kan bygges videre på.

## 2 Teori

De kommende avsnittende vil gå igjennom den mest relevante bakgrunnen for å forstå metoden og resultatene. Det meste av bakgrunnen er basert på *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems* [11].

### 2.1 Solinnstråling

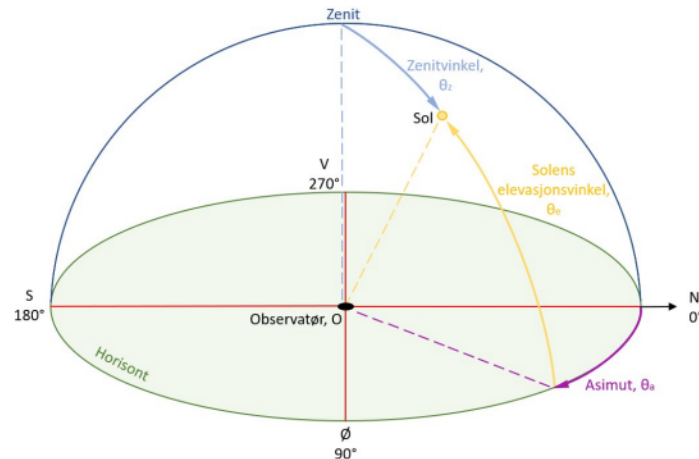
Solstråler består av et vidt spekter av elektromagnetisk stråling, som når det treffer jordoverflaten består hovedsakelig av fotoner med bølgelengde mellom 300 og 2500 nm. Bølgelengden  $\lambda$  til fotonene påvirker mengden energi  $E_f$  fotonet har, med forholdet

$$E_f = \frac{hc}{\lambda} \quad (1)$$

hvor  $c$  er lysets hastighet, og  $h$  er Plancks konstant. Den totale energien av alle fotoner som treffer jordkloden kalles den innstrålte effekten fra solen, og per kvadratmeter kalles det irradians. Irradiansen ved atmosfærens overflate er i gjennomsnitt  $1361 \text{ W/M}^2$ . Energien som treffer jordoverflaten vil variere mye utifra hvor på kloden man er. Hvordan vi beskriver denne innstrålingen vil bli nærmere forklart i denne seksjonen.

#### 2.1.1 Solens posisjon

Solens posisjon på himmelen i forhold til en observator kan forklares med to variabler, asimutvinkel  $\phi_a$  og zenitvinkel  $\theta_z$ . Asimutvinkel er vinkelen solen har, målt med klokken fra nord. Ved 180 grader er solen rett syd. zenitvinkel er vinkelen solen har i forhold til normalen til horisontalplanet til observatoren. Ved vinkler over 90 grader er solen under horisonten, og ved 0 grader er solen rett over observatoren. Tydeliggjøring av dette kan sees i figur 2.1.



Figur 2.1: Visualisering av solens posisjon på himmelen, beskrevet av zenitvinkel og asimutvinkel. Himmelretningene er også beskrevet med hver sin asimutvinkel. Figur hentet fra *Modellering og simulering av agriPV i Ås* [8].

### 2.1.2 Global, diffus og direkte innstråling

Irradiansen på en overflate vil variere mye utifra solforholdet, og mengden skyer. Ved måling av irradians er det dermed vanlig å se både på diffus og direkte innstråling. På den måten kan man få bedre forståelse for skydekke, og refleksjoner. De forskjellige innstrålingene kan beskrives slik:

- Direkte normal innstråling (DNI) er innstrålingen fra solen på en flate som til enhver tid står normalt på solinnstrålingen.
- Diffus horisontal innstråling (DHI) er mengden innstråling på en horisontal overflate, når man har skygget for solen.
- Global horisontal innstråling (GHI) er den totale mengden irradians på en horisontal overflate og er summen av den diffuse og direkte strålingen, hvor zenitvinkelen er tatt høyde for. Summen kan skrives som

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(\theta_z). \quad (2)$$

Det er flere måter man kan måle irradians på, men et vanlig instrument å bruke er et pyranometer. Det opererer ved å registrere innstrålt solenergi ved hjelp av termoelement på en svart overflate som er beskyttet av en glasskuppel. Målingen av solstrålingen utføres ved å sammenligne temperaturen på den svarte overflaten med omgivelsestemperaturen. Temperaturforskjellen gjør at termoelementene gir ut en elektrisk spenning, som så logges.

### 2.1.3 Albedo

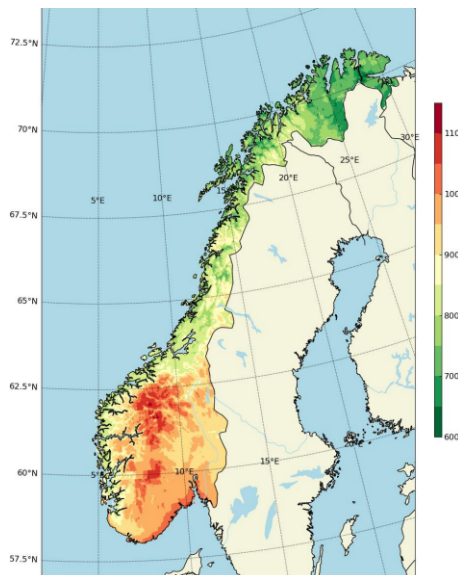
Albedo er refleksjonskoeffisienten til en overflate, og beskriver overflatens egenskap til å reflektere innkommende stråling. Koeffisienten noteres med  $\alpha$  og er forholdet mellom reflektert ( $G_{ref}$ ) og innkommende stråling ( $G_{inn}$ ),

$$\alpha = \frac{G_{ref}}{G_{inn}}. \quad (3)$$

Siden det er et forholdstall hvor reflektert aldri kan være større enn innkommende, vil albedo ha verdier mellom 0 og 1. Ulike materialer har ulik albedo, og noen vanlige verdier er; rundt 0,2 for dyrket mark, 0,9 for nysnø og 0,05 for ny asfalt [12].

### 2.1.4 Innstråling i Norge

Som nevnt vil hvor på kloden man er ha mye å si for mengden irradians, figur 2.2 viser hvordan den årlig gjennomsnittlige GHI er i Norge. Variasjonen i irradiansen er ganske stor i Norge, i sørøstlige Norge ligger den rundt  $1000kWh/m^2$ , mens i deler av nord-Norge er irradiansen ned mot  $600kWh/m^2$  [13].



Figur 2.2: Oversikt over global horisontal innstråling i Norge, hvor innstrålingen i Ås er rundt  $1000kWh/m^2$ . Hentet fra Metrologisk institutt [13]

## 2.2 Solcellers virkemåte

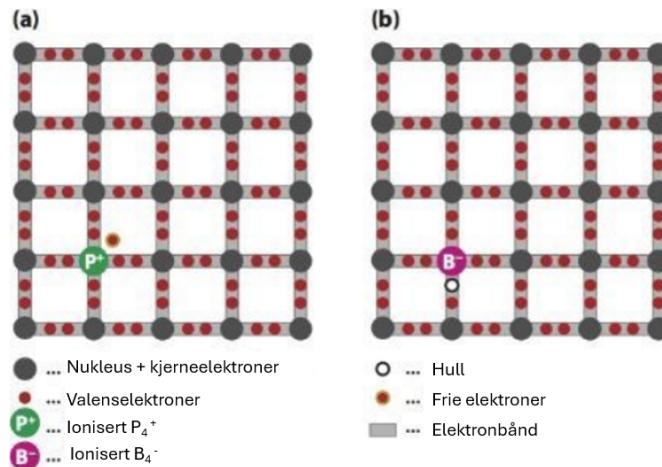
Når man har forstått solressursen vi har, og hvordan vi definerer den, kan vi se videre på hvordan ressursen utnyttes av solceller. De kommende avsnittene vil forklare hovedkonseptene for hvordan solceller fungerer.

### 2.2.1 Halvledere og doping

Solceller er fundamentalt bygget på halvlederteknologi. Halvledere er en gruppe materialer som har elektriske egenskaper mellom en leder og en isolator. Det mest brukte halvleder materialet i solceller er silisium, et atom i gruppe 14, som vil si at atomet har fire valenselektroner (elektroner i ytterste skall). Når disse atomene danner en krystall, vil det være en gitterstruktur av atomene, hvor hvert atom har sine egne energinivå for elektronene. Den totale samlingen av energiene som valenselektronene kan ha, danner det vi kaller for valensbåndet. Dette er da hvileenergiene til elektronene, siden elektronene fortsatt er bundet til atomet. Den øverste energien i valensbåndet noteres med  $E_V$ .

Ved det absolutte nullpunkt vil alle elektronene være bundet, men ved et oppvarmet materiale vil det flyte noen elektroner fritt i krystallstrukturen, og det vil være noen ledige hull. Den nederste grensen for hvor mye energi elektronene har når de er fri, noteres med  $E_L$  og er grensen på ledningsbåndet til materialet. Forskjellen i energi mellom valens og ledningsbånd kalles båndgapet og noteres med  $E_G$ . Dette er energien som trengs for å løsrive en elektron.

Konsentrasjonen av elektroner og hull i halvlederen kan endres ved å bytte ut noen av atomene i materialet med et annet atom med enten tre eller fem elektroner i ytterste skall. Dette kalles doping. Dopeatomene vil ta opp en plass i gitterstrukturen, og vil enten gi ett fritt elektron eller ett fritt hull. Når materialet inneholder flere frie elektroner vil det skape en negativ ladning på materialet, mens for hull vil det gi en positiv ladning. Figur 2.3 viser hvordan gitterstrukturen endres ved å dope materialet, her er det brukt fosfor og bor til henholdsvis negativ og positiv doping, som er de mest brukte materialene til dette.

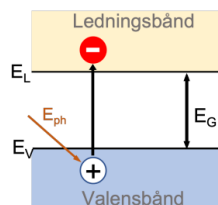


Figur 2.3: Gitterstrukturen til en halvleder, hvor **a** er negativt dopet med fosfor og **b** er positivt dopet med bor. Figuren er hentet fra *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems* [11] og oversatt til norsk.

## 2.2.2 Fotovoltaisk effekt

Den fotovoltaiske effekten er grunnlaget for hvordan solceller omgjør foton-energi til elektrisk energi. Fotovoltaisk effekt er at det dannes en potensialforskjell i skjøtet mellom to materialer som følge av belysning. Det er nært knyttet til fotoelektrisk effekt. Hovedforskjellen er at ved fotoelektrisk effekt blir elektroner løsrevet fra materialet ved belysning, mens ved den fotovoltaiske effekten blir elektronet eksitert inne i materialet.

Måten fotovoltaisk effekt fungerer på og hvordan energien kan utnyttes kan deles opp i tre element. Først blir et foton absorbert av materialet og eksiterer en elektron, som gir en elektron-hull par. For at elektronet skal kunne eksiteres må fotonet som treffer materialet ha energi  $E_{ph}$  som er større enn båndgapet. Det eksiterte elektronet vil etterlate seg et hull i valensbåndet som kan betraktes som en positiv ladet partikkel, disse to ladningsbærerne er da et elektron-hull par. Figur 2.4 illustrerer hvordan fotonet løsriver elektronet fra valensbåndet til ledningsbåndet.

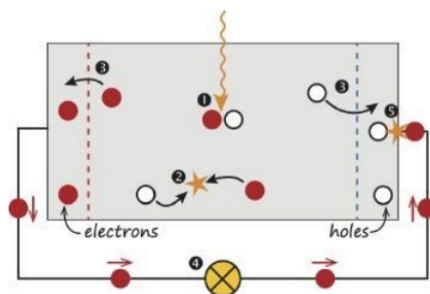


Figur 2.4: Enkel illustrasjon av båndgap og eksitasjon av elektron. Figur hentet fra *AgriPV i Ås – en modellbasert simulering av energiproduksjon og plantevekst* [9].



Vanligvis vil elektron-hull paret rekombinere, som vil si at elektronet faller ned igjen i valensbåndet, og energien vil sendes ut som foton eller overføres til andre partikler. For å kunne utnytte energien i en ekstern krets må ladningsbærerne separeres, slik at den ikke går tapt til rekombinasjon. For de fleste solceller gjøres dette ved bruk av N- og P-dopede materialer i en PN-overgang. De dopede materialene vil, når de settes sammen, danne en potensialbarriere for ladningsbærerne, og vil dermed drive elektronene og hullene hver sin vei.

Ved å koble til en ekstern krets, kan elektronene bevege seg ut fra det belyste materialet og gjøre et arbeid. Etter å ha vært igjennom den eksterne kretsen vil elektronene få rekombinert med hullene igjen inne i materialet. Figur 2.5 viser en forenklet solcelle, hvor elektronene gjør et arbeid i en ekstern krets.



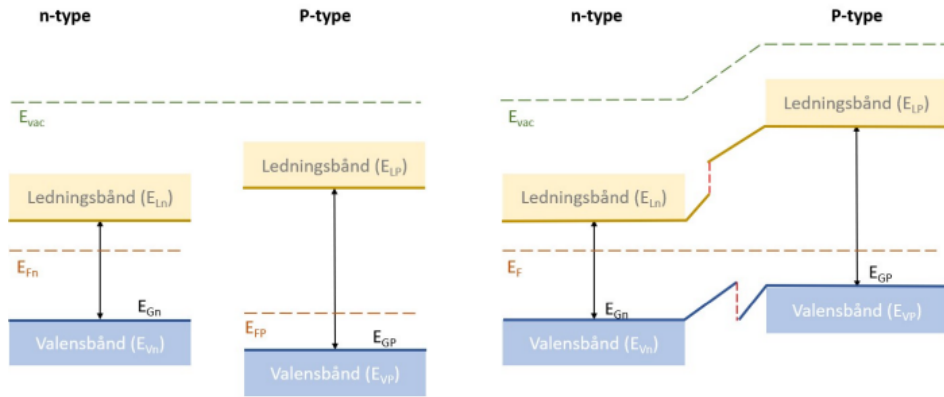
Figur 2.5: Enkel modell av solcellers virkemåte, hvor løsrevde elektroner gjør et arbeid i en ekstern krets. Figuren er hentet fra *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems* [11]

### 2.2.3 PN-overgang

Som nevnt benyttes PN-overgang til å holde ladningsbærerne adskilt når de blir løsrevet. Potensialbarrieren som dannes kommer av at det blir en diffusjonsstrøm av elektroner som går fra den N-dopede siden til den P-dopede siden. Når PN-overgangen lages av to ulikt dopede versjoner av samme materiale kalles det en homogen PNovergang. Cellen vil da kun utnytte fotonene som har høyere energi enn det gitte båndgapet. For å utnytte et større spekter av fotoner kan to materialer med ulikt båndgap settes sammen. PN-overgangen som dannes i det tilfellet kalles heterogen, og det finnes flere varianter for om det er P eller N delen av overgangen som har størst båndgap. Videre vil varianten med lite båndgap for N-dopet og stort båndgap for P-dopet bli vurdert.

Når et materiale blir dopet vil gjennomsnittsennergien til elektronene også kjent som Fermi energien  $E_f$  endres. For N-dopede materialer økes den og for P-dopede reduseres den. Når disse materialene settes sammen og danner en PN-overgang vil ferminivået gjøres konstant. For at det skal skje vil energinivåene til materialene bli forskjøvet i forhold til hverandre, og det blir en potensialforskjell. Figur 2.6 viser

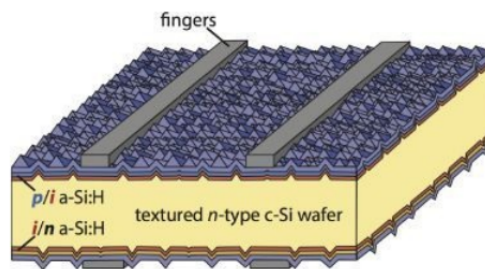
en heterogen PN-overgang og hvordan ferminivået holdes konstant ved å forskyve energinivåene til materialene.



Figur 2.6: Figur hentet fra *Modellering og simulering av agriPV i Ås* [8].

## 2.2.4 Tosidige solceller

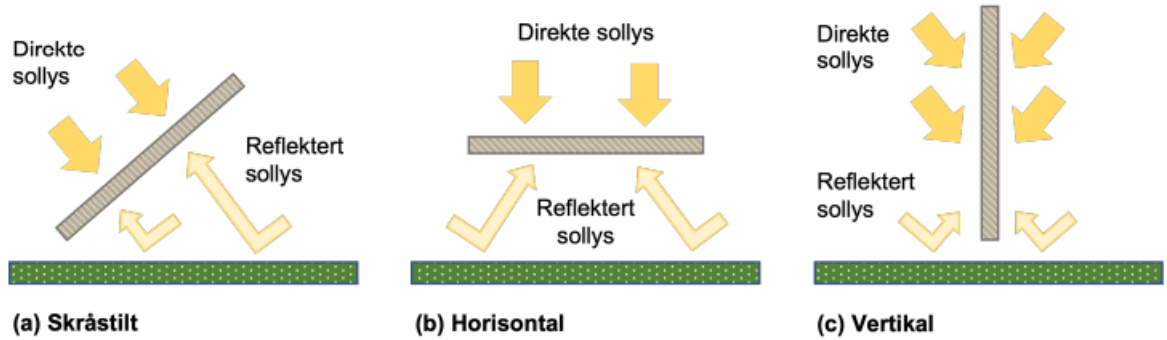
Tosidige solceller kan benytte innstrålt effekt på begge sider av cellen til å generere strøm. Det er flere måter å bygge opp en tosidig celle på, hvor en av dem er ved å bruke heterogen PN-overgang som forklart over. Da brukes ofte N-dopet krystallinsk Silisium som absorber, med P-dopet amorft Silisium på forsiden og N-dopet på baksiden [14]. Figur 2.7 viser et eksempel på oppbyggingen av en slik celle.



Figur 2.7: Oppbygging av en tosidig solcelle som benytter heterogene PN-overganger. Figur hentet fra *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems* [11].

Mengden lys som kan utnyttes ved bruk av tosidige solceller øker basert på hvor mye reflektert innstråling som treffer cellen. Optimal vinkel og retning for solcellemoduler varierer stort basert på hvor man er plassert. Ved optimal vinkel vil man utnytte mest mulig av solressursen, og er spesielt viktig for ensidige solceller. Når vi benytter tosidige solceller kan man godta mindre optimale vinkler siden utnyttelsen av reflektert stråling ofte blir høyere når baksiden ikke er skygget for hele tiden. Så

ved å sette panelene vertikalt ville man ved ensidige moduler fått veldig lav utnyttelse av solressursen, men med tosidige vil vi få produksjon over en lengre periode av døgnet. Figur 2.8 viser ulike måter å sette opp tosidige solcellemoduler på, for å utnytte reflektert stråling også.



