

Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet  
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi  
Institutt for matematiske realfag og teknologi

Masteroppgåve 2014  
30 stp.

# Moglegheitsstudie av PV-anlegg for dei komande veterinærbygga ved NMBU

Jostein Magnesen

## FORORD

---

Denne oppgåva vart skriva våren 2014 som avslutning på studiet Miljøfysikk og fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskaplige universitet.

Tema for oppgåva, solenergi, har vore noko av det som har interessert meg mest gjennom studiet, og var difor eit naturleg val. Eg håpar oppgåva kan vera med og bidra til at solceller vert ein del av energiforsyninga til det nye universitetet.

Ei stor takk til Petter Hieronymus Heyerdahl for god rettleiing og gode diskusjonar i «kilowattimane» me har hatt gjennom semesteret. Eg vil òg takke Petter for den store innsatsen han gjer for å undervise miljøfysikkstudentane innan fornybar energi, gjennom glimrande forelesingar og laboratoriearbeid.

Fleire som fortener ei takk er Halvor Molander-Ott frå Statsbygg for informasjon om SLP, Signe Kroken ved NMBU for hjelp med meteorologiske data, og Trond Langseth, energirådgjevar ved NMBU, for opplysningar om forbruksmønster.

Takk til familien min og venene mine for motivasjon og hyggelege avbrekk frå arbeidet.

Til slutt ei takk til alle som har vore med og gjort studietida på Ås til ei fin og minnerik tid.

15. mai 2014

Jostein Magnesen

## SAMANDRAG

---

Solceller er den teknologien for produksjon av elektrisitet frå fornybar energi som har hatt størst prosentvis vekst globalt dei siste åra. Nye, strenge krav frå norske og europeiske myndigheiter fører til at ein må ta i bruk nye byggeteknikkar og nye måtar å forsyne bygningane med energi, og mykje tyder på at det òg i Noreg kjem til å bli vanleg med solceller på bygningar i framtida.

Målet med denne masteroppgåva er å kartleggje potensialet for å installere solceller på taka av dei nye bygningane som skal byggast til veterinærinstituttet ved NMBU.

Meteorologiske data frå fleire kjelder er samla inn og analysert for å vurdere ressursgrunnlaget for PV-anlegget.

Dataprogrammet PVsyst er brukt til å gjere nesten 40 simuleringar av ulike konfigurasjonar som kan vera aktuelle for dette prosjektet.

Det er laga forenkla 3D-modellar av bygningane og PV-anlegget. I tillegg er ein skog som ligg rett ved sida av tomta tatt med i modellane, då det er venta at trea vil kaste skuggar på delar av taket der PV-anlegget kjem.

Simuleringane er gjort for fem ulike orienteringar av modulane, og for kvar av desse er det sett på effekten av ulike vinklar i forhold til horisontalplanet, og for ulike val av komponentar.

Effekt- og energibehovet til bygningane er estimert ved hjelp av forbruksdata frå bioteknologibygningen, som er eit av dei eksisterande bygga ved NMBU. Desse dataa er brukt til å berekne kor mykje energi kvart av systema vil måtte levere til det elektriske nettet i periodar når produksjonen er høgare enn behovet lokalt.

Det er òg gjort økonomiske analyser der energikostnaden for dei ulike systema er berekna.

Simuleringane viser at ein ved å installere solceller på 10 000 kvadratmeter av taket kan produsere opp til 1,2 GWh elektrisitet årleg med ein sjølvforsyningsgrad på opptil 20 %.

Kostnadsberekningane er noko usikre, men viser at ein med dagens prisar vil betale mellom 1,2 og 1,6 kroner per kilowattime for straumen som vert produsert.

## **ABSTRACT**

---

Solar photovoltaic is the technology for production of electricity from renewable energy sources that have had the greatest growth globally in recent years. New, strict requirements from Norwegian and European authorities lead to the need to adopt new building techniques and new ways to supply buildings with energy, and many suggest that also in Norway it is going to be common with solar cells on buildings in the future.

The aim of this master thesis is to survey the potential to install solar panels on the roof of the new buildings being built for the veterinary institute at the Norwegian University of Life Sciences.

Meteorological data from multiple sources is collected and analyzed to assess the resource base for the PV plant.