Figur 2.8: Ulik vinkling av tosidige solceller, og hvordan lyset treffer dem. Figur hentet fra *AgriPV i Ås – en modellbasert simulering av energiproduksjon og plantevekst* [9].

## 2.3 Solcellemodul og system

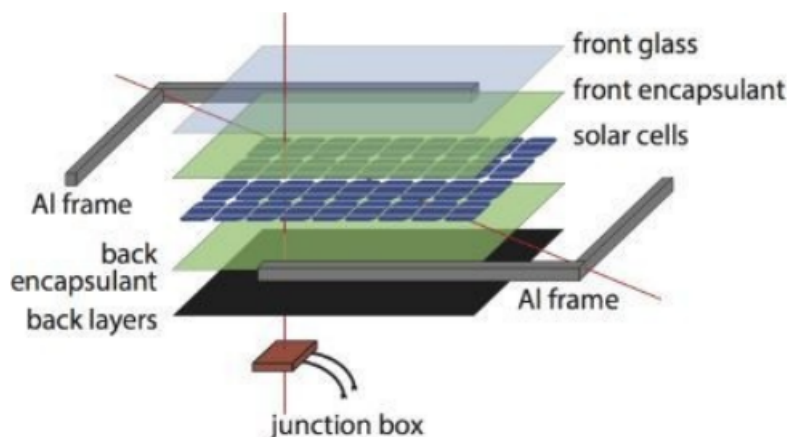
Fra å forstå fysikken til solceller går vi nå videre til å forstå systemene cellene settes i. De kommende avsnittene vil beskrive solcellesystem og tapsmekanismer i dem.

### 2.3.1 Oppbygging av modul

Når vi tenker på solceller så ser vi som oftest for oss solcellemoduler, men en solcelle er egentlig en enkelt celle som produserer lav spenning. Ved å koble flere celler i serie vil spenningen multipliseres, og energien blir mer utnyttbar på storskala. Når en modul skal settes sammen er det viktig at karakteristikken til cellene er så like som mulig. Dette er for å unngå såkalte *mismatch* tap, hvor en celle med lav strømproduksjon vil redusere ytelsen til resten i serien. Noe *mismatch* vil det være, på grunn av ujevnheter ved produksjonen av cellene. Modulvirkningsgraden vil dermed alltid bli litt lavere enn for en enkelt celle. Størrelsen på moduler er varierende utifra hvor mange celler de består av, vanlige størrelser på moduler på markedet består i dag av 60 eller 72 celler. Cellene kan også deles opp i halvceller, som reduserer strømmen gjennom cellen og dermed tapene også.

Cellene som er koblet sammen blir så innkapslet til en modul ved å legge en glassplate på forsiden og en plate på baksiden (glass om den er tosidig), og en ramme i aluminium rundt. For glassplatene er det viktig at de reflekterer minst mulig lys, og rammen må ikke stikke for mye ut over cellene. Modulen skal da være vanntett, og alle elektriske koblinger blir samlet i en koblingsboks som gjør at man enkelt kan

koble flere panel sammen. Figur 2.9 viser et eksempel på lagene i en slik modul.



Figur 2.9: Eksempeloppygging av en solcellemodul, bestående av frontglass, aluminiumsramme, innkapsling, solceller og koblingsboks. Figur hentet fra Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems [11].

### 2.3.2 Standard testbetingelser

For å kunne teste og sammenligne solceller fra alle produsenter, beskrives ytelsen og karakteristikken til solcellemodulene under samme betingelser. Disse betingelsene kalles *standard test conditions* (STC) og består av:

- Irradians på forsiden  $G_{POA,foran} = 1000W/m^2$
- Air mass  $AM = 1,5$
- Modul temperatur  $T_{STC} = 25^{\circ}C$ .

For tosidige solceller er det en ekstra standard som kan benyttes i tillegg kalt *bifacial standard test conditions* (BSTC). Da blir irradiansen på baksiden  $G_{POA,bak}$  tatt med og satt til  $135W/m^2$ . Alle produsenter tester sine moduler standardbetingelsene, og måler karakteristikken til modulene utifra dette. I databladet til modulen blir all karakteristikken beskrevet.

### 2.3.3 Temperaturpåvirkning

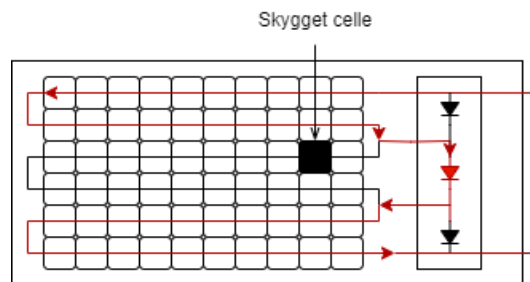
Virkningsgraden til modulen er avhenging av temperaturen den har, denne avhengigheten oppgis alltid i modulenes datablad som temperaturkoeffisient for både maks effekt, åpen krets potensial og kortslutningsstrøm. Koeffisientene beskriver endringen i produksjon i % per grad opp fra  $T_{STC}$ .

Ved lavere temperaturer vil virkningsgraden til solcellemoduler bli høyere. Dermed kan man forvente høyere virkningsgrader på modulene i Norge, siden det ofte er lav temperatur.

Modul temperaturen  $T_{modul}$  er selvfølgelig sterkt avhengig av omgivelsestemperaturen  $T_o$ , men det er også andre faktorer som spiller inn. Blant annet vil oppvarmingen fra solen være høyere på solcellepanel enn omgivelsene rundt, siden de er designet for å absorbere mest mulig. I tillegg vil avkjøling fra vind være med på å styre hvor varm modulene blir.

### 2.3.4 Skygging

En solcelles energiproduksjon styres direkte av hvor mye solinnstråling som treffer den. Dermed vil skygging åpenbart redusere hvor mye en celle produserer. Når solceller er seriekoblet vil cellen som produserer minst strøm være styrende for resten av serien. Delvis skygging av noen celler vil dermed ha stor innvirkning på modulens ytelse. For å redusere effekten fra skygging på solcellemoduler, benyttes såkalte *bypassdioder* i parallell med en gruppe celler. Bypassdioden gjør at strømmen kan flyte utenom den skyggede cellen, og unngå å bli redusert.



Figur 2.10: Når en celle blir skyggelagt går strømmen for den understrengen om bypassdioden istedenfor. Rødt markerer strømmen, med piler for retning.

Selv om modulen har bypassdioder vil delvis skygging fortsatt redusere ytelsen til modulen, og man må derfor være nøye med plassering av modulene for å unngå mest mulig skygging. Typisk skygging kommer fra omkringliggende høye objekter som trær, bygg og andre solcellepanel. Skyggingen kan også være nærskygge som kan komme fra festesystemet til modulene, og det er dermed svært viktig å unngå for store festesystem.

### 2.3.5 Solcellesystem

For å generere strøm på stor skala fra solceller kobles panel sammen i strenger, som er seriekoblede panel som gir samme strøm. Mengden panel som utgjør strengen varierer fra system til system. Strengen med panel kobles så til en omformer, som

gjør DC strømmen fra solcellene om til AC strøm. Denne prosessen har vanligvis en virkningsgrad  $\eta_{omf}$  på over 90% [15].

### 2.3.6 Tapsfaktorer for modul og system

Fra solstråler treffer et panel til vi har utnyttbar strøm skjer det en del tapsmekanismer. For det første er det bare en liten del av solspekteret som kan brukes, på grunn av båndgapet til solcellen som beskrevet over. Deretter vil det være tap i selve cellen ved produksjonen av strøm. Disse tapene er med å sette begrensingen på den teoretiske virkningsgraden av solcellen. Utenom dette vil det være resistive tap, som gjør at modulen igjen får litt lavere virkningsgrad enn cellene, men som også gjør at strengen med moduler vil få lavere virkningsgrad enn modulene igjen. Dette tapet i strengen kalles arraytap og noteres  $\phi_{array}$  videre. Arraytap utgjør vanligvis fra 3% til 7% avhenging av oppsettet og hvor mange panel man har koblet sammen [16]. Sammen med tapet fra omformingen utgjør arraytapet hovedkomponentene i tap som kommer av å sette modulene i system.

Moduler som står ute vil etterhvert bli *skitne*, altså de vil bli litt forurenset av luftbårne partikler. Dette vil da skygge litt for den innkommende strålingen som skal treffe cellene. Slike tap er vanskelig å estimere nøyaktig siden det avhenger av så mange variabler. Vinkelen panelene står i, mengden nedbør og konsentrasjonen av partikler, er noe av det som påvirker tilsmussingstapene. I Norge er standarden for tilsmussingstap,  $\phi_{soil}$ , i månedene uten snø satt til å være 2 % for vinklede moduler ifølge Standard Norge sine betingelser [16]. Dette er imidlertid trolig for høyt, ifølge en rapport fra IFE vil et bedre estimat som fortsatt er konservativt være på 1% [17].

## 2.4 Simulering av innstråling og produksjon fra tosidige solceller

For å kunne få en nøyaktig simulering av produksjonen fra tosidige solceller trengs det en god måte å simulere mengden sollys som treffer baksiden av modulen. De vanligste måtene å gjøre dette på er ved å bruke enten view factor (VF) eller strålesporing (*ray tracing*).

### 2.4.1 View factor

Metoden som VF bruker er å se på andelen lys fra flate i som treffer flate j, denne andelen noteres som  $VF_{i \rightarrow j}$ . Konseptet kommer fra teori om varmeoverføring. Andelen lys fra en flate i som treffer en flate j beregnes ved

$$VF_{i \rightarrow j} = \frac{1}{A_i} \int_{A_i} \int_{A_j} \frac{\cos(\theta_i)\cos(\theta_j)}{\pi r^2} dA_i dA_j \quad (4)$$

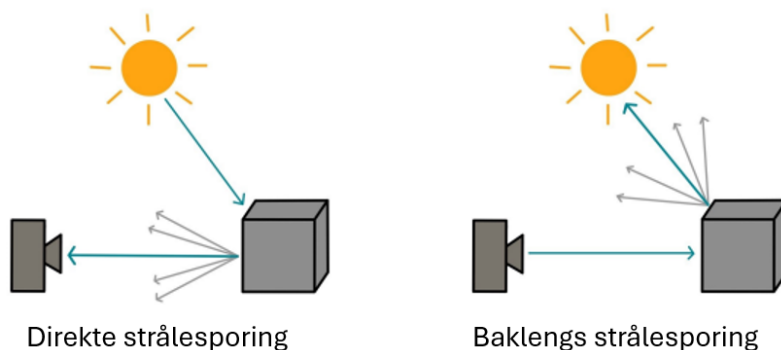
hvor arealet til flate i og j er henholdsvis  $A_i$  og  $A_j$ , r er lengden på lysstrålen, og  $\theta_i$  og  $\theta_j$  er vinkelen mellom flaten og lysstrålen for henholdsvis i og j.

For å få en god estimering av mengden lys som treffer flate  $j$  totalt trengs det mange slike VF. Man må ta hensyn til VF fra himmelen til flaten, VF fra bakken til flaten og VF fra andre geometrier som kan reflektere stråling i nærheten. Slike VF kalkulasjoner er vanlig å gjøre for begge sidene av et tosidig solcellepanel, og det gjøres per tidssteg, altså per time eller per minutt og så videre [18]. I tillegg blir bakken delt opp etter hvor det vil være skygge og ikke, siden skyggen vil påvirke mengden reflektert lys [7].

Et eksempel på et kommersielt verktøy som benytter VF til simuleringer av tosidige moduler, er PVsyst. Der blir innstrålingen på baksiden funnet ved å først beregne reflektert stråling fra fem separate punkt på bakken, og så ta gjennomsnittet av dem. Videre blir den diffuse innstrålingen tatt med, ved å se på den 2 dimensjonale delen av himmelen som er synlig fra baksiden, her blir også innfalsvinkelen til strålingen og *incident angle modifier* (IAM) tap tatt med [7].

## 2.4.2 Strålesporing

Konseptet med strålesporing innebærer en detaljert simulering av en lysstråles bane og dens interaksjoner med modellert geometri. Informasjonen man får fra simuleringen gjør at man kan lage et bilde av omgivelsen. Man kan enten følge strålen direkte fra kilden, eller man kan gå baklengs ved å starte fra en sensor og se hvordan strålen har kommet frem. Disse to metodene er visualisert i figur 2.11.



Figur 2.11: Visualisering av strålesporing. Figur modifisert basert på *Simulation of a vertical bifacial PV system compared to measured values* [19].

Ved å bruke direkte strålesporing får men en veldig nøyaktig men beregningstung simulering, siden det bare er en liten andel av lyset fra kilden som vil treffe sensoren. Dermed er baklengs strålesporing mer tidseffektiv, siden den bare ser på den strålingen som faktisk treffer sensoren.

En av de mest brukte strålesporingspakken som bruker baklengs strålesporingen er RADIANCE. Dette er en nøyte validert pakke, som har mange bruksområder, hvor lys i bygninger har vært sentralt. RADIANCE ser kun på overflaten av objekter,

og beskriver dem med en normalvektor. Det vil si at en overflate kan kun ha én orientering, så for å beskrive mer komplekse overflater trenger man flere små flater [20].

Selve simuleringen som RADIANCE gjennomfører tar for seg hver overflate og gjør en rekursiv evaluering av strålingen. Dermed vil mengden flater i modellen ha direkte innvirkning på hvor mange beregninger som må gjøres. Ligningen for radiansen som blir reflektert av en gitt overflate  $G_r$  er gitt ved,

$$G_r(\theta_r, \phi_r) = G_e(\theta_r, \phi_r) + \int_0^{2\pi} \int_0^\pi G_i(\theta_i, \phi_i) \rho_{bd}(\theta_i, \phi_i; \theta_r, \phi_r) |\cos\theta_i| \sin\theta_i d\theta_i d\phi_i, \quad (5)$$

hvor  $\theta$  er zenitvinkel,  $\phi$  er asimuthvinkel,  $G_e$  er emittert radians fra en kilde,  $G_i$  er innstrålt radians på den gitte flaten og  $\rho_{bd}$  er den toveise distribusjonsfunksjonen for refleksjon og transmisjon for hver flate [20].

For å løse likningen på hver overflate må det benyttes stokastiske løsninger ved bruk av for eksempel Monte Carlo, men dette vil ta lang tid før det konvergerer til riktig svar. RADIANCE setter da i tillegg noen begrensinger, som gjør at deler av likningen kan løses deterministisk. Dette gjør at man mye raskere kan løse likningen for hver overflate [20].

RADIANCE har en del fleksibilitet i nøyaktighetsgraden av strålesporingen. Det inneholder flere justerbare parametere, inkludert, men ikke begrenset til, antall sprett strålene gjør. Om strålene gjør mange sprett blir beregningene mer komplekse, siden man må følge flere ledd av strålene.

### 2.4.3 Modellering av solceller

Det finnes ulike metoder for å simulere produksjon fra solceller, noen rimelig komplekse og noen ganske simple. Noe av forskjellene ligger i hvordan temperaturen til modulen beregnes. En middels kompleks metode er utviklet av Standard Norge, og står beskrevet i *SN-NSPEK 3031:2023* [16]. Fra denne standarden er ligning 6 og 7 hentet for å finne temperaturen til modulen  $T_{modul}$  og hvordan virkningsgraden endres  $\Delta\eta$  basert på temperaturen.

$$T_{modul} = T_o + \frac{G_{POA,foran} \cdot (\tau\alpha - \frac{\eta_{nom}}{100})}{U_L} \quad (6)$$

For å beregne modultemperaturen på denne måten trenger man omgivelsestemperaturen  $T_o$ , irradiansen på forsiden av modulen  $G_{POA,foran}$ , transmisjonen  $\tau$  og absorpsjonen  $\alpha$  til modulen, samt den nominelle virkningsgraden  $\eta_{nom}$  og varmetapsfaktor  $U_L$ . Fra databladet til modulen finner man temperaturkoeffisienten  $\gamma$ , som man da kan bruke til å finne virkningsgradsendingen, gitt ved

$$\Delta\eta = \gamma \cdot (T_{modul} - T_{STC}), \quad (7)$$



Metoden benytter så videre en ytelsesfaktor  $f_{perf}$  for å beskrive alle tap i systemet frem til levert effekt. Denne er deffinert som

$$f_{perf} = IAM \cdot \left(1 - \frac{\phi_{soil}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{\phi_{array}}{100}\right) \cdot \left(\frac{\eta_{omf}}{100}\right) \cdot \left(\frac{\Delta\eta}{100} + 1\right) \quad (8)$$

hvor IAM er *Incident angle modifier*, som er korrigeringsfaktoren for vinkelen innstrålingen treffer modulen med. Vinkelen vil påvirke hvor bra solcellen kan utnytte energien fra innstrålingen, og korrigeringsfaktoren bør dermed variere utifra solens posisjon og vinkelen til panelene.

Til slutt kan effekten P, fra modulen, per tidssteg beregnes ved,

$$P = \frac{\eta_{nom}}{100} \cdot f_{perf} \cdot G_{POA,foran} \quad (9)$$

Hele dette metodesettet er for en ensidig modul, så for å simulere tosidige moduler må det justeres litt. For ligning 6 må vi ta hensyn til bakside irradians i tillegg til forside og får da ligning 10, og for å få total produksjon summeres produksjonen for foran og bak som i ligning 11.

$$T_{modul} = T_o + \frac{G_{POA,foran} \cdot (\tau\alpha - \frac{\eta_{nom}}{100}) + G_{POA,bak} \cdot (\tau\alpha - \frac{\eta_{bak}}{100})}{U_L} \quad (10)$$

$$P = \frac{f_{perf}}{100} \cdot (G_{POA,foran} \cdot \eta_{nom} + G_{POA,bak} \cdot \eta_{bak}) \quad (11)$$

For å forklare forholdet mellom baksiden og forsiden til modulen, kan man deffinere en tosidighetsfaktor  $\sigma$  som er et forholdstall for virkningsgraden foran og bak. Virkningsgraden bak kan da beregnes ved ligning 12.

$$\eta_{bak} = \frac{\eta_{nom} \cdot \sigma}{100} \quad (12)$$

## 3 Metode del 1: Agrivoltaics på Kjerringjordet

De kommende avsnittene vil beskrive metoden brukt for å simulere produksjonen fra Agrivoltaics anlegget, og oppsettet for de ulike studiene som er gjennomført der.

### 3.1 Lokasjon og oppsett

På Kjerringjordet i Ås kommune, ved breddegrad 59,664 og lengdegrad 10,761, er det planlagt et anlegg for test av agrivoltaics. Løsningen er levert av Next2sun, og er blitt modellert i 2 tidligere masteroppgaver ved NMBU [8] [9]. Anleggets omfang vil være på 60 moduler fordelt på 3 rader med 20 moduler i hver som settes 2 i høyden, med 13 meters avstand mellom radene. Modulene er av typen Huasun Himalaya M6 Series 460W, databladet i vedlegg A. Modulene vil stå vertikalt øst vendt, azimuth 90 grader, med lengste side på modulene horisontalt (liggende). Siden det skal være et agrivoltaisk anlegg vil det dyrkes korn mellom radene, da dette samsvarer med et annet prosjekt som skal gjennomføres ved NMBU. Anlegget vil plasseres som vist i figur 3.1 hvor det nærmeste terrenget rundt er; åker sør og vest for anlegget, drivhus rett øst og vei nord for anlegget.



Figur 3.1: Plassering av Agrivoltaicsanlegget på Kjerringjordet. Figur hentet fra *AgriPV i Ås – en modellbasert simulering av energiproduksjon og plantevekst* [9].

Agrivoltaics anlegget benyttes som en generell modell i denne oppgaven, hvor ulike simuleringer skal sammenlignes med hverandre. Det vil ikke være noen driftsdata fra anlegget, da det ikke er satt opp tidsnok.

## 3.2 Teknisk data for Huasun Himalaya 460W

Modulene som blir brukt på Kjerringjordet baserer seg på teknologien med heterogen PN-overgang, og har en høy virkningsgrad for baksiden. Den mest relevante informasjonen for de tekniske beskrivelssene av modulene er gitt i tabell 3.1 og resten er i vedlegg A.

Tabell 3.1: De mest relevante spesifikasjonene Huasun Himalaya 460W

Karakteristikk	Verdi
Maksimal effekt Pmax	460 W
Virkningsgrad	21,16%
Temperatur koeffisient for Pmax	-0.26%/°C
Tosidighetsfaktor	80 ± 5%
Størrelse	2094 mm × 1038 mm
Antall celler	144 (6*24)

## 3.3 Modellering og databehandling

### 3.3.1 Verktøy

Basen for modellering og simulering for hele oppgaven er programvaren Rhino 7, utviklet av *Robert McNeel & Associates*. Rhino er et 3D CAD (*computer-aided design*) program som er mye brukt for produktdesign og arkitektur. Programvaren støtter skripting og programmering i Python, og dette kan implementeres på flere måter. En måte er å benytte det visuelle programmerings brukergrensesnittet Grasshopper, som er et tilleggsprogram i Rhino. Her kan man både lage 3D objekter til simulering, samt implementere egne pythonskript. I tillegg er det mange pakker med ulike funksjoner som man lett kan benytte.

De to pakkene som er viktigst for simulering av innstråling er *Ladybug* og *Honeybee*, begge utviklet av *Ladybug Tools*. Dette er to pakker med blant annet Python funksjoner som kan implementeres i Grasshopper. I denne oppgaven brukes Ladybug til å importere og genere værdata, mens Honeybee brukes til å legge til strålingsegenskaper på objekter og å kjøre selve innstrålingssimuleringen med strålesporing.

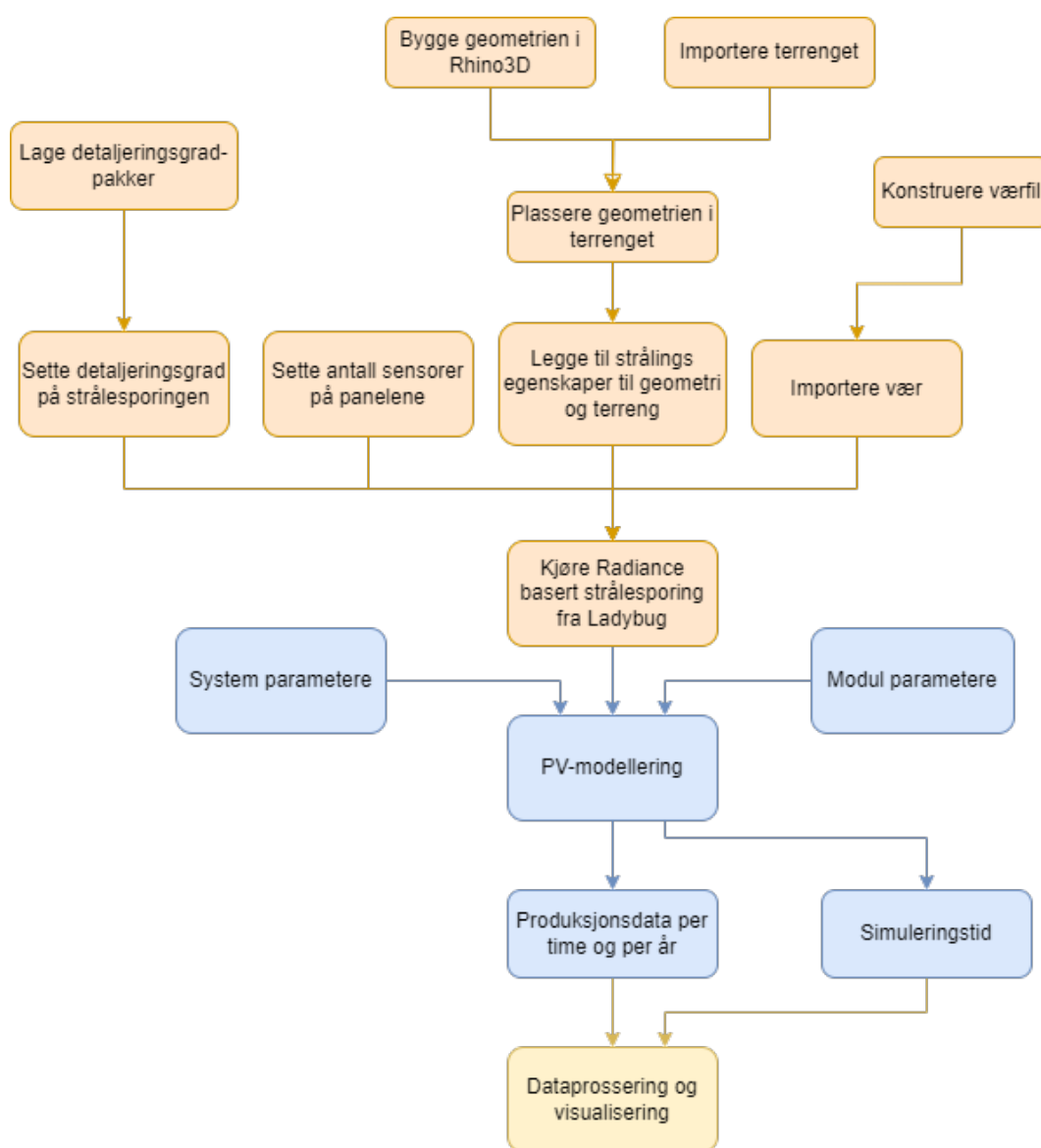
Til modellering av terrenget blir pakken Docofossor brukt. Den inneholder funksjoner for importering og modifisering av terrengdata.

Behandling av rådata og resultater er blitt gjort med Python og biblioteket Pandas, hvor alle store datasett kan enkelt analyseres og struktureres i *DataFrame* objekter. Ved å lagre resultater i excelfiler er de også lett tilgjengelig for videre analyse.

Tiden simuleringene tar er sterkt avhenging av maskinen den kjører på. I denne oppgaven består datamaskinen brukt til simuleringene blant annet av; Intel Core i5-11400 Processor, DDR4 3200MHz 32 GB Minne og GeForce RTX 3070 suprim x 8G Grafikkort.

### 3.3.2 Simuleringsprosedyre

Den generelle fremgangsmåten brukt for å simulere solcelleanlegg i Rhino er vist i figur 3.2 som et flowchart diagram. Hvert steg i prosessen vil bli forklart i de kommende avsnittene, og hvordan det er blitt gjort i Grasshopper er vist i vedlegg B.

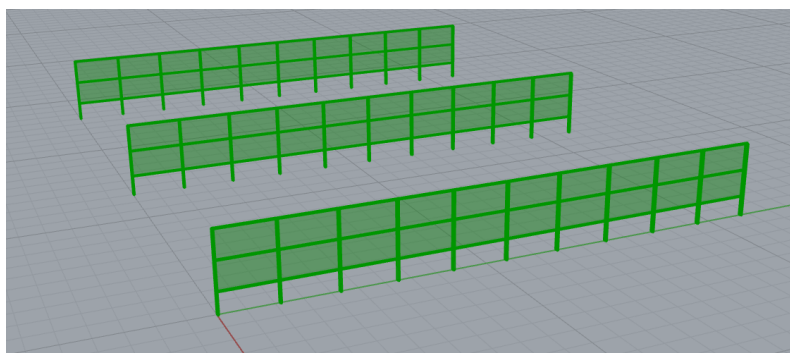


Figur 3.2: Fremgangsmåte for simulering av solcelleanlegg i Rhino, ved bruk av Grasshopper og pakkene Honeybee, Ladybug og DocoFossor.

### 3.3.3 Modellert geometri

Panelene ble bygget ved bruk av enkle funksjoner i Grasshopper. Det er fullt mulig å tegne det direkte i Rhino, men for å innføre mer fleksibilitet ble det valgt å bruke Grasshopper. Hvert panel ble bygget med to overflater, forside og bakside og konstruksjonen rundt blir representert med enkle bokser, hvor bredden og dybden på boksene tilsvarer maks bredde og dybde på de ulike festeanordningene. Byggingen av geometrien er basert på tegninger fra Next2sun, siden anlegget ikke enda er satt opp er det noe usikkerhet mht. endelig utforming. Metoden i Grasshopper er vist i vedlegg B.1, og viser hvor stor variabilitet oppsettet har.

Geometrien er laget slik at man enkelt skal kunne endre størrelsen på både panel og stolper, samt antall panel og lengden mellom dem. Dette for å senere kunne enkelt gjennomføre studier av andre områder og anlegg. Når simuleringene for Søråsjordet skulle kjøres måtte modellen roteres og vinkles, samt endre størrelsen på både panel og festeanordning, som var relativt enkelt å gjøre. Geometrien slik den er modellert på Kjerringjordet er vist i figur 3.3.



Figur 3.3: 3 rader med moduler som er konstruert i Grasshopper, og visualisert i Rhino 3D. Alle modulene er tilegnet refleksjon og skyggeegenskaper.

Ved bruk av Honeybee komponenter kan man tilegne geometrien egenskaper som albedo og skygge. Til modelleringen er panelene satt til å ha en albedo på 0,04 og festeanordningene en albedo på 0,4. I tillegg ble alle overflater satt til at de kaster en skygge. Fremgangsmåten for å tilegne strålingsegenskapene i Grasshopper er vist i vedlegg B.3, og også her er det enkelt å endre egenskapene til alle objektene.

### 3.3.4 Konstruksjon og import av værdata

Agrivoltaics anlegget på Kjerringjordet simuleres med en værfil for et typisk meteorologisk år (TMY). Dette er data som hovedsakelig er hentet fra værstasjonen på Søråsjordet, men ved manglende målinger er Landbruksmeteorologisk Tjeneste (LMT) benyttet, samt Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

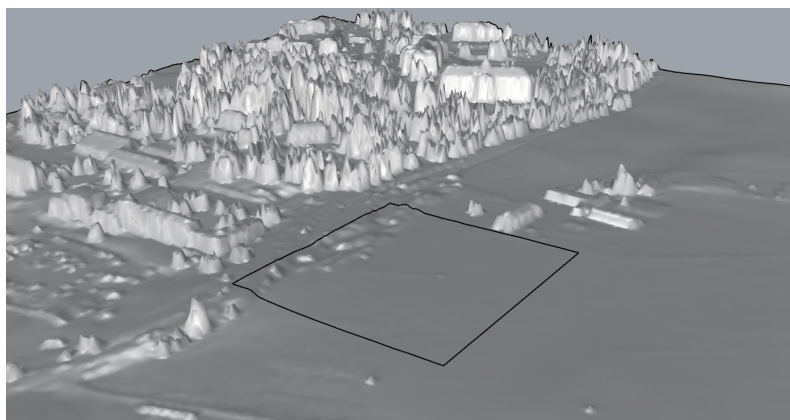
Til simuleringene i Rhino trengs værdatafilen på formatet til EnergyPlus Weather

file (EPW). Dette er en formatert CSV fil, som er tilpasset væranalyse. Målingene fra Søråsjordet er ikke formatert slik, så det måtte bygges en CSV fil og så konvertere denne ved bruk av EnergyPlus sitt konverteringsprogram *Weather*. Arbeidet med å bygge og konvertere værdataen for Kjerringjordet ble gjort av Amanda Woie for hennes masteroppgave [8].

### 3.3.5 Terreng

Simuleringene tar høyde for skyggen som det omkringliggende terrenget gir på panelene. Terrengdataen er hentet fra tjenesten *Høydedata* utgitt av kartverket, og er data fra 2014. Modellen er en digital overflate modell (DOM) som inneholder vegetasjon og bygninger i tillegg til terrenget. Filformatet på filen er GeoTIFF, og må konverteres til American Standard Code (ASC) for å kunne leses av pakken Docofossor. Til dette er Quantum Geographic Information System (QGIS) brukt. Importeringen av terrenget for Kjerringjordet ble gjort av Madelen Flesland til hennes masteroppgave [9]. Metoden for å importere og plassere terrenget i Grasshopper er vist i vedlegg B.2.

Terrenget blir lagret i Rhino som mange små overflater, som er tungt for en simulering. Derfor ble det i denne oppgaven klippet ut en mindre del av området for å redusere kompleksiteten til simuleringene som skulle kjøres på Kjerringjordet. Integreerte metoder i Rhino ble videre brukt til å redusere antall overflater terrenget var satt sammen av, uten at tydelige trekk i terrenget skulle forsvinne. Området i nær tilknytting til panelene ble satt til å være bakken med variabel albedo til albedoavhengigheten. Tanken var at der hvor det kan ligge snø, bør albedoen kunne endres, og at det er det nærmeste området til anlegget at albedoen vil påvirke produksjonen mest. Videre ble resten av terrenget tilegnet en albedo på 0,2 og skyggeegenskaper. Figur 3.4 viser hvordan terrenget blir i Rhino, og hvor bakken under panelene er rammet inn.



Figur 3.4: Terrengtet rundt agrivoltaics anlegget på Kjerringjordet, hvor anlegget skal stå innenfor den svarte firkanten.

### 3.3.6 Simulering av irradians med strålesporing

Før simuleringen kjøres må alle komponenter i systemet samles til en felles modell. Den består da av all geometrien og terrenget med deres respektive strålingsegenskaper. På denne modellen blir sensorpunktene på panelene også lagt til. Selve simuleringen av irradiansen på solcellemodulene gjøres ved bruk av Honeybee sin funksjon kalt *Annual Irradiance*. Denne funksjonen tar inn modellen av anlegget, samt vær-filen og strålesporingsparameterne som skal brukes. Valg av hvilke paneler og hvor mange sensorer som skal brukes er vist i vedlegg B.4, og oppbyggingen av modellen og input til simuleringen er vist i vedlegg B.5. Begge disse figurene viser også hvor enkelt det er å endre oppsettet, som gjør det veldig tilgjengelig for simuleringer med andre oppsett.

Strålesporingsparameterne beskriver begrensningene og kravene til hvordan strålesporingen skal gjennomføres. For simuleringene gjort i denne oppgaven blir tre ulike strålesporingsparameter-pakker brukt. En for høy, middels og lav nøyaktighet. De tre pakkene er gitt i tabell 3.2. Hovedforskjellene mellom nøyaktighetsgradene går blant annet ut på antall sprett strålene kan gjøre (-ab) og antall deler himmelen deles opp i (-ad). Resten av parameterne står beskrevet i Setting rendering options [21]. Størrelsen på hver parameter for de tre nøyaktighetene baserer seg på begrensningene gitt der.

Tabell 3.2: Strålesporingsparametere for strålesporing ved lav, middels og høy nøyaktighet. Parameterpakkene beskriver blant annet hvor mange sprett strålene gjør.

Nøyaktighet	Parametere
Lav	-ab 2 -ad 5000 -ar 0 -as 2500 -c 1 -dc 0,25 -dp 64 -dr 0 -ds 0,5 -dt 0,5 -lr 4 -lw 2e-06 -ss 0,0 -st 0,85
Middels	-ab 4 -ad 12500 -ar 0 -as 6250 -c 1 -dc 0,5 -dp 256 -dr 1 -ds 0,25 -dt 0,25 -lr 6 -lw 6,67e-07 -ss 0,7 -st 0,5
Høy	-ab 4 -ad 25000 -ar 0 -as 12500 -c 1 -dc 0,75 -dp 512 -dr 3 -ds 0,05 -dt 0,15 -lr 8 -lw 4e-07 -ss 1,0 -st 0,15

### 3.3.7 Solcellemodell

For å gjøre den simulerte irradiansen fra *Annual Irradiance* om til PV-produksjon brukes en Python funksjon basert på teorien beskrevet i kapittel 2.4.3. Den tar inn innstrålingen på forsiden og baksiden av panelet samt temperaturen per time. I tillegg tar den inn modulparameterene; virkningsgrad  $\eta$ , tosidighetsfaktor  $\sigma$  og temperaturkoeffisient  $\gamma$ . Til slutt tar den inn tapsverdiene for tilsmussing, arraytap, invertertap og varmetapsfaktor. Arbeidet med å utvikle denne modellen er gjort av Arnkell Jonas Petersen [10].