PVsyst is used to make almost 40 simulations of different configurations that may be relevant to this project. 3D models of buildings and PV plant are made. In addition, a forest located right beside the lot is included in the models, as it is expected that trees will cast shadows on parts of the roof where the PV plant is located.

The simulations are done for five different orientations of modules, and for each of these the effect of different angles relative to the horizontal plane is analyzed. In addition, different choices of components are evaluated.

Power and energy need of the buildings is estimated using consumption data from the biotechnology building, which is one of the existing buildings at NMBU. These data are used to calculate how much energy each of the systems will have to deliver to the electric grid during periods when production is higher than local demand.

The levelized cost of energy for each of the different systems is calculated.

Simulation shows that by installing solar panels on 10,000 square meters of roof can produce up to 1.2 GWh of electricity annually with a self-sufficiency of up to 20 %. The cost calculations show that the cost of electricity with today's prices will within the range of 1.2 and 1.6 NOK, depending on which system is chosen.

# INNHALD

---

Forord .....	1
Samandrag .....	2
Abstract .....	3
Liste over tabellar .....	6
Liste over figurar .....	8
1 Innleiing .....	9
1.1 Bakgrunn .....	9
1.2 Mål for oppgåva .....	9
1.3 Om samlokaliseringsprosjektet .....	10
1.3.1 Innhald .....	10
1.3.2 Standard .....	12
1.3.3 Energibruk .....	12
1.3.4 Tilgjengeleg areal for solceller .....	13
2 Teori .....	14
2.1 Solinnstråling .....	14
2.1.1 Innstrålt effekt .....	14
2.1.2 Albedo .....	14
2.1.3 Skygging .....	14
2.1.4 Orientering og vinkling av PV-modulane .....	15
2.2 Solceller si oppbygging og virkemåte .....	16
2.2.1 Halvleiarar .....	16
2.2.2 pn-overgangen .....	17
2.2.3 Straum, spenning og effekt frå solceller .....	18
2.3 Solcelleteknologiar .....	20
2.3.1 Krystallinsk silisium .....	20
2.3.2 Kadmiumtellurid og CIGS .....	21
2.4 Komponentar i eit PV-anlegg .....	22
2.4.1 PV-modul .....	22
2.4.2 Lastpunktregulator .....	22
2.4.3 Vekselrettarar .....	23
2.4.4 Monteringsstativ .....	25
2.4.5 Kablar .....	25
2.5 Refleksjonar, feiltilpassing og temperaturpåverknad .....	26
2.5.1 Tap som følgje av refleksjonar .....	26
2.5.2 Feiltilpassing .....	26

2.5.3	Temperaturpåverknad.....	27
2.6	Økonomisk analyse av PV-anlegg .....	30
2.6.1	LCOE-metoden .....	30
3	Metode: Prosjektering av PV-anlegg.....	31
3.1	Meteorologiske data.....	31
3.1.1	Kjelder.....	31
3.1.2	Import av meteorologiske data i PVsyst.....	31
3.1.3	Val av datasett og generering av timesverdiar.....	33
3.1.4	Albedo.....	36
3.2	Lokalt energi- og effektbehov .....	37
3.3	Val av PV-modular .....	38
3.3.1	Kriterier.....	38
3.3.2	Val av type og produsent.....	38
3.4	Val av vekselrettar .....	41
3.4.1	Type .....	41
3.4.2	Effektdimensjonering .....	41
3.4.3	Val av type og produsent.....	41
3.5	Orientering av modular .....	43
3.6	Modellering av skygging .....	44
3.6.1	Horisont.....	44
3.6.2	3D-modellering av nære objekt.....	47
3.7	Systemkonfigurasjon.....	49
3.7.1	Temperaturar .....	49
3.7.2	Tal på modular og strengar.....	49
3.8	Detaljerte tapsanalyser .....	51
3.8.1	Termisk parameter – varmetapskoeffisient .....	51
3.8.2	Ohmske tap.....	52
3.8.3	Modulkvalitet – LID – feiltilpassing .....	52
3.8.4	Tilsmussing av støv og snø .....	53
3.8.5	IAM-tap.....	54
3.8.6	Utilgjengelegheitstap.....	54
3.9	Økonomiske analyser.....	55
3.10	Simuleringar.....	57
4	Resultat .....	62
4.1	Samandrag av hovudsimuleringar.....	62
4.2	Detaljar og samanlikning av utvalde system.....	68
4.2.1	Tap som følgje av skygging, IAM og tilsmussing.....	69