Modulparameterne blir hentet fra tabell 3.1, mens tapene er satt etter anbefalingene som er gitt i teorien over. Til å undersøke variabel avhengigheten til simuleringen, vil ikke tapsmekanismene ha noen direkte innvirkning. Uansett er det valgt å sette dem til standardverdien for å få relativt nøyaktige estimeringer av den kommende produksjonen. Figur B.7 viser de valgte parameterne i Grasshopper for simuleringene av Agrivoltaics anlegget. All input til PV-modellen er justerbar, og vil enkelt kunne endres basert på hvilken spesifikasjonene til det anlegget man ønsker å simulere.

Justeringsfaktoren gitt ved IAM i ligning 8 blir satt til 0,96 som er en standardverdi fra SN-NSPEK 3031-2023 [16]. Dette er en klar forenkling av hvordan innfalsvinkelen påvirker produksjonen gjennom året. Når solen står normalt på modulene vil vi dermed underestimere produksjonen litt, og når solen står veldig bratt på panelene vil vi overestimere. For anlegget på Kjerringjordet som består av vertikale panel vil vi dermed underestimere produksjon når solen er lavt på himmelen, typisk vinter, og overestimere når solen står høyt, typisk sommer. Når over og underestimeringen finner sted vil være direkte avhengig av vinkel på panelene, og vil dermed variere fra anlegg til anlegg.

## 3.4 Parameter optimalisering

Fra oppbyggingen av anlegget og komponentene som har vært med på det, går vi nå over til metoden brukt til å besvare delmål 1 og 2.

### 3.4.1 Sensoravhengighet

Første del av optimaliseringen er å finne ut ved hvilken nøyaktighet trenger vi å simulere før det ikke vil ha noe å si å øke nøyaktigheten. For å undersøke dette benyttes modellen for Kjerringjordet. Den består av 60 paneler i 3 rader med 20 panel i hver rad, terrenget rundt og TMY-værdata for området. Alle panel blir med i simuleringen, og alle panel vil ha like mange sensorer, og antall sensorer er per side av panelene. Oppsettet for å velge panel og sensorer i Grasshopper er vist i vedlegg B.4.

Variablene for studiet var antall sensorpunkt og detaljeringsnivået som beskrevet over. Produksjonen fra anlegget på Kjerringjordet ble simulert med 1 til 50 sensorpunkter per side per panel, for hvert detaljeringsnivå. Det ble gjennomført 12 simuleringer per detaljeringsnivå, med antall sensorer som er gitt i tabell 3.3. For alle simuleringene var albedo på bakken satt til å være 0,3 som er gjennomsnittlig albedo for TMY året.

Tiden simuleringen brukte på å kjøre ble logget sammen med årlig gjennomsnittlig produksjon per kvadratmeter fra panelene. Det vil si at uansett hvor mange sensorer det ble kjørt med, så vil det gi ett resultat for hele anlegget.



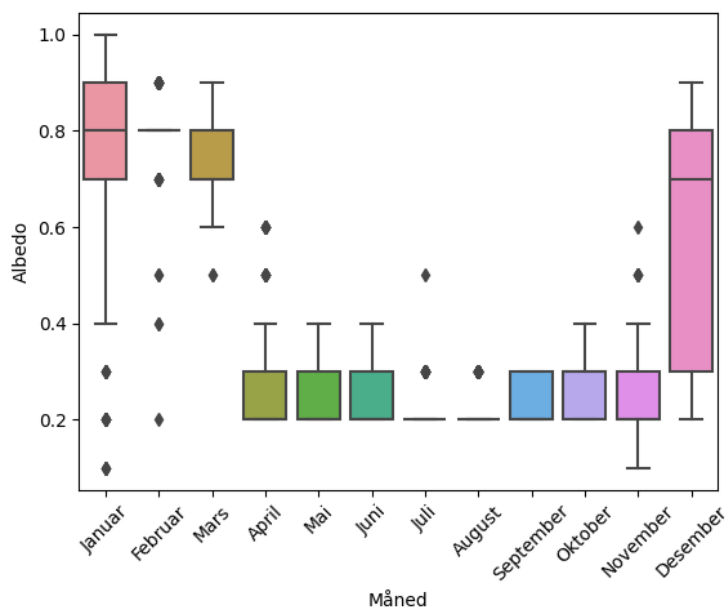
Tabell 3.3: Mengden sensorer benyttet for hver simuleringsrunde, hvor hver runde inneholder simulering med lav middels og høy detaljeringsgrad på strålesporingen.

Simulering	Sensorer per panel	Totalt antall sensorer
1	1	60
2	2	120
3	6	360
4	8	480
5	10	600
6	18	1080
7	21	1260
8	24	1440
9	32	1920
10	36	2160
11	40	2400
12	50	3000

### 3.4.2 Albedoavhengighet

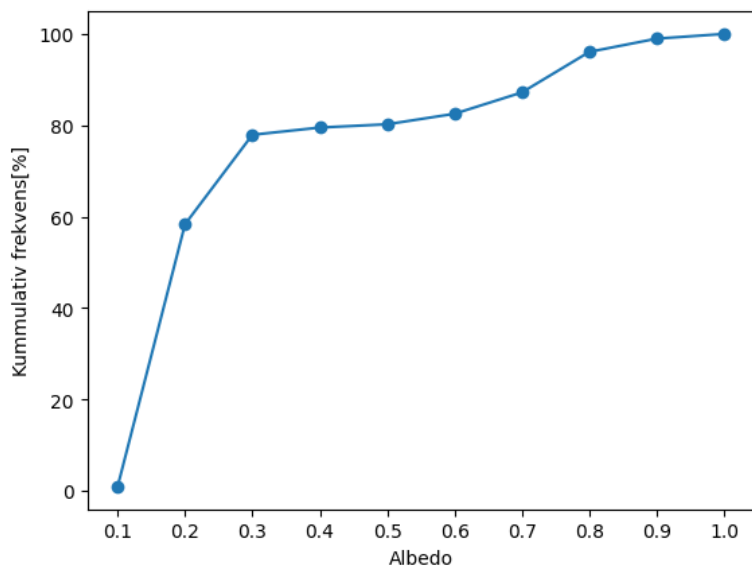
Den andre delen av optimaliseringsprosessen går ut på å redusere kompleksiteten i simuleringene. Dette gjøres ved å fastslå det nødvendige antallet albedo-verdier bakken under panelene skal ha gjennom året, for å få nøyaktige nok simuleringer. Albedo-verdiene fra TMY-værdatafilen er blitt analysert for å finne ut hvilke verdier som best representerer året, og dermed hvilke albedo-verdier som skal brukes i de forskjellige simuleringene.

Analysen startet med å fjerne verdiene hvor det ikke var noen innstrålt effekt, siden det ikke vil være noen produksjon i det tilfellet og da vil heller ikke albedoverdien påvirke produksjonen. Deretter ble det funnet at albedoverdiene for de første timene med innstråling om dagen ofte avvirket stort fra resten av verdiene den dagen, noe som kan skyldes de lave verdiene for både global og reflektert innstråling. Dermed ble albedoverdien for de 3 første timene med innstråling hver dag satt til å være lik medianverdien for den dagen. Albedoverdiene ble så samlet per måned for å kunne se på fordelingen av verdier. Fordelingen av albedoverdier er vist i figur 3.5 som et boxplot per måned. Vintermånedene som januar og februar har flest høye verdier, med medianverdi på 0,8, mens sommermånedene som juni og juli har flest lave verdier med en median på 0,2. Figuren viser ekstremverdier som punkter og kvartilene som streker.



Figur 3.5: Fordeling av albedoverdier per måned for et TMY år på Ås. Sommerhalvåret består hovedsakelig av 0.2 mens vinterhalvåret har mange verdier rundt 0.8.

Andelen av hver albedo ble så regnet ut for hele året, samt gjennomsnittsverdi, medianverdi og kvartilene. Den kumulative frekvensen av albedo for et TMY år i Ås er gitt i figur 3.6. Over halvparten av året er albedoverdien lik 0,2 og over 80% av året er den 0,3 eller lavere.



Figur 3.6: Kummulativ frekvens av albedoverdier for et TMY år i Ås. Hvor 0.2 står for største andel av året.

Gjennomsnittsverdien for TMY-året var 0,3 og er dermed en god representasjon for året, og ble brukt for simulering med 1 albedo. Videre ble verdiene for simulering med 2 albedoer vurdert. Her var tanken at man må ha en verdi som representerer lave verdier og en som representerer høye. Året ble da delt opp etter de månedene med flest høye verdier og de med flest lave. Verdiene fra januar, februar, mars, november og desember ble samlet, og medianverdien ble funnet til å være 0,7. For de resterende månedene var medianverdien 0,2, og disse to verdiene ble dermed valgt til simulering med 2 albedoer. Resten av simuleringensverdier ble så valgt etter hvor stor andel av totalmålingene de utgjorde. Liste over valgte albedo verdier for hver simulering er vist i tabell 3.4.

Tabell 3.4: Liste over albedoverdier brukt til albedo-avhengighetsstudiet.

Antall albedo	Albedoverdier
1	0,3
2	0,2   0,7
3	0,2   0,3   0,7
4	0,2   0,3   0,7   0,8
5	0,2   0,3   0,7 - 0,9
6	0,2   0,3   0,6 - 0,9
7	0,2 - 0,4   0,6 - 0,9
8	0,1 - 0,4   0,6 - 0,9
9	0,1 - 0,9

Simuleringene for hvert forsøk er satt opp slik at man må kjøre en innstrålingssimulering for et helt år per albedo man legger til. Hver innstrålingssimulering gir timesverdier for året. Det kjøres så en funksjon som tar inn den faktiske albedoen hver time, samt de simulerte innstrålingsverdiene for hver albedo i forsøket. Denne henter da simuleringensverdien for den albedoen som var nærmest den faktiske albedoen. Så når det kjøres simulering med  $\alpha = 0,2$  og  $0,7$ , og for en gitt time er den faktiske  $\alpha = 0,3$  vil simuleringensverdien for  $\alpha = 0,2$  brukes. Denne sorteringsfunksjonen med input verdier er vist i vedlegg B.6. Deretter får solcellemodellen inn innstrålingsdataen som er blitt satt sammen fra de ulike simuleringene.

Produksjonen fra agrivoltaics-anlegget ble så beregnet ved å simulere med de ulike albedoene som gitt i tabell 3.4. Timesverdier for produksjonen og simuleringstiden for hvert forsøk ble notert.

## 4 Metode del 2: Testfelt på Søråsjordet

Videre flytter vi oss fra det kommende anlegget på Kjerringjordet til det operative anlegget på Søråsjordet, for å bruke måledata derfra til validering. De kommende avsnittene beskriver måledataen som blir logget på Søråsjordet og behandlingen av den før simuleringene, samt hvordan valideringen settes opp.

### 4.1 Lokasjon og målinger

På Søråsjordet i Ås kommune, ved breddegrad 59,660 og lengdegrad 10,783, er det en feltstasjon for bioklimatiske studier. Det blir logget mange forskjellige bioklimatiske målinger, som vind, temperatur og innstråling. Av strålingsmålinger, blir det blant annet gjort måling av GHI, DHI og reflektert stråling ved bruk av pyranometer av typen *Kipp & Zonen CMP 11*. Til DHI målingene brukes en manuelt innstilt skyggering som dekker for innstrålingen fra solbanen. Denne kan kun stilles inn når det er direkte sollys, så ved lengre perioder uten direkte sol kan skyggeringen være feilplassert. Dermed vil det være mulighet for at den slipper inn direkte sollys til tider. Til reflektert stråling er pyranometeret montert to meter over bakken med sensoren ned. Alle de nevnte målingene blir logget fra hvert sekund til hvert fjerde sekund og blir lagret med midlingstid på 10 minutter. Oppsettet for logging av irradiansdata er vist på figur 4.1.



Figur 4.1: Måleoppsett på Søråsjordet for irradiansmålinger. Pyranometeret brukt for målinger av DHI er markert i rødt, for GTI i Gult og GHI i grønt.

Sammen med de klimatiske målingsapparatene er det satt opp tre tosidige moduler av typen Jasolar *JAM72D20 450W*, som er koblet til en omformer. Disse modulene, som vist i figur 4.2, er vendt 182 grader fra asimut og har en helningsvinkel på 42

grader. I samme plan er det montert et pyranometer, av samme typen som over, for å logge irradians på solcellepanelene, kalt Global tiltet irradians (GTI). Det blir logget produksjonsdata for hvert panel hvert fjerde sekund i omformeren, og medianen for hvert minutt blir lagret som måledata. Den innstrålte effekten i planet blir også lagret sammen med produksjonsdataen.



Figur 4.2: Oppsett av solcellemoduler på Søråsjordet. Det er 3 moduler som er koblet sammen til en felles inverter.

Siden det er masse relevant data fra Søråsjordet, benyttes dette anlegget til valideringen av modellen som utvikles for det agrivoltaiske anlegget.

## 4.2 Teknisk data for Jasolar JAM72D20 450W

Den mest relevante informasjonen for de tekniske beskrivelsene av modulene på Søråsjordet er gitt i tabell 4.1 og resten er gitt i vedlegg A.

Tabell 4.1: De mest relevante spesifikasjonene til Jasolar JAM72D20 450W.

Karakteristikk	Verdi
Maksimal effekt P <sub>max</sub>	450 W
Virkningsgrad	19,8%
Temperatur koeffisient for P <sub>max</sub>	-0,354%/°C
Tosidighetsfaktor	70% pm 10%
Størrelse	2148 mm * 1060 mm
Antall celler	144 (6*24)

## 4.3 Valideringstest

### 4.3.1 Rådatabehandling

Når modellen skal valideres mot produksjonsdata fra Søråsjordet, må rådata derfra prosesseres. Måledataen som blir logget kan inneholde feil, og det kan være manglende målinger.

Måledataen som blir brukt er hentet fra 3 ulike datasett, som har ulik oppløsning. Albedo er hentet fra et datasett med 10 minutters oppløsning. GHI og DHI er også hentet med 10 minutters oppløsning, men fra et annet datasett. Mens produksjonsdata, GTI, temperatur og vind er hentet fra et datasett med 1 minutt oppløsning.

Det var flere typer feil i datasettet som måtte rettes opp i for å kunne få brukbare verdier. Det var manglende tidsmålinger i alle datasettene, og disse var for ulike tidspunkt for hvert datasett. Siden simuleringene trenger et komplett år med målinger for å kunne kjøre, ble alle manglende timer fylt med 0. Dette kan ha en påvirkning på hvor godt dataene passer sammen senere, siden det ikke var samme manglende verdier i alle datasett. Videre inneholdt produksjonsdataen klare feilmålinger som var satt til henholdsvis 999 volt og amper for spenning og strøm, disse ble også satt til 0. Deretter ble alle negative verdier for både innstråling, albedo og produksjon satt til 0. Innstrålingsmålingene som er gjort med pyranometeret hadde oppgitt at det vil gi negative verdier på natten på grunn av temperaturforskjeller mellom sensor og omgivelsene. Anbefalt korrigeringsfaktor for dette var å bruke 0 for de målingene. Enda en korrigeringsfaktor som ble gjort var å sette GHI lik DHI, der hvor DHI var større enn GHI. Dette ble gjort siden den diffuse innstrålingen ikke kan være større enn den globale. Disse tilfellene er da tydelige feilmålinger av enten global eller diffus innstråling. Siste korrigeringsfaktor av datasettet var å sette alle albedoverdier over 1 til 0.

### 4.3.2 Værdata til simulering

Til simuleringene trengs det verdier av DNI i tillegg til de målte verdiene av GHI og DHI. For å beregne den, benyttes ligning (2), via Python biblioteket, PVlib sin funksjon `irradiance.dni()`. For å beregne zenith vinkelen brukes PVlib funksjonen `get_solarposition()`, med lengde og breddegraden til Søråsjordet, samt tidsstempet til målingene. DNI funksjonen til PVlib setter DNI verdier hvor zenith vinkelen er over 88 grader til 0, siden cosinus leddet vil påvirke for mye.

*Annual Irradians* benytter timesverdier for å beregne innstrålingen på solcellemodulene. Derfor ble medianverdien per time beregnet for værdataen, og brukt som representasjon av den gitte timen. Disse verdiene ble så samlet til en felles database. Etter rådatabehandlingen var det uoverensstemmelse mellom manglende målinger, for å fikse det ble alle variabler satt til 0 der hvor det manglet måling av en av dem. Dataen som brukes inneholder dermed en del falske målinger satt til 0. Dette utgjør 126 timer, hvor 81 av dem er på dagtid, av totalt 8760 timer med målinger.

Videre ble dataen overført til en excel-fil, som igjen ble importert til Grasshopper. Der ble filen delt opp per variabel, og laget til en EPW-fil ved bruk av Ladybug sin funksjon *Create EPW*. Metoden brukt til å lage EPW filen i Grasshopper er vist i vedlegg B.6.

### 4.3.3 Simulering i Grasshopper

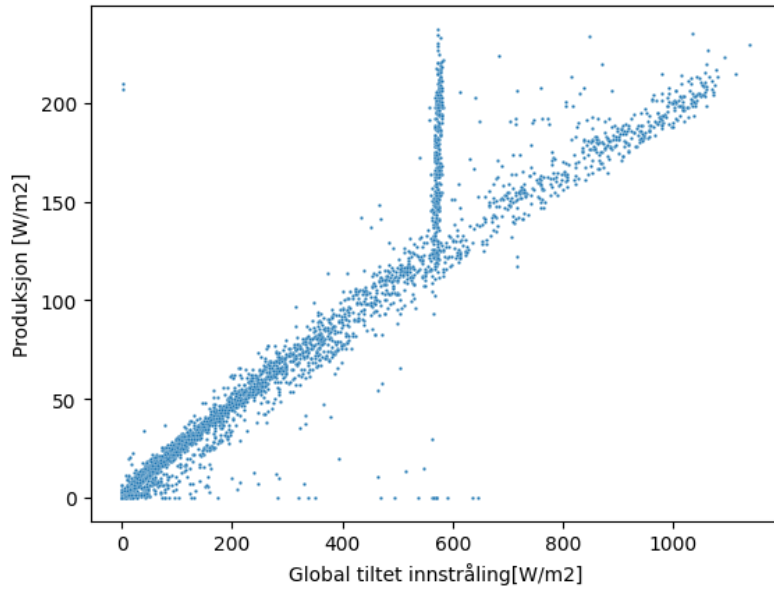
Ved bruk av EPW-filen med målingene fra Søråsjordet fra 2023 ble det kjørt simuleringer på samme måte som for agrivoltaics-anlegget. Basert på resultatene fra de to variabelstudiene ble detaljenivå, antall sensorer per panel og antall albedoer valgt. Hvilke albedoer som ble brukt, ble bestemt ved bruk av samme metode som beskrevet i seksjon 3.4.2, med de målte verdiene for 2023. Parameterne på solcellemodellen ble valgt utifra data fra tabell 4.1, og standardverdiene for tap. Terrenget rundt modulene er ikke tatt hensyn til i disse simuleringene, siden det er veldig åpent rundt feltet, og at innstrålingsmålingene er gjort samme plass som modulene står, og vil dermed ha indirekte tatt hensyn til terrenget fra før.