4.2.2	Tapsanalyser.....	71
4.2.3	Detaljar frå el-produksjon .....	72
4.2.4	Samanlikning av energiproduksjon og lokalt behov. ....	76
5	Drøfting .....	78
5.1	Produksjon .....	78
5.2	Orientering og vinkling .....	78
5.3	Val av komponentar .....	79
5.4	Usikkerheiter.....	80
6	Konklusjon .....	81
7	Kjelder .....	82

## LISTE OVER TABELLAR

---

Tabell 1: Høgaste verknadsgrader oppnådde for ulike typar solceller og modular målt ved STC og AM1,5. ....	20
Tabell 2: Årsmiddel global og diffus innstråling frå ulike databasar. ....	32
Tabell 3: Meteorologiske data brukt i simuleringane. Gjennomsnittsverdiar for 20-årsperioden 1994-2013 målt ved den meteorologiske stasjonen FAGKLIM i Ås. ....	33
Tabell 4: Albedoverdiar som vart vald i PVsystem. ....	36
Tabell 5: Oversikt over modular som vart vurdert, med tilhøyrande verknadsgrad og pris. ....	39
Tabell 6: Vekselrettarar som vart brukt i simuleringane. ....	42
Tabell 7: Varmetapskoeffisient for ulike monteringsmetodar. PVsystem standardverdiar. ....	52
Tabell 8: Tap i leidningar ved STC ....	52
Tabell 9: Tilsmussingsgrad for kvar månad ....	54
Tabell 10: Systemkonfigurasjonar for simulering, orientering 1. ....	57
Tabell 11: Systemkonfigurasjonar for simulering, orientering 2. ....	58
Tabell 12: Systemkonfigurasjonar for simulering, orientering 3. ....	59
Tabell 13: Systemkonfigurasjonar for simuleringar, orientering 4. ....	60
Tabell 14: Resultat av hovudsimuleringar for orientering 1: asimut= 50. ....	63
Tabell 15: Resultat av hovudsimuleringar for orientering 2: asimut= -40. ....	64
Tabell 16: Resultat av hovudsimuleringar for orientering 3: asimut= 50/-130. ....	65
Tabell 17: Resultat av hovudsimuleringar for orientering 4: asimut= -40/140. ....	66
Tabell 18: Resultat av hovudsimuleringar for orientering 5: asimut=0. ....	67
Tabell 19: Dei fire systema som presterte best i simuleringane. ....	69
Tabell 20: Oversikt over tap for dei fire systema. Negative verdiar betyr positiv effekt. ....	71



## LISTE OVER FIGURAR

---

Figur 1: Skisse over nybygga sett frå sør. Fellesbygget ligg utanfor biletet. Kjelde: Statsbygg [2].....	10
Figur 2: Illustrasjon av prosjektet med nummerering av dei ulike bygga. Kjelde: Statsbygg [2].....	11
Figur 3: Berekning av vinkelen til horisonten. ....	15
Figur 4: a) gittermodell for silisium.                      b) Gittermodell for silisium med eit brote band. Baserte på illustrasjonar av blant andre Green [9].                      .....	17
Figur 5: Eksempel på IV-karakteristikk for solcelle.....	19
Figur 6: Sentral-vekselrettar. ....	23
Figur 7: Strengvekselrettarar. ....	24
Figur 8: Modul-vekselrettarar.....	24
Figur 9: IV-kurver for ein PV-modul ved ulike temperaturar. Frå PVsyst.....	28
Figur 10: Månadsverdiar for globalstråling henta frå dei ulike kjeldene.....	32
Figur 11: Syntetisk genererte timesdata for ein lettskya dag i juli. Frå PVsyst. ....	34
Figur 12: Daglege innstrålingsverdiar generert av PVsyst basert på månadsverdiar frå FAGKLIM. ....	35
Figur 13: Dagleg global og diffus innstråling i 1995 basert på timesverdiar frå FAGKLIM. ....	35
Figur 14: Berekna lastprofil for veterinærbygga ei veke i juni. Frå PVsyst. ....	37
Figur 15: Høgdeprofil vest for SLP-tomta. [26].....	45
Figur 16: Høgdeprofil aust for SLP-tomta. [26].....	45
Figur 17: Horisontline for prosjektet. Frå PVsyst.....	46
Figur 18: 3D-modell av PV-anlegget og av skogen på Fougnerhaugen for bestemming av skuggeeffektar. Frå PVsyst. ....	48
Figur 19: Eksempel på snødjupne-graf publisert i "Meteorologiske data for Ås" [20]. ....	53
Figur 20: Skuggekurver for ulike tider på året for eit PV-anlegg med 20 graders vinkel frå horisontalplanet og 40 graders asimut-vinkel. Frå PVsyst.....	70
Figur 21: Data for system 2.7, frå PVsyst. Venstre: Månadleg levert energi frå vekslerettarar (raud), Tap i vekslerettar og leidningar (grøn), og andre tap (blå). Høgre: Månadlege ytingsfaktorar. ....	72
Figur 22: Data for system 2.9, frå PVsyst.. Venstre: Månadleg levert energi frå vekslerettarar (raud), Tap i vekslerettar og leidningar (grøn), og andre tap (blå). Høgre: Månadlege ytingsfaktorar. ....	73
Figur 23: Data for system 3.6, frå PVsyst. Venstre: Månadleg levert energi frå vekslerettarar (raud), Tap i vekslerettar og leidningar (grøn), og andre tap (blå). Høgre: Månadlege ytingsfaktorar. ....	73
Figur 24: Data for system 4.3, frå PVsyst. Venstre: Månadleg levert energi frå vekslerettarar (raud), Tap i vekslerettar og leidningar (grøn), og andre tap (blå). Høgre: Månadlege ytingsfaktorar. ....	73
Figur 25: Spesifikk produksjon i kilowattimar per installert effekt per dag. ....	75
Figur 26: Innstrålt energi i modulplanet per time, dato: 10. juni. ....	75
Figur 27: Lokalt energibehov (raud), energi levert lokalt (grøn) og energi levert til nettet (blå). ....	76
Figur 28: Berekna effektkurver for PV-anlegg (raud), lokal last (blå) og innmating på nettet (grøn), første veka i juni. Frå PVsyst. ....	77

# 1 INNLEIING

---

## 1.1 BAKGRUNN

I tråd med EU si satsing på energieffektivisering, reduserte klimagassutslepp og fornybar energi har regjeringa vedteke at frå 2020 skal alle nye norske bygg vera tilnærma nullenergibygg. Det vil seie at dei må vera svært energieffektive og i tillegg generera sin eigen elektrisitet basert på fornybare kjelder. Frå 2018 skal alle offentlege bygg i EU vera nær nullenergibygg [1]. Dette tidspunktet fell saman med ferdigstillinga av dei nye bygga på Campus Ås som skal stå klare til samlokaliseringa av Norges miljø- og biovitenskaplege universitet, NMBU. Prosjektet er det største i universitets- og høgskulesektoren i Noregs historie og kjem til å verte eit monument for det nye framtidsretta universitetet i Ås. Difor er det viktig at det vert satsa på det beste av miljøvenleg teknologi, og solceller vil vera ein naturleg del av løysinga.

## 1.2 MÅL FOR OPPGÅVA

Hensikta med denne oppgåva er å kartleggje moglegheitene for å montere eit PV-anlegg på taka til dei nye veterinærbygga.

Første trinn er å kartleggje ressursgrunnlaget for eit PV-anlegg på tomta. Dette medfører å hente inn meteorologiske data frå ulike kjelder og vurdere dei opp mot kvarandre for å anslå mest mogleg nøyaktig kor stor solinnstrålinga er.

Med utgangspunkt i bygningskomplekset sin plassering og meteorologiske data for staden er målet å berekne kor mykje eit PV-anlegg kan produsere, korleis energien og effekten fordeler seg utover dagen og året, og kor store tap ein må rekne med. Alt dette skal bereknast for ulike val av komponentar og orienteringar av modular.

Eitt av spørsmåla det skal svarast på er kva orientering av modulane som vil gje størst utbyte. Eit anna er kva vinkel i høve til horisontalplanet modulane bør ha. Det må òg vurderast kva type solceller som passar best til prosjektet.

For å kunne svare på desse spørsmåla skal elektrisitetsbehovet for bygningane kartleggjast, og i tillegg skal det bereknast lastkurver som gjer at produksjonen frå PV-anlegget kan samanliknast med behovet for effekt og energi lokalt.