Fra simuleringene blir simulert irradians og produksjon per kvadratmeter per time notert, samt simuleringstiden. Grunnen til at irradiansen også blir notert, er for å kunne se på om transponeringen av irradiansen stemmer mot måledataen av vinklet innstråling.

### 4.3.4 Valideringsdata

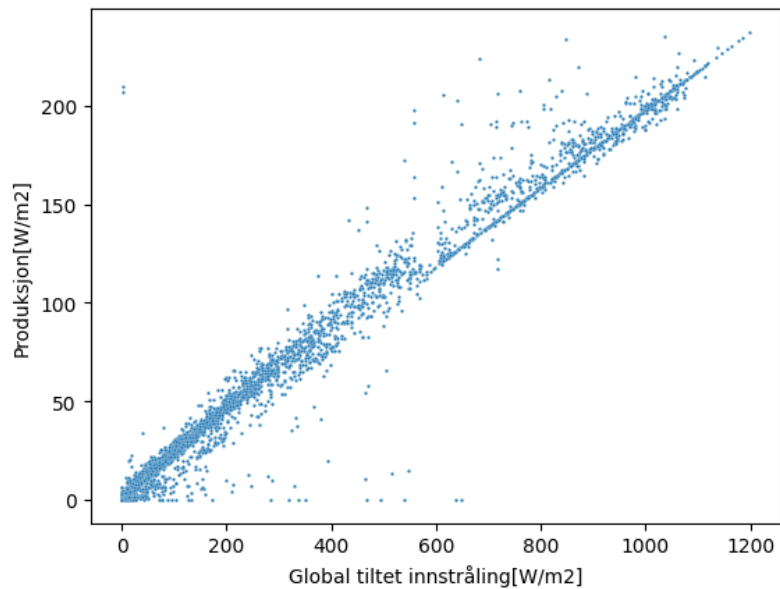
Til å validere modellen brukes målt produksjon og målt GTI. Som nevnt tidligere er det 3 panel som er koblet til en omformer, målingene for produksjonen som er gjort, er en spenning for hvert panel og en felles strøm. For å få en generell produksjon fra panelene, er gjennomsnittet av spenningen fra de 3 panelene brukt.

Sammenhengen mellom GTI og produksjon forventes å være klart korrelert, men ved visuell innspekkjning av dataen ble det funnet et klart avvik for noen verdien. Figur 4.3 viser sammenhengen mellom produksjon og GTI som et scatterplot, hvor man tydelig kan se det som ser ut som feilmålinger for GTI rundt  $570W/m^2$ . Grunnen til disse feilmålingene er desverre ikke avklart, men det skyldes nok en feil i databasen, og det er klart at det er GTI og ikke produksjonen som er feil.



Figur 4.3: Forholdet mellom produksjon og målt GTI på Søråsjordet i 2023, **før** korrigering av feilmålinger.

For å ha litt bedre GTI-målinger å sammenligne med, ble alle målingene som var i denne vertikale linjen transponert etter virkningsgraden på panelene. Figur 4.4 viser det nye forholdet etter korrigering. Med korrigeringen har produksjon og GTI en  $R^2$  verdi på 0,976.



Figur 4.4: Forholdet mellom produksjon og målt GTI på Søråsjordet i 2023, **etter** korrigering av feilmålinger



## 5 Resultater

I denne seksjonen vil først resultatene for parameteroptimaliseringen presenteres, hvor fokuset er på hva en endring i parameterne vil ha å si for simuleringene. Deretter vil valideringsresultatene presenteres, hvor både innstråling og produksjon blir vurdert på times- og månedsbasis. Valideringen vil så presenteres til slutt, med både resultater av innstråling og produksjon.

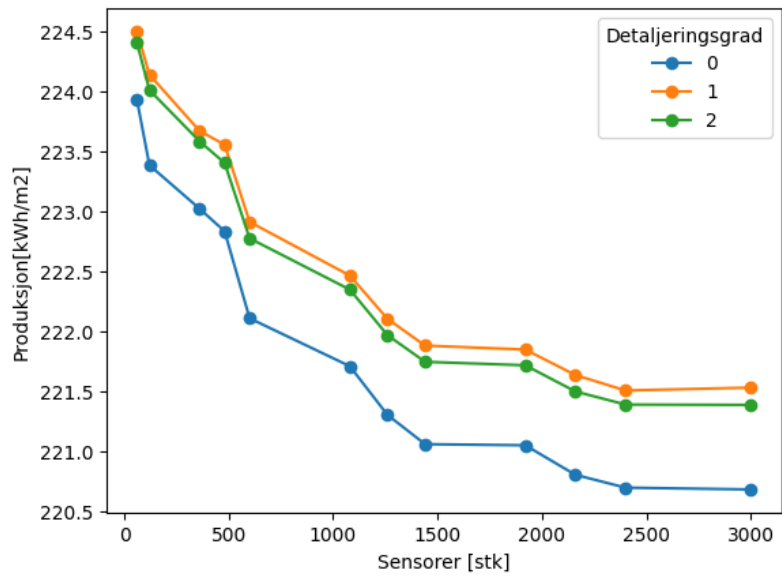
### 5.1 Sensoravhengighet

Fra forsøket med detaljnivå og sensormengde som variabler ble totalproduksjonen for anlegget per kvadratmeter funnet for hver simulering. I figur 5.1 vises produksjonen som en funksjon av antall sensorer. Sensorantallet er totalt antall sensorer per side på panelene. Figuren viser at ved å øke antall sensorpunkt vil estimert produksjon gå ned for alle detaljeringsgradene. Høyeste estimerte produksjon er på  $224,5kWh/m^2$  ved 1 sensor og detaljeringsgrad 1, og lavest er på  $220,7kWh/m^2$  for 3000 sensorer og detaljeringsgrad 0.

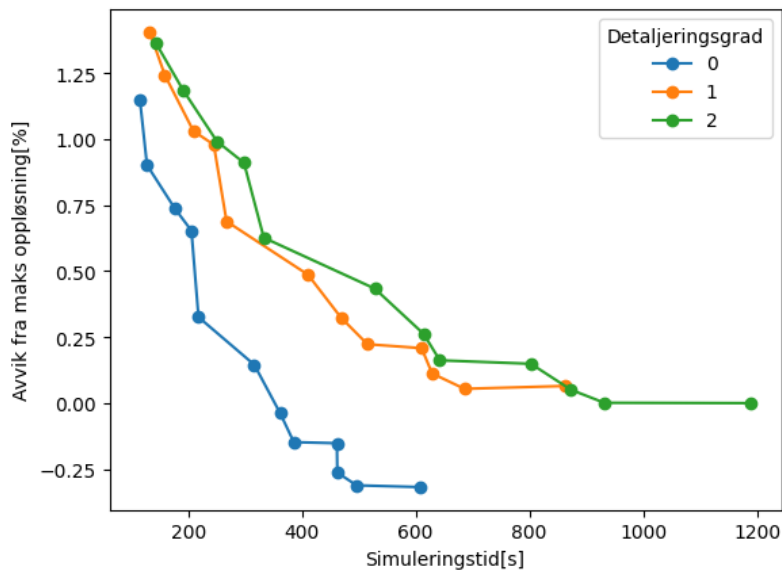
Figur 5.1 viser også at sensoravhengigheten per detaljegrad er omtrent helt lik. Alle grafene har omtrent de samme endringene fra punkt til punkt, bare at de er forskjøvet i forhold til hverandre. Detaljeringsgrad 0 ligger i gjennomsnitt  $0,64kWh/m^2$  under detaljeringsgrad 2 for alle simuleringene, mens grad 1 ligger  $0,13kWh/m^2$  over. Forskjellene er også generelt litt høyere for mange sensorer enn få. For grad 0 går forskjellen fra å være på  $0,47kWh/m^2$  for 60 sensorer til å bli  $0,74kWh/m^2$  for 3000 sensorer, mens for grad 1 går det fra  $0,095kWh/m^2$  til  $0,144kWh/m^2$ .

Poenget med denne parameter studien er å finne en akseptabel nøyaktighet for strålesporingssimuleringer av solcelleproduksjon. For å sammenligne de ulike simuleringene gjøres det en antagelse om at den mest korrekte simuleringen er ved flest sensorpunkt og høyest detaljeringsgrad. Med den antagelsen kan vi finne avvikene mellom de andre simuleringene og simuleringen med 3000 sensorpunkt og detaljeringsgrad 2. I figur 5.2 er disse avvikene gitt i prosent, mot tiden hver simulering tok. Punktene på hver graf er de samme som i figur 5.1.

Generelt ligger alle simuleringene innenfor ganske lave avvik. Fra 8 sensorer per panel er alle simuleringene innefor 1% avvik. Detaljeringsgrad 1 og 2 følger hverandre ganske tett, med noe høyere avvik og lavere simuleringstid for grad 1 enn 2. Simuleringstidene er klart kortere for detaljeringsgrad 0 ved alle sensormengder, og makstiden på ca. 10 min er omtrent halvparten av makstiden for detaljeringsgrad 2.



Figur 5.1: Årlig produksjon per kvadratmeter, fra anlegget på Kjerringjordet, mot antall sensorer brukt i simuleringen. Hver simulering er kjørt med 3 ulike detaljeringsgrader, lav (0), middels (1) og høy (2).

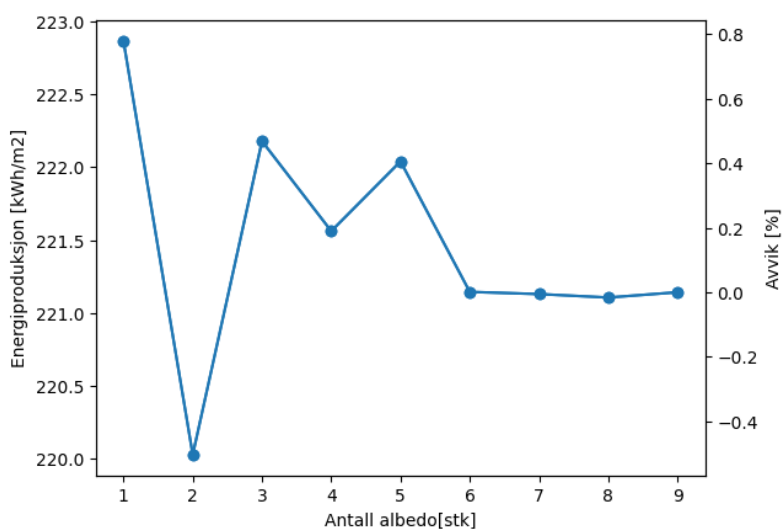


Figur 5.2: Prosentvis avvik i årlig produksjon for hver simulering sammenlignet med høyest oppløsning på sensorer og strålesporing. Plottet mot tiden hver simulering tok med en linje for hver detaljeringsgrad.

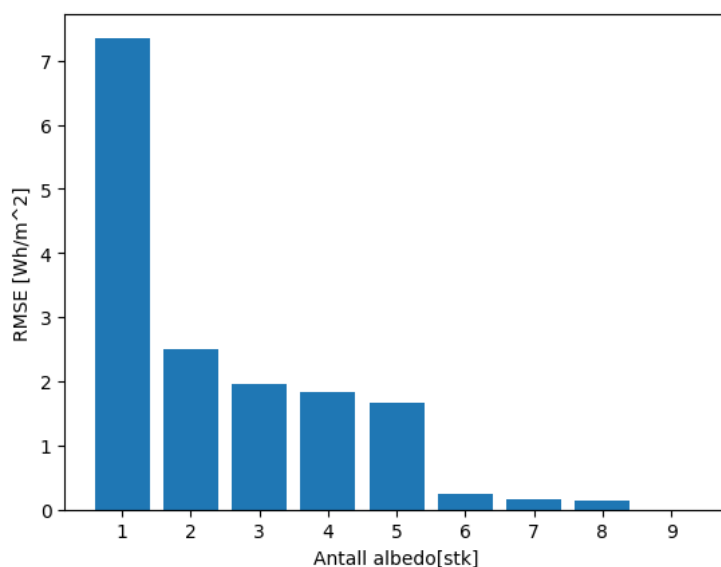
## 5.2 Albedo avhengighet

Fra å kjøre alle simuleringene som er gitt i tabell 3.4 ble årlig produksjon for hvert tilfelle beregnet, disse resultatene blir vist i figur 5.3. Den høyeste estimerte produksjonen var for 1 albedo og var på  $222,86kWh/m^2$ , lavest var for 2 albedoer på  $220,0kWh/m^2$ .

Som ved sensoravhengigheten vil simuleringen med flest albedoer være den vi antar er mest nøyaktig. For albedoavhengighetstesten er da simuleringen med 9 albedoer det vi antar er korrekt estimert produksjon. Det totale avviket for året for hver simulering gitt i prosent er vist i figur 5.3, og gjennomsnittlig avvik per time med produksjon er vist i figur 5.4. Høyeste avviket per time er ved 1 albedo og er på  $7Wh/m^2$  som tilsvarer 13,8% av gjennomsnittlig produksjon per time. RMSE-avviket går ned for hver ekstra albedo som blir lagt til, hvor det er spesielt fra 1 til 2, og fra 5 til 6 albedoer hvor avviket går tydeligst ned. For årlig totalt avvik, går avviket ned for de 4 første simuleringene. Deretter går avviket litt opp igjen for 5 albedoer. Dette kan forklares med at underestimeringene som er tydelig for de tidligere simuleringene blir sterkt redusert, mens overestimeringene er omtrent lik. Dette er godt visualisert i figur 5.6, hvor simuleringene med hvert antall albedo blir sammenlignet mot simuleringen med alle albedoene.



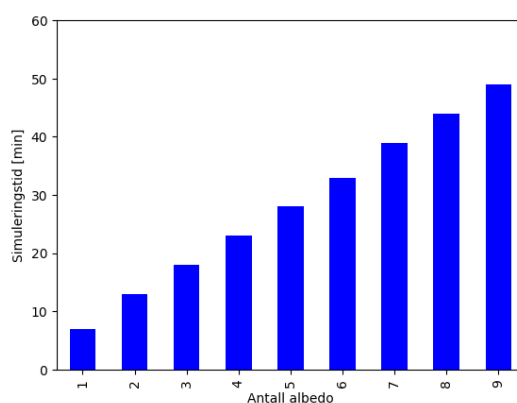
Figur 5.3: Årlig simulert produksjon og avvik for simuleringer med 1 til 9 albedoverdier. Avviket er i prosent fra høyest detaljerte simulering.



Figur 5.4: Timesavviket for hver simulering fra høyest detaljerte simulering, i form av RMSE verdi.

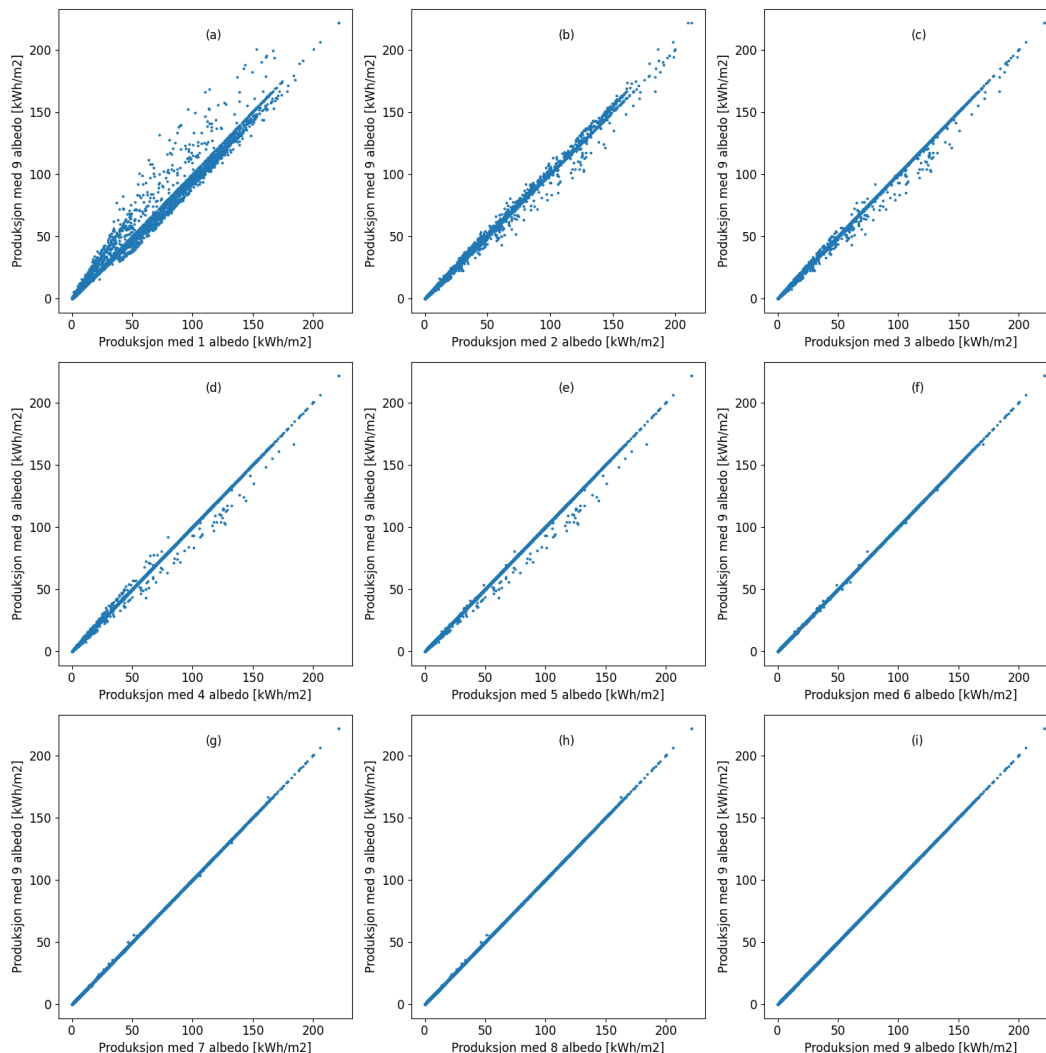
Det totale avviket ligger under 0,8% for alle simuleringene, og for 6 albedoer er det så lavt som 0,001%. Det vil si at de 3 siste albedoene har minimal effekt på produksjonen, dette er fordi de utgjør en så liten del av året, som figur 3.6 viser.