Ettersom prosjektet, om det vert realisert, ligg om lag fem år fram i tid, er det vanskeleg å seie noko om nøyaktig kva kostnadane vil vera. For å kunne samanlikne dei ulike alternativa, og for å finne ut om lag kva eit slikt PV-anlegg ville kosta i dag, skal det gjerast ei enkel berekning av energikostnaden for kvart av alternativa som vert presentert. Desse tala vil ha utgangspunkt i dagens prisar og må sjåast på som ganske usikre.

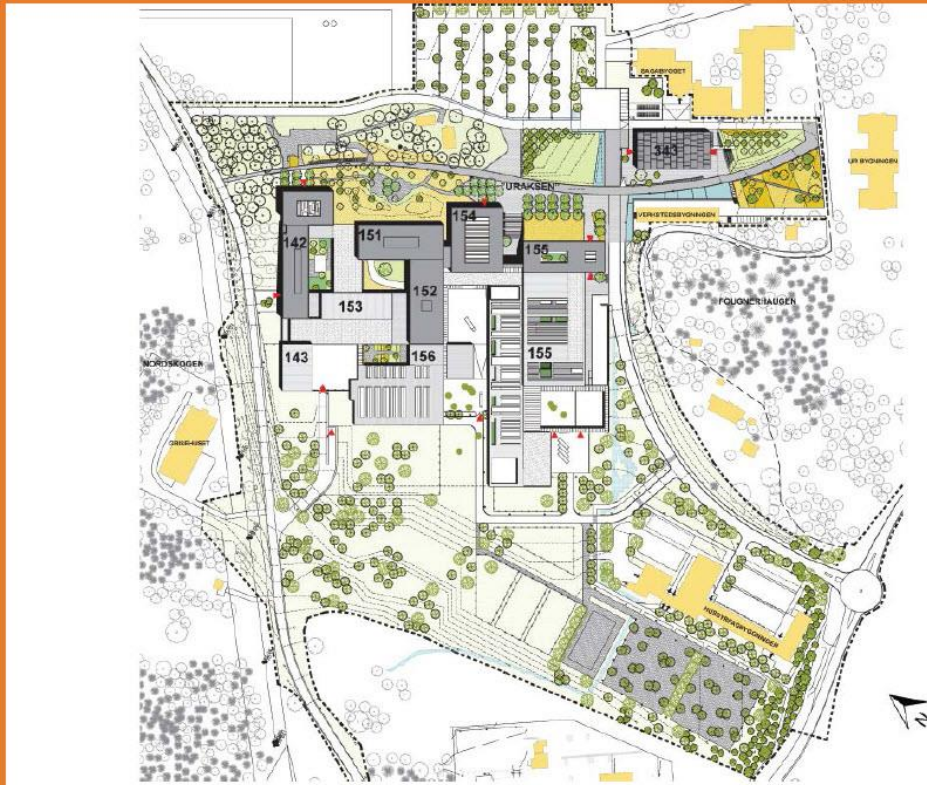
## 1.3 OM SAMLOKALISERINGSPROSJEKTET

### 1.3.1 Innhald

Samlokaliseringsprosjektet inneheld ei rekkje bygningar som skal hyse det som tidlegare var Norges veterinærhøgskole, NVH, når dei flyttar til Campus Ås i 2019. Det skal byggjast ni store bygningar. Bortsett frå Fellesbygget vil alle desse vera samanhengande, som skissene i Figur 1 og Figur 2 viser.



Figur 1: Skisse over nybygga sett frå sør. Fellesbygget ligg utanfor biletet. Kjelde: Statsbygg [2]



Figur 2: Illustrasjon av prosjektet med nummerering av dei ulike bygga. Kjelde: Statsbygg [2]

Statsbygg [2, 3] har gitt følgende opplysningar om bygningane:

**Bygg 142 – Veterinærinstitutt:**

- Oppvarma BRA: 10 822 m<sup>2</sup>

**Bygg 143 – Veterinærinstitutt, BSL3:**

- Laboratorium med BSL3 (bio safety level 3)
- Oppvarma BRA: 1 995 m<sup>2</sup>

**Bygg 151 – NVH**

- Oppvarma BRA: 6 986 m<sup>2</sup>

**Bygg 152 – NVH**

- Oppvarma BRA: 6 660 m<sup>2</sup>

### **Bygg 153 – Veterinærinstitutt og NVH, morfologi:**

- Oppvarma BRA: 2 598 m<sup>2</sup>

### **Bygg 154 – Kunnskapstreet:**

- Oppvarma BRA: 6403 m<sup>2</sup>

### **Bygg 155 – Familiedyr/Hest:**

- Oppvarma BRA: 11 963 m<sup>2</sup>

### **Bygg 156 – Produksjonsdyr**

- Oppvarma BRA: 3 925 m<sup>2</sup>

### **Bygg 343 – Fellesbygget:**

- Oppvarma BRA – 2 522 m<sup>2</sup>

## **1.3.2 Standard**

Eit universitetsbygg har uansett byggjstandard eit høgt energibehov samanlikna med moderne bustadar og kontorbygg. Dette skuldast at bygga inneheld mykje teknisk utstyr og ulike laboratorium som har høge krav til ventilasjon og belysning. Dei har òg mange brukarar per arealeining, noko som gjer at det vert større behov kjøling og ventilasjon. I dette bygget er det ekstra høge krav til smittevern og forureining. Det er mange laboratorium og dyreklinikkar. Difor har Statsbygg bestemt at det skal byggjast etter passivhusstandarden NS3701, kategori «sjukehus».

## **1.3.3 Energibruk**

Totalt oppvarma bruttoareal for bygga er 53 873 m<sup>2</sup>. Av dette arealet er 44 949 m<sup>2</sup> i kategorien «sjukehus».

Statsbygg [3] opplyser at totalt energibehov for bygga blir om lag 12 GWh i året. 5,2 GWh vert levert som fjernvarme. Resten er elektrisitet og fjernkjøling.

Det er ikkje opplyst om tal for kjøling, men viss ein tek utgangspunkt i maksimalverdiane i NS3701 (20 kWh/m<sup>2</sup>år for kategorien sjukehus og 10 for universitetsbygning) får ein 1 GWh i året.

Elektrisitetsbehovet vert då om lag 5,8 GWh i året, noko som svarer til 108 kWh/m<sup>2</sup>år og ei gjennomsnittleg last på 662 kW.

#### **1.3.4 Tilgjengeleg areal for solceller**

Med flate, store tak er bygga godt eigna for motering av PV-anlegg. Totalt tak-areal er om lag 26 000 kvadratmeter. Av dette arealet vil ein del vera utilgjengeleg for plassering av PV-anlegg på grunn av luftsjakter, lysgardar, vindauge og tekniske installasjonar. I tillegg vil ein del av arealet vera mindre eigna på grunn av skuggar frå høgare delar av bygningane. Desse areala har det ikkje vore mogleg å berekna nøyaktig så tidlig i prosessen, så denne oppgåva tek utgangspunkt i at det vil vera om lag 10 000 kvadratmeter tilnærma skuggefritt tak tilgjengeleg for PV-anlegget, fordelt på dei ulike bygga.

## 2 TEORI

---

### 2.1 SOLINNSTRÅLING

#### 2.1.1 Innstrålt effekt

Utanfor jorda si atmosfære er effekten på solinnstrålinga om lag 1370 watt per kvadratmeter [4].

Denne verdien vert kalla solkonstanten.

Når lyset beveger seg gjennom atmosfæren vert ein del av det spreidd, absorbert eller reflektert slik at effekten vert redusert før det når bakken.

«Air Mass» er eit omgrep som vert brukt for å beskrive kor langt lyset må ferdast gjennom atmosfæren, gitt ved [5]:

$$AM = \frac{1}{\cos\alpha} \quad (2.1)$$

der AM står for Air Mass og  $\alpha$  innfallsvinkelen til lyset, det vil seie vinkelen mellom sola og senit.

Solceller testast ved det som kallast STC, *Standard Test Conditions*. Ved STC er AM=1,5, innstrålt effekt 1000 watt per kvadratmeter og celledemperaturen 25 °C.

#### 2.1.2 Albedo

Albedo er andelen av lyset som vert reflektert når det treff bakken. Det er store skilnadar i albedoverdiane, til dømes har snø rundt 0,8 og gras 0,2 [6].

Albedoverdiar for områda rundt eit PV-anlegg er viktige for å kunne berekne kor mykje diffus stråling som treff solcellene grunna refleksjonar frå bakken.

#### 2.1.3 Skygging