Med metoden som er brukt i denne oppgaven for å simulere med flere albedoer, vil det å legge til en albedo i simuleringen øke simuleringstiden omtrent like mye for hver man legger til. Figur 5.5 viser simuleringstiden for hvert forsøk, fra det ser man at simuleringstiden øker med omtrent 5 minutter per ekstra albedo.



Figur 5.5: Simuleringstid for hver simulering i Albedo-avhengighetsstudiet. For hver ekstra albedo øker tiden med omtrent 5 min.

Sammenhengen mellom hver simulering for albedoavhengighetsstudiet er vist som et scatterplot i figur 5.6. Det er tydelig at det er høy korrelasjon ved alle tilfellene. Fra og med 6 albedoer er det i tillegg visuelt tydelig at avvikene er veldig små, .

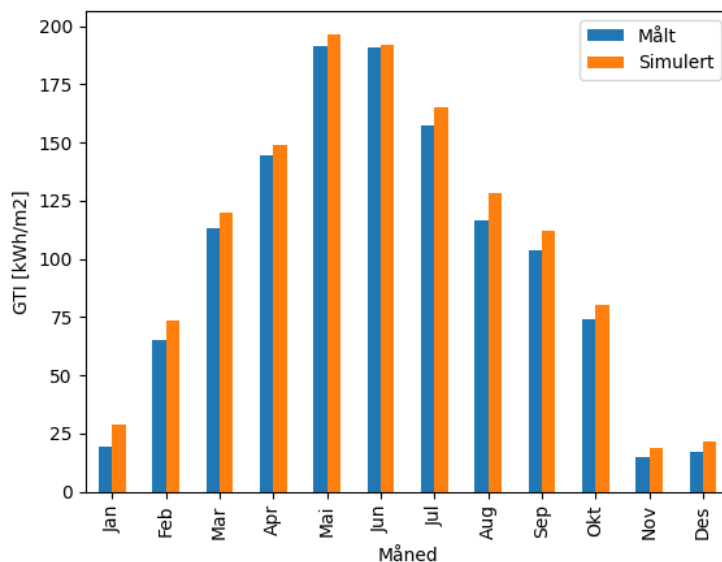


Figur 5.6: Scatterplot av de ulike simuleringene for albedo-avhengigheten, sammenlignet med kjøringen med 9 albedoer.

### 5.3 Validering av solcellemodell

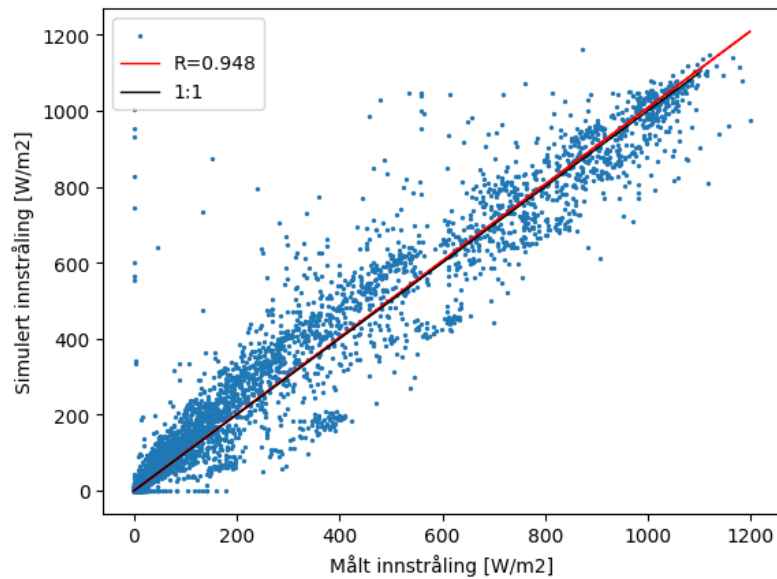
Resultatene fra valideringen kommer i form av simuleringsverdier av innstråling og produksjon, samt behandlet rådata fra Søråsjordet. Disse vil bli sammenlignet på times og månedsbasis, for å se hvordan modellen gjør seg mot målt produksjon, men også for å se hvor bra målt GTI passer med simulert GTI. Simuleringene på Søråsjordet ble kjørt med 10 sensorpunkt per panel og detaljeringsgrad 1, samt med de 6 mest relevante albedoverdiene.

Resultatene fra simulert GTI i Rhino blir i figur 5.7 sammenlignet med målt GTI per måned. Det er tydelig utifra figuren at simuleringen overestimerer innstrålingen gjennom hele året. I august er overestimeringen størst på  $11,6kWh/m^2$ , mens den er lavest i juni på  $0,9kWh/m^2$ .



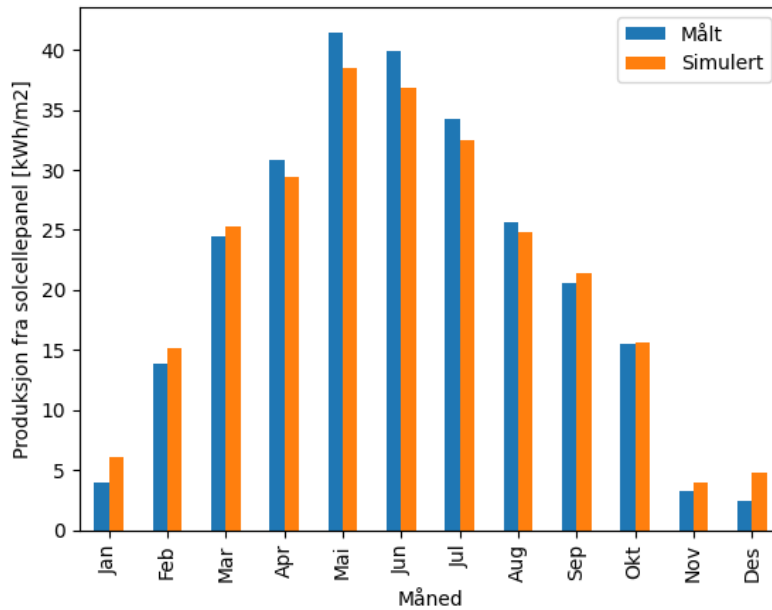
Figur 5.7: Månedlig målt og simulert innstråling i PV-planet på Søråsjordet i 2023.

Korrelasjonen mellom målt og simulert irradians er høy, med en  $R^2$  verdi på 0.948. Figur 5.8 viser sammenhengen som et scatterplot, hvor 1 til 1 linjen er markert med svart, og regresjonslinjen er markert med rødt. Disse linjene ligger svært tett, noe som skal tyde på lav systematisk overestimering. Figuren inneholder noen klare avvik, spesielt tydelig er det ved  $0W/m^2$  målt innstråling. Utenom avvikene ved 0, er det største avviket fra regresjonslinjen på  $827W/m^2$ . For lave verdier har simuleringen en klar tendens til å overestimere.



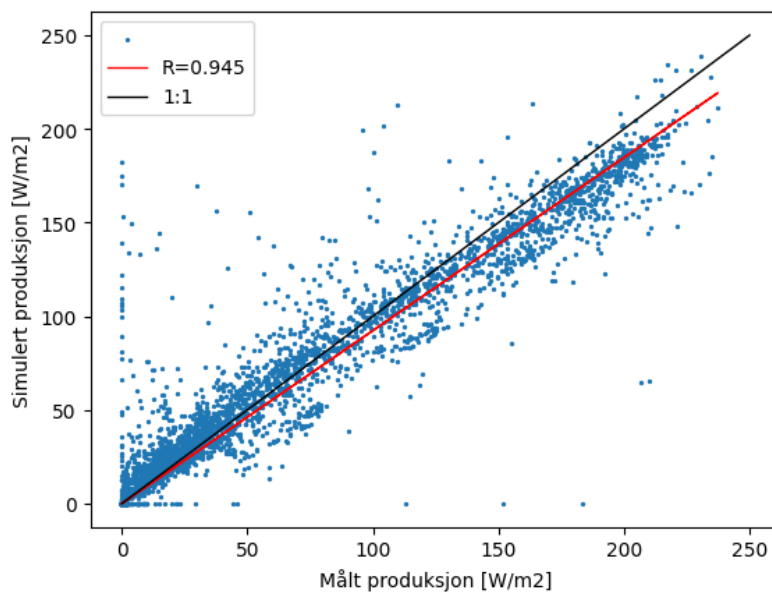
Figur 5.8: Scatterplot av simulert og målt innstråling i PV-planet på Søråsjordet i 2023, med regresjonslinje i rødt og 1:1 linje i svart.

Simulert og målt produksjon fra solcellepanelene på Søråsjordet blir i figur 5.9 sammenlignet per måned. Det er tydelig at simuleringen overestimerer produksjonen på vinteren og underestimerer på sommeren. Største overestimeringen er i desember, med  $2,3kWh/m^2$  som er overestimering på omtrent 92%. Underestimeringen er størst i juni, med  $3.0kWh/m^2$  som utgjør 7,5 % av produksjonen målt produksjon. Totalt for året underestimerer modellen med omtrent  $2kWh/m^2$  som utgjør 0.78% av årlig produksjon. Totaltiden simuleringen brukte var 2min og 34s.



Figur 5.9: Månedlig målt og simulert produksjon fra en solcellemodul på Søråsjordet i 2023.

Korrelasjonen mellom målt og simulert produksjon er nesten like høy som for innstrålingen med en  $R^2$  verdi på 0,945. Scatterplottet i figur 5.10 viser denne sammenhengen, hvor regresjonslinjen er markert i rødt og 1 til 1 er i svart. Linjene ligger nært, men viser en klar tendens til underestimering ved høyere verdier. På samme måte som for innstrålingen så har vi noen store avvik rundt  $0W/m^2$ .



Figur 5.10: Scatterplot av simulert og målt produksjon på timesbasis for et panel på Søråsjordet i 2023. Med en lineærregresjons-linje i rødt og en 1:1 linje i svart.



## 6 Diskusjon

I de kommende avsnittene vil alle simuleringsresultatene og valideringsresultatene bli diskutert. På samme måte som for resultatene blir sensoravhengigheten diskutert først, deretter albedoavhengigheten og til slutt valideringen. Fra de ulike testene er det funnet flere betydelige resultater for bestemmelse av hvor nøyaktige simuleringer som kreves i Radiance, disse vil bli diskutert i detalj videre.

### 6.1 Sensoravhengighet

Fra figur 5.1 er det tydelig at mengden sensorer er svært relevant for produksjonen man estimerer ved strålesporing. Det at produksjonen går ned ved økning av sensorer kan skyldes at man får sensorer som er nærmere ytterkantene av panelene, og dermed blir mer påvirket av nærskygge fra konstruksjonen. I tillegg vil sensorer lavt nede på panelene bli påvirket av skyggen fra de andre radene mer enn sensorer høyere på panelene. All skygge vil selvfølgelig være med på å redusere produksjonen ved de gitte sensorene, og dermed trekke ned gjennomsnittsproduksjonen. Plasseringen av sensorene på panelene blir bestemt ved at panelet deles opp i x-antall like store deler, og sensoren plasseres midt på delflaten. For simulering med 1 sensor per panel er sensoren midt på panelene, for 6 sensorer er det 2 rader med 3 sensorer, og for 18 sensorer er det 3 rader med 6 sensorer. Sensormengden har stor betydning for hvor sensorene er plassert på panelene, og ved hver økning vil sensorene spre seg mer og mer ut på panelet.

Detaljeringsgraden har relativt lik betydning for alle mengder sensorer. Det vil si at vi kan anta at om man øker sensormengden enda mer enn det som er gjort i denne oppgaven, så vil fortsatt detaljeringsgrad 0 avvike med omtrent  $-0,3\%$  mot detaljeringsgrad 2. Dette kommer nok av at alle sensorpunkt vil bli påvirket like mye av detaljeringsgradene, og det vil dermed ikke være noen betydelig endring ved å legge til flere sensorer.

Endringen i produksjon virker å flate ute for de siste simuleringene som vist i både figur 5.1 og 5.2. Det er vanskelig å si om den faktisk gjør det, og det burde blitt gjort enda flere simuleringer for å sjekke dette. At simuleringene virker å flate ut, kan tyde på at 50 sensorer per panel gjør en god representasjon av innstrålingen som treffer panelet, og at å bruke dette som korrekt estimert verdi er en god antagelse. Grunnen til at det ikke ble kjørt flere simuleringer, var at programmet ikke klarte å kjøre simuleringene for detaljeringsgrad 2 og flere enn 3000 sensorer, derfor ble det den siste simuleringen. Det ble testet å fjerne terrenget rundt, for å få til simuleringer med flere sensorer. Dette fungerte, og simuleringstiden var lavere, men for å holde på nøyaktigheten til simuleringene og hensynet til skyggen fra omgivelsene ble terrenget beholdt.

For å kunne svare på hvor mange sensorer man trenger per panel for å få nøyaktignok simuleringer, trenger man å vite kravene til nøyaktighet, altså hva skal finnes ut med simuleringen. Forskjellene mellom den mest nøyaktige og den minst nøyaktige simuleringen er på 1,14% på årsbasis. Om man skal predikere hvor mye en solcellepark vil produsere det kommende året, vil forskjellene mellom TMY-året og det faktiske året være mye større enn dette. Forskjellen i årlig GHI for TMY-året og 2023 er på 9,7%. Så ved predikerende simuleringer vil lav oppløsning være godt nok, siden det er større usikkerheter i systemet enn i simuleringen. Mens om det skal studeres noe mer spesifikk fysikk på panelene kan høyere oppløsning være nødvendig.

Simuleringstiden vil også være en stor påvirkning på hvor presise simuleringer som er ønskelig å benytte. Det finnes mange verktøy for å simulere energiproduksjon fra solceller, for å kunne være et godt alternativ må denne metoden ved bruk av Radiance i Rhino både være nøyaktig men også tidseffektiv.

Tidsaspektet var sentralt for valg av detaljeringsgrad og sensorantall til albedoavhengighetstudiet og valideringen. Avvik under 1 % ble satt som godt nok, og simuleringstid under 10 minutter var ønsket. Et godt alternativ var da å benytte 600 sensorer siden avviket går betydelig ned samtidig som simuleringstiden øker lite for alle detaljeringsgradene. Videre ble det vurdert at det er en mulighet for at albedoavhengigheten kommer bedre frem ved høyere oppløsning på strålesporingen, så dermed ble detaljeringsgrad 1 valgt fremfor 0. Detaljeringsgrad 0 tar ikke hensyn til like mange omgivelsessprett, og vil dermed underestimere mengden lys som treffer panelet. Ved bruk av andre albedoer er mengden av underestimering ukjent og kan variere, dermed vil det være vanskeligere å si noe om hvor mye hver albedo påvirker simuleringen.

## 6.2 Albedoavhengighet

På årsbasis er albedoavhengigheten lav for simuleringer av energiproduksjon fra solceller. Med avvik under 0.8% vil ikke albedoforenklingen være det som har størst påvirkning på simulert årlig produksjon, som nevnt over var avvikene ved sensoravhengigheten større. På årsbasis vil man kunne delvis-korrigere for albedoavhengigheten til simuleringen, ved å estimere hvor mye man vil over- eller underestimere. Det er vanlig å benytte 1 albedo til simuleringer, ofte er det da en typisk verdi for det materialet under panelene. Hvis det skulle blitt gjort for Kjerringjordet ville nok  $\alpha = 0.2$  blitt brukt. Da vet man, uten noen målinger av albedo, at simuleringen vil underestimere på vinterstid på grunn av albedo, og man kan da korrigere for det.

Albedoavhengigheten per time, som er visuelt representert i figur 5.4 og 5.6, er mer markant enn for årlig produksjon. Et gjennomsnittlig avvik på 13,8% per time, som den er for 1 albedo, gir en stor kilde til usikkerhet ved simuleringer. Problemet med å bare bruke en albedo er at man ikke får noen av variasjonene gjennom året, som gir tydelig underestimering på vinteren, og i vårt tilfelle overestimering om sommeren.

Figur 5.6a viser dette tydelig. Ved å øke til 2 albedoer vil timesavviket mer enn halveres, og ved 6 albedoer er avviket tilnærmet 0.

Metoden som er brukt i denne oppgaven for å se på albedoavhengigheten, er satt opp slik at hver albedo må kjøres for et helt år. Det gjør simuleringene unødvendig store med tanke på at noen albedoverdier kun er tilstede en liten del av året, som vist i figur 3.5. Ved å endre metodikken litt, vil man kunne få lavere simuleringstider enn det som ble funnet her. Til *Annual irradiance* er det mulig å bestemme simuleringstid, som kan redusere tiden noe. Hvor det er mest å hente er nok i selve programvareoppbyggingen. Om overflatene kunne hatt en variabel albedo som input, ville simuleringstidene med flere albedoer trolig vært mye lavere.

Albedoavhengigheten til simuleringer vil være ulik utifra hvor man simulerer et anlegg, siden dager med høy albedo på grunn av snø vil variere mye. I tillegg vil utformingen av anlegget også ha en betydning, utifra helningen til panelene vil produksjonen være mer eller mindre avhengig av reflektert stråling. Dermed bør tilsvarende albedotester gjøres flere steder i Norge, for å få en bedre forståelse for albedoavhengigheten til simulering av tosidige solceller.

### 6.3 Validering av modell

Simulering av innstråling med Radiance er validert utallige ganger [20], dermed bør man kunne anta en presis simulering av GTI. I dette tilfellet er det jevnt over overestimert, noe som kan tyde på systematisk feil. Fra rådatabehandlingen ble det som nevnt funnet klare feilmålinger i GTI målingene. Det kan se ut til at ikke alt ble tatt bort, siden det i figur 5.8 ser ut til å være større avvik rundt  $570W/m^2$  målt innstråling enn for resten av datasettet. I tillegg vil transponeringen av feilmålingene også bidra til usikkerhet, siden det er en forenkling av dataen, og dermed ikke nødvendigvis korrekt.

Simuleringen benytter horisontalt målt innstråling for å kjøre, som blir logget separat fra GTI målingene. De horisontale målingene innholdt også feil, spesielt for diffus innstråling. Forenklingen med å sette den globale innstrålingen lik den diffuse i tilfeller hvor diffus var størst, vil også ha bidratt til usikkerhet. I de tilfellene vil det være solens posisjon som avgjør om transponeringen til GTI fører til over eller underestimert.

Selv om modellen totalt sett overestimerer, viser lineærregresjonen at modellen passer bra med målt data. Generelt gjør simuleringen en god jobb med å estimere innstrålingen i planet.  $R^2$  verdien for innstrålingen vil også være med på å beskrive hvor bra produksjonen kan estimeres, siden simuleringen av produksjon ikke kan være noe bedre enn det dataen den får inn er. Tidligere validering av modellen har vist høy presisjon for estimert produksjon [10]. Dermed er det nærliggende å anta at de store avvikene som figur 5.10 viser kommer fra feil i måldataen.

$R^2$ -verdien for produksjonsdataen er nesten like høy som for innstrålingen, noe som tyder på en sterk korrelasjon mellom simulert og målt produksjon til tross for varierende datakvalitet. Gjennom å sammenligne figur 5.7 og 5.8 med figur 5.9 og 5.10, observerer vi at modellen viser et markert avvik for høye innstrålingsverdier, som skjer i sommermånedene. Dette avviket skyldes til dels IAM-korrigeringen. Fordi ved høy innstråling er vanligvis solen høyt på himmelen, og innstrålingsvinkelen lav, og en slik korrigeringen er ikke nødvendig ved lav innstrålingsvinkel. Til videre arbeid med modellen ville det dermed vært interessant å se på hvordan man kan forbedre denne delen av simuleringen, for eksempel ved å lage en gjennomslukt overflate i Rhino til å representere glasset på modulen.

## 7 Konklusjon

I denne studien er Rhino 3D brukt til å simulere produksjonen fra et planlagt agrivoltaics anlegg på Kjerringjordet i Ås, og på et eksisterende solcelleanlegg på Søråsjordet i Ås. Ved å varriere detaljeringen til simuleringene er det forsøkt å belyse hvor krevende simuleringer som trengs for å få gode resultater. I tillegg er albedoavhengigheten til simuleringen studert, ved å sammenligne resultater fra simuleringer med forskjellige mengder albedo. Til slutt har produksjonsdata og værdata fra Søråsjordet blitt brukt til å validere metoden og solcellemodellen.

Resultatene fra sensoravhengighets-studien viser at forskjellen mellom svært nøyaktige og lite nøyaktige simuleringer er liten, med en forskjell på kun 1,14% på årsbasis. For generell simulering av solcelleanlegg vil dermed enkle simuleringer med kun 1 sensor per side per panel, og lav detaljering på strålesporingen, være nok for å få et bra estimat av produksjonen.

Fra testen av albedoavhengighet ble det funnet at, ved simulering av produksjon på årsbasis vil 1 albedo være godt nok i de fleste tilfeller. Mens om man ønsker mer detaljer, men fortsatt en rask simulering, vil 2 albedoen være et godt alternativ, da albedoavhengig-avvik er under 5% på timesbasis og totalavviket er under 0,5%. Til slutt ble det funnet at det ved 6 albedoen vil det være tilnærmet ingen avvik, og det er dermed et godt alternativ til de mest nøyaktige simuleringene.

Etter sammenligning av simulert og målt produksjon fra anlegget på Søråsjordet, ble det funnet at modellen har en tendens til å overestimere ved lave verdier, og underestimere ved høye verdier. På tross av disse forskjellene, indikerer regresjonslinjens  $R^2$  verdi på 0,945 at modellen gir en pålitelig representasjon av produksjonen.

Tiden simuleringene bruker på å kjøre ble funnet til å være sterkt avhengig av detaljnivå på simuleringene. Med få sensorer og albedoen, tar simuleringen omtrent 2 minutter. Rundt samme tid tok det også for mer detaljerte simuleringer, uten terreng. Generelt er det blitt vist at uansett detaljnivå kan man få gode estimat for årlig produksjon, og med en simuleringstid på kun 2 minutter er det et fullt mulig alternativ for å estimere solcelleanlegg. Totalsett er solcellesimuleringer med Rhino 3D et godt alternativ, og kan gi gode resultat uten veldig datakrevende simuleringer.

Avslutningsvis har denne masteroppgaven demonstrert at bruk av Rhino 3D for simulering av solcelleanlegg tilbyr en balanse mellom nøyaktighet og effektivitet, noe som gjør det til et attraktivt verktøy for både forskning og praktisk anvendelse. Resultatene understreker at selv med de enkleste simuleringene kan man oppnå pålitelige estimater, noe som gjør teknologien verdifull for tidlige faser av prosjekter hvor raske beslutninger er nødvendig. De gode resultatene fra enkle simuleringer gjør også at ved senere bruk, kan man utnytte datakraften bedre, og dermed spare både tid og strøm ved å velge lav detaljering. Videre kan tilpasningen av simuleringene med flere albedoen gi presise data for mer detaljerte studier, uten å betydelig forlenge

simuleringsprosessen. At så gode simuleringer er tilgjengelig i et program som ofte ikke er brukt av teknologer, senker i tillegg terskelen for å utforske integrering av solceller i flere prosjekt, og øker dermed muligheten for at flere ser potensialet til å installere solceller. At flere får øynene opp for å tenke på fornybare energiløsninger er avgjørende for den videre utviklingen av bærekraftige og effektive energiløsninger globalt.

## 8 Videre arbeid

I løpet av studien ble det funnet flere interessante retninger å gå for å videreutvikle forståelsen for bruk av Rhino til PV-simuleringer. Siden denne studien kun er blitt gjort gjennom våren 2024, var det flere spennende elementer som det desverre ikke var tid til å se på. Hovedretningene som ble vurdert var enten å gå mer i detalj på selve modellen, eller å generalisere mer for å se på potensialet i verktøyet. Disse retningene er konkretisert under.

- Teste modellen andre steder i Norge. Blant annet gjennomførte man nye albedo-avhengighet-studier, for å finne ut hvor stedsavhengig og/eller væravhengig resultatene er. Det vil også være interessant å se på agrivoltaics-potensialet ulike plasser i Norge, både for PV-produksjon men også påvirkningen anlegget har på plantene, slik som er sett på i Ås ved tidligere oppgaver [8, 9]. I tillegg vil valideringsdata fra flere operative anlegg kunne bidra til å videreutvikle modellen.
- Teste oppløsning av terrenget, og hvor mye det påvirker produksjonen ulike plasser. Det ble i denne studien funnet at detaljnivået til terrenget påvirket simuleringstiden, og ved kjøring med og uten terreng var simuleringstidene veldig forskjellig. Hvor lite detaljert man kan terrenget rundt og fortsatt få gode simuleringer kunne dermed vært interessant å finne ut.
- Endre metoden for hvordan simuleringer med flere albedoer gjøres i Rhino, til å heller simulere over flere små perioder istedenfor et år. Ved denne endringen er det mulighet for å videre effektivisere simuleringene.
- Forsøke å modellere anleggene med gjennomsiktige flater foran sensorene på modulene, slik at lyset inn på modulen får riktig brytning, og man kan slippe IAM korrigeringen.
- Se på hvordan produksjonen for hver enkelt celle i et panel er, og se på hvordan festeordningen påvirker hver celle. Når vi økte mengden sensorer på modulene fant vi en nedgang i produksjonen, det ville dermed vært lærerikt å modellere modulen med en 1 sensor per celle. Da kan man videre lage en mer detaljert modell som tar hensyn til bypassdioder osv., for å se på viktigheten av nærskygge.

## Referanser

- [1] L. Christiansen, R. Korneliussen, J. Gunnerød og A. Kringstad. Forbruksutvikling i Norge 2022-2050. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/foraktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/forbruksutvikling-i-norge-2022-2050---delrapport-til-lma-2022-2050.pdf>. 2023.
- [2] NOU 2023: 25. (2024). Omstilling til lavutslipp Veivalg for klimapolitikken mot 2050. Klima- og miljødepartementet. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/20944f0c5bf14bd5b5112ae8aa08e853/no/pdfs/nou202320230025000dddpdfs.pdf>.
- [3] NOU 2023: 3. (2023). Mer av alt-raskere Energikommisjonens rapport. Olje- og energidepartementet. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/pdfs/nou202320230003000dddpdfs.pdf>.
- [4] Multiconsult (2022). Norsk solkraft 2022-innenlands og eksport. URL: <https://www.multiconsult.no/assets/220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf>.
- [5] M. N. Støstad, S. T. Mon og R. Solvang. NRK avslører: 44.000 inngrep i norsk natur på fem år. URL: [https://www.nrk.no/dokumentar/xl/nrk-avslorer\\_-44.000-inngrep-i-norsk-natur-pa-fem-ar-1.16573560](https://www.nrk.no/dokumentar/xl/nrk-avslorer_-44.000-inngrep-i-norsk-natur-pa-fem-ar-1.16573560). 2024.
- [6] A. Garrod og A. Ghosh. A review of bifacial solar photovoltaic applications. *Frontiers in Energy* **17**(6), s. 704–726, 2023.
- [7] J. Kang, J. Jang, C. Reise og K. Lee. Practical comparison between view factor method and raytracing method for bifacial PV system yield prediction. *36th European PV Solar Energy Conference and Exhibition* 2019.
- [8] A. Woie. Modellering og simulering av agriPV i Ås. Masteroppgave. URL: <https://hdl.handle.net/11250/3066256>. 2022.
- [9] M. Flesland. AgriPV i Ås-en modellbasert simulering av energiproduksjon og plantevekst AgriPV in Ås. Masteroppgave. URL: <https://hdl.handle.net/11250/3078961>. 2023.
- [10] A. J. Petersen og I. Frimannslund. A Fast and Accurate Raytracing Approach for Assessing Photovoltaic Performance of Mono-and Bifacial Panels in Complex Irradiance Conditions. *IBPSA-Nordic* 2024.
- [11] A. H. Smets, K. Jäger, O. Isabella, R. A. van Swaaij og M. Zeman. Solar energy The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems. Cambridge, s. 462, 2016. ISBN: 978-1-906860-32-5.
- [12] H. M. Gjeltén. Albedoeffekt. URL: <https://snl.no/albedoeffekt>. 2023.
- [13] E. Berge og M. Institutt. Solkart for Norge. 2024.
- [14] C. Molto, J. Oh, F. I. Mahmood, M. Li, P. Hacke, F. Li, R. Smith, D. Colvin, M. Matam, C. DiRubio, G. Tamizhmani og H. Seigneur. Review of Potential-Induced Degradation in Bifacial Photovoltaic Modules. *Energy Technology* **11**(4), 2023. DOI: 10.1002/ente.202200943.



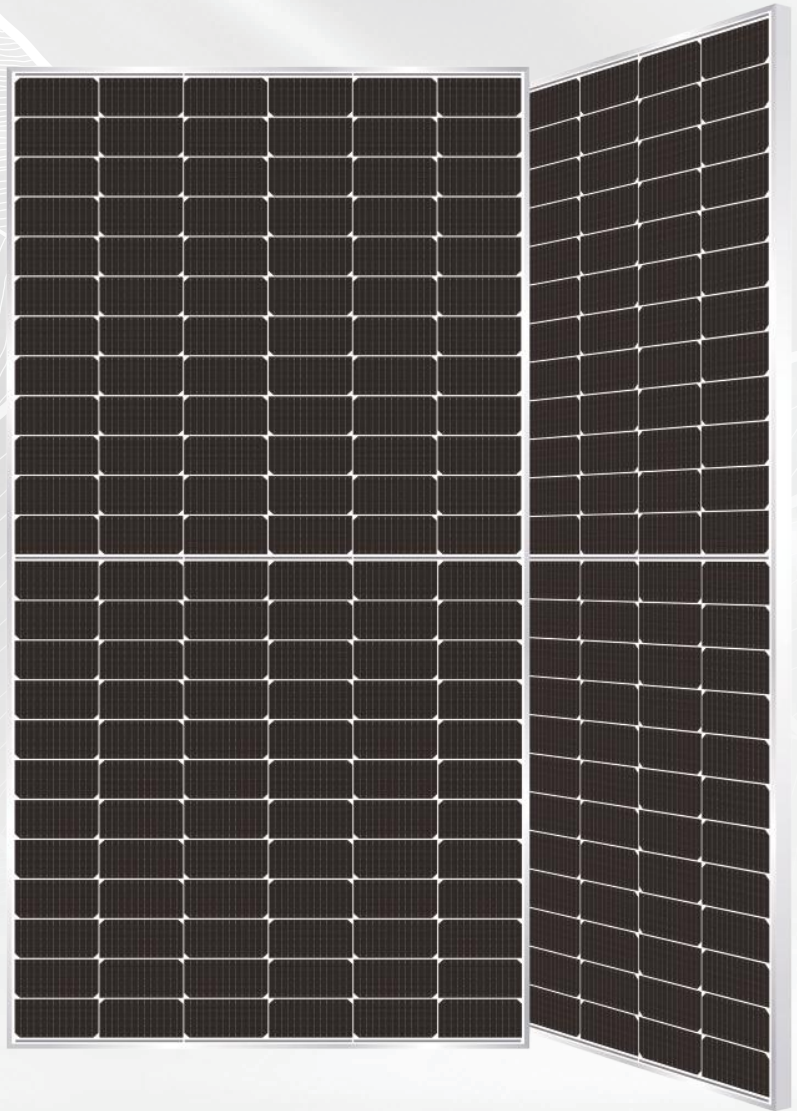
- [15] F. Vignola, F. Mavromatakis og J. Krumsick. Performance of PV-Inverters. . *37th ASES Annual Conference* 2008.
- [16] Standard Norge (2023). Bygningers energiytelse - Beregning av energibehov og energiforsyning. URL: <https://online.standard.no/nb/sn-nspek-3031-2023>.
- [17] C. Seiffert. Soiling i Norge. IFE. 2023.
- [18] J. Appelbaum. The role of view factors in solar photovoltaic fields. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **81**, s. 161–171, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.026>.
- [19] A. E. Robsahm. Simulation of a vertical bifacial PV system compared to measured values. Masteroppgave. URL: <https://hdl.handle.net/11250/3078962>. 2022.
- [20] G. J. Ward. The RADIANCE lighting simulation and rendering system. *Proceedings of the 21st Annual Conference on Computer Graphics and Interactive Techniques SIGGRAPH '94*. New York, NY, USA: Association for Computing Machinery, s. 459–472, 1994. ISBN: 0897916670. DOI: 10.1145/192161.192286. URL: <https://doi.org/10.1145/192161.192286>.
- [21] Lawrence Berkeley National Laboratory. Setting Rendering Options. URL: [https://radsite.lbl.gov/radiance/refer/Notes/rpict\\_options.html](https://radsite.lbl.gov/radiance/refer/Notes/rpict_options.html).

## A Datablad for solcellemodulene

# Himalaya M6 Series

## 460-480W

144-cell Bifacial HJT Half Cell  
Solar Module



### HJT · M6

Heterojunction 166mm Cell



SMBB Half-Cut  
Cell Technology



Up to 85% Bifaciality



PIB Technology\*



Reliable · Durable  
· Sustainable

### WARRANTY

Product  
Warranty

**15**  
years

Linear  
Power  
Warranty

**30**  
years



Scan&Download

\*PIB technology is optional and will be confirmed by case.

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Anhui Huasun reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the latest version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

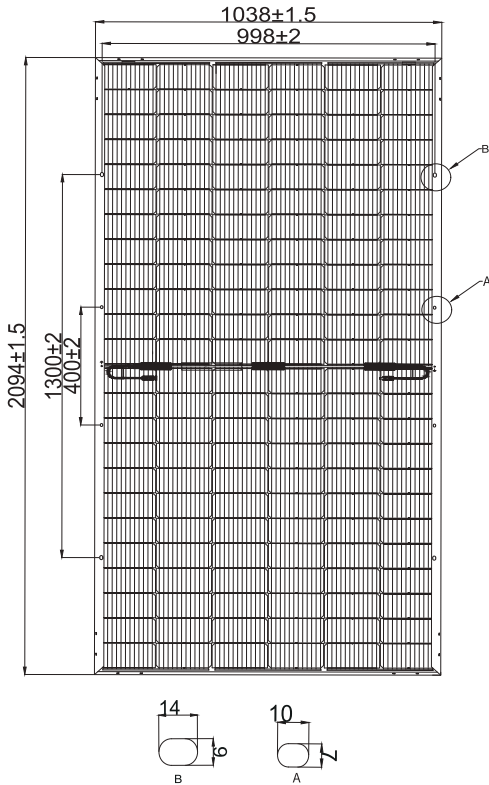
# Himalaya M6 Series 460-480W

## 144-cell Bifacial HJT Half Cell Solar Module



### Engineering Drawings

Unit: mm



### Electrical Characteristics (STC\*)

Model	HS-B144	HS-B144	HS-B144	HS-B144	HS-B144
	DS460	DS465	DS470	DS475	DS480
Maximum Power (Pmax)	460W	465W	470W	475W	480W
Module Efficiency (%)	21.16%	21.39%	21.62%	21.85%	22.08%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	45.24V	45.44V	45.66V	45.86V	46.08V
Optimum Operating Current (Imp)	10.18A	10.24A	10.30A	10.36A	10.43A
Open Circuit Voltage (Voc)	53.22V	53.35V	53.48V	53.61V	53.74V
Short Circuit Current (Isc)	10.58A	10.64A	10.70A	10.76A	10.82A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	20A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	80% ± 5%				

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

### BSTC\*\*

Maximum Power (Pmax)	510W	515W	520W	525W	530W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	46.20V	46.40V	46.60V	46.80V	47.00V
Optimum Operating Current (Imp)	11.14A	11.19A	11.24A	11.29A	11.34A
Open Circuit Voltage (Voc)	54.33V	54.73V	55.33V	55.93V	56.53V
Short Circuit Current (Isc)	11.53A	11.57A	11.61A	11.65A	11.69A

\*\*BSTC: Front side irradiation 1000W/m<sup>2</sup>, back side reflection irradiation 135W/m<sup>2</sup>, AM=1.5, ambient temperature 25 °C.

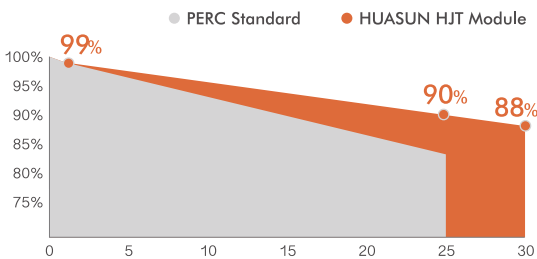
### Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperature Coefficiency of Pmax	-0.26%/ °C
Temperature Coefficiency of Voc	-0.24%/ °C
Temperature Coefficiency of Isc	0.04%/ °C

### Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

\* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.



\* Refer to HUASUN standard warranty for details

### Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 166 × 83mm
Cell Connection	144 (6 × 24)
Module Dimension	2094 × 1038 × 30 mm
Weight	27.5 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 compatible
Frame	Anodised aluminum alloy
Encapsulant	EPE
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	(F) 2.0mm anti-reflective surface solar glass   (B) 2.0mm solar glass

### Shipping Configurations

	HC	GP
Container Size	40'	20'
Pallets Per Container	22	5
Modules Per Pallet (pcs)	36	36
Modules Per Container (pcs)	792	180

**ANHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.**

HUASUN-EN-2022-V2.0

© Anhui Huasun Energy Co., Ltd. reserves all rights.

NO.99 Qingliu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China

Tel: 0086-563-2626509 www.huasunsolar.com

sales@huasunsolar.com customerservice@huasunsolar.com

**Mono**

## 460W MBB Bifacial Mono PERC Half-cell Double Glass Module

JAM72D20 435-460/MB/1500V Series

### Introduction

Assembled with MBB bifacial PERCIUM cells and half-cell configuration, these double glass modules have the capability of converting the incident light from the rear side together with the front side into electricity, providing higher output power, lower temperature coefficient, less shading loss, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



More reliable, more stable power generation



Less shading effect

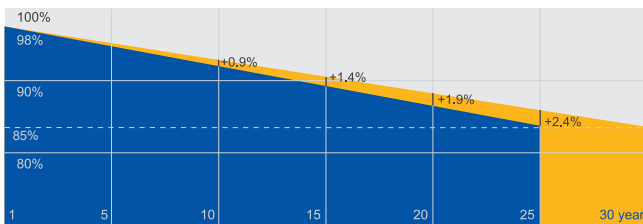


Lower temperature coefficient

### Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years



■ Additional Value From 30-Year Warranty ■ JA Standard

### Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems

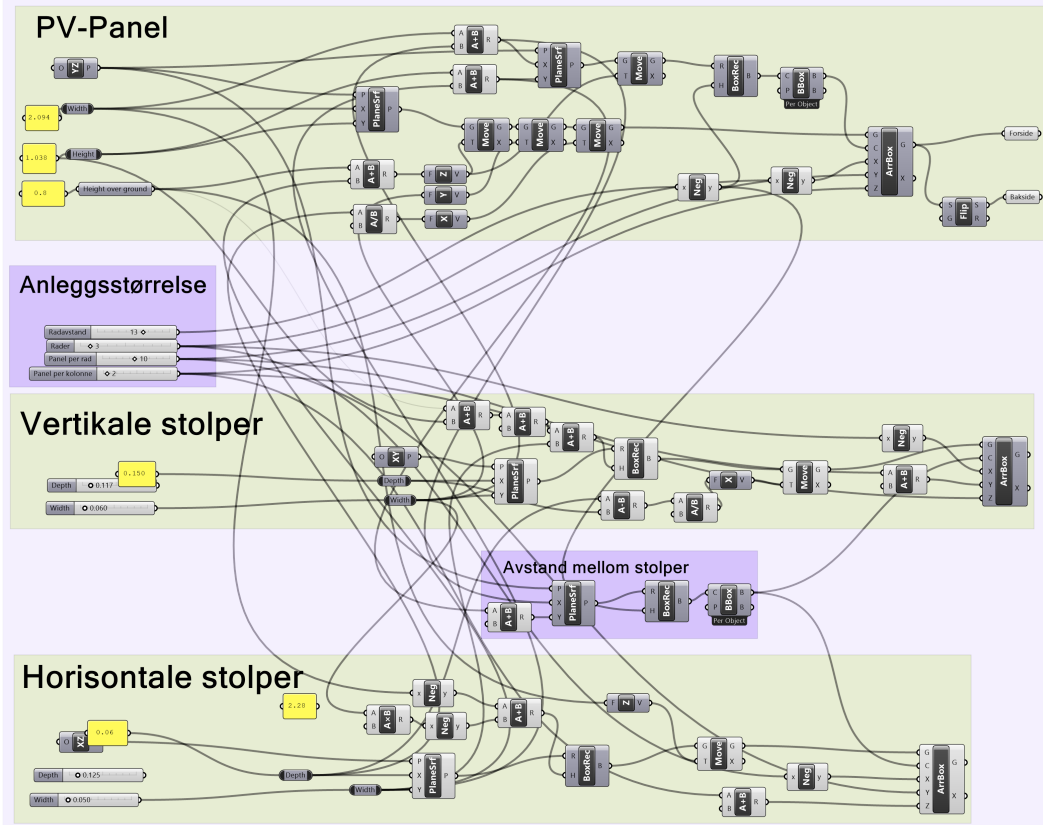






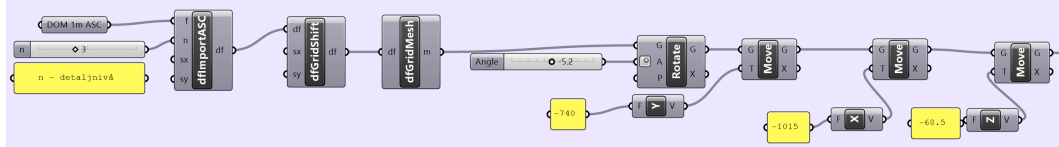
## B Grasshopper-skript

### Konstruksjon av Geometri



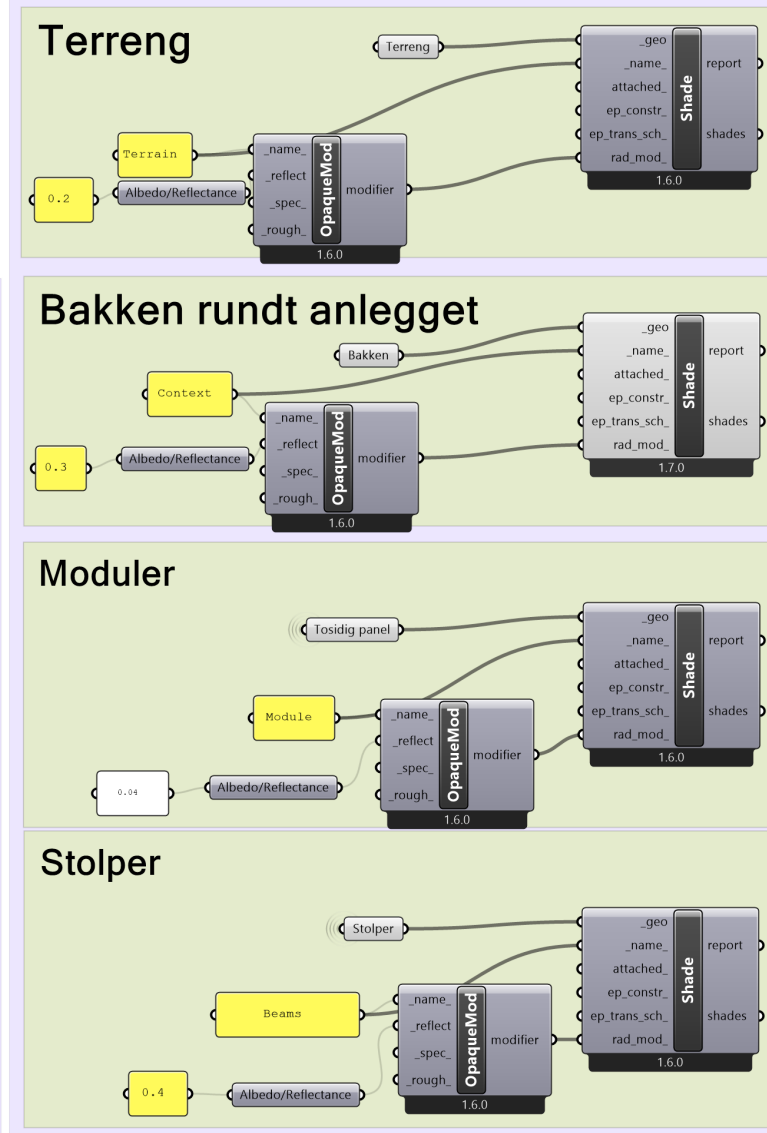
Figur B.1: Konstruksjon av geometri i Grasshopper, hvor dimensjonene til alle komponenter og selve anlegget velges lengst til venstre. Resultatet er en liste med objekter som er samlet for hver underkategori, Panel, vertikale og horisontale stolper.

### Import av Terreng



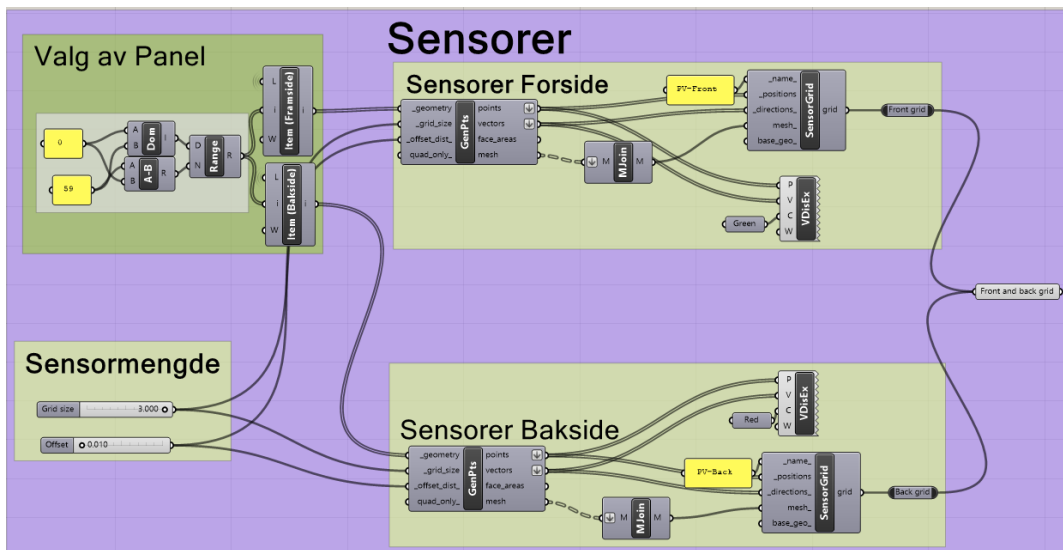
Figur B.2: Importering av terrengfilen fra *Høydedata* med detaljniva 2, og plassering av terrenget slik at anlegget er på bakkeplan og riktig plassert.

# Stråleegenskaper

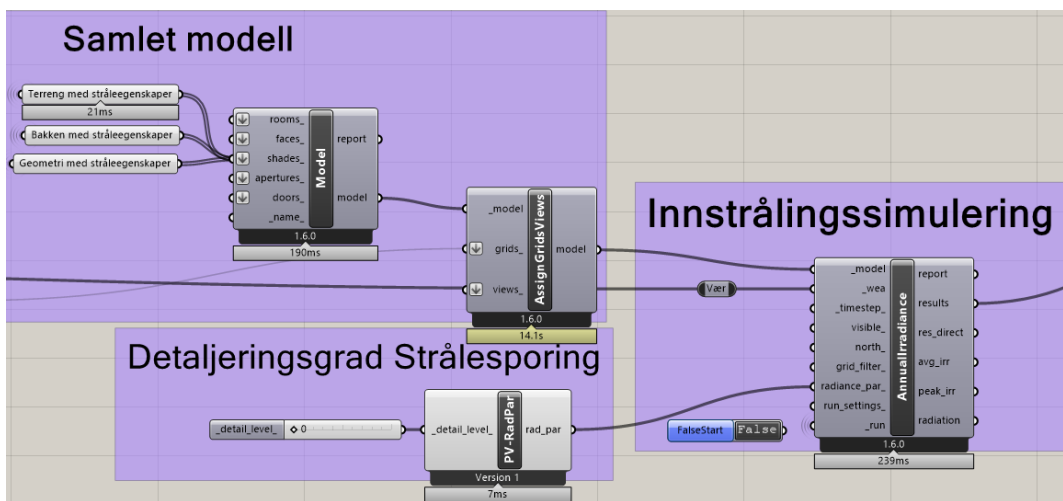


Figur B.3: Tilingning av stråleegenskaper til terrenget, bakken, modulene og bærekonstruksjonen, som utgjør alle komponentene i simuleringen.

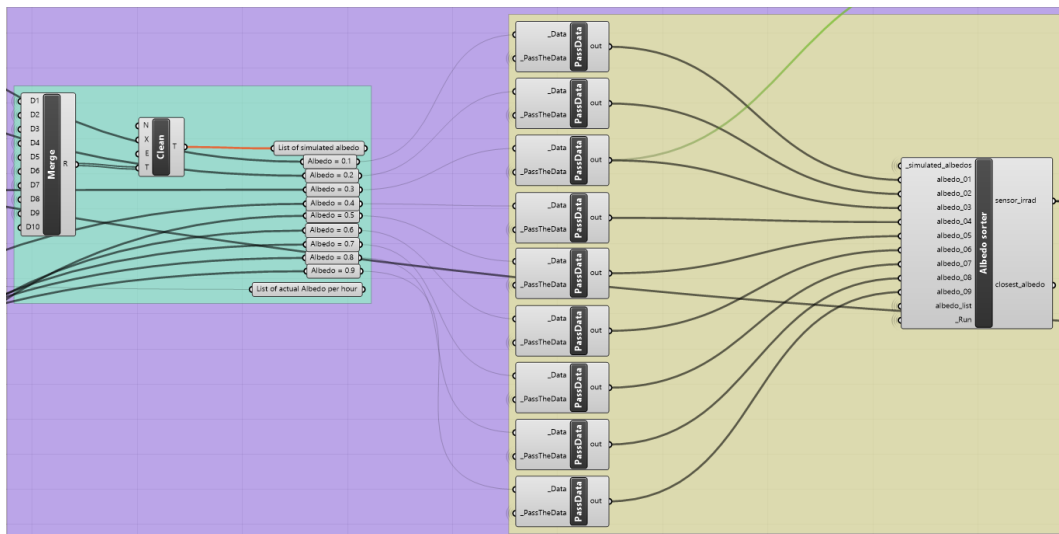




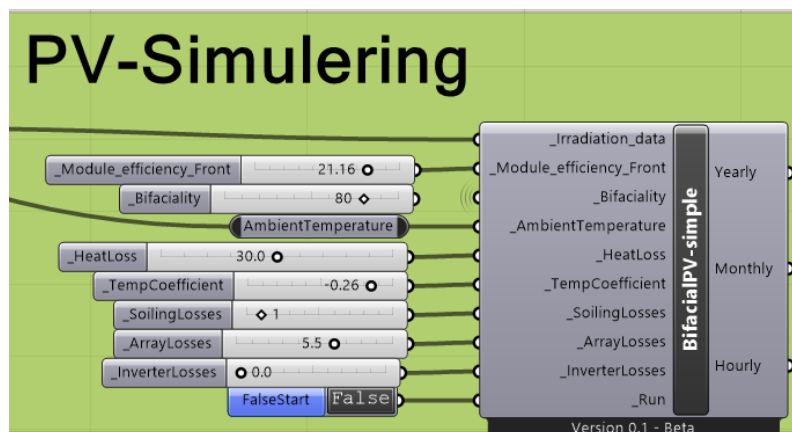
Figur B.4: Justering av hvilke panel som skal analyseres og hvor mange sensorer som bruker. Sensorene blir laget som et grid av punkter per analyseflate og blir tilslutt samlet som en liste av gridobjekter.



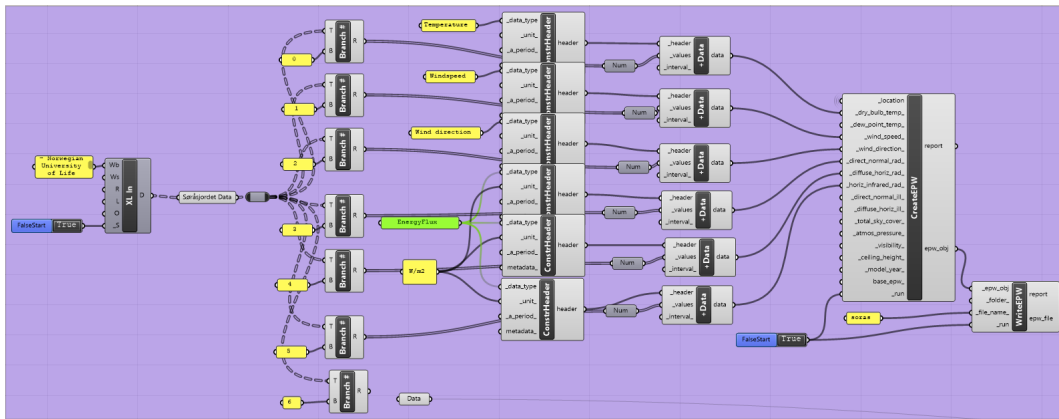
Figur B.5: Samling av objektene som skal være med i simuleringen i en felles Honeybeemodell, og tilegning av sensorer på modellen. Under *Detaljeringsgrad Strålesporing* blir strålesporingsparameterpakken valgt. Til slutt kjøres selve innstrålingssimuleringen med de gitte parameterne og modellen.



Figur B.6: Samling av resultatene fra innstrålingssimulering med hver gitte albedo, og sortering etter hvilken som passer for hver time.



Figur B.7: PV modell i Grasshopper laget av Arnkell [10]. Alle input verdiene kan enkelt justeres et anleggspesifikke spesifikasjoner.



Figur B.8: Konstruering av værdatafil fra excel i Grasshopper, ved bruk av *Create-EPW*. Hver målevariabel kommer inn som hver sin rad, og blir tilpasset EPW formatet.





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

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway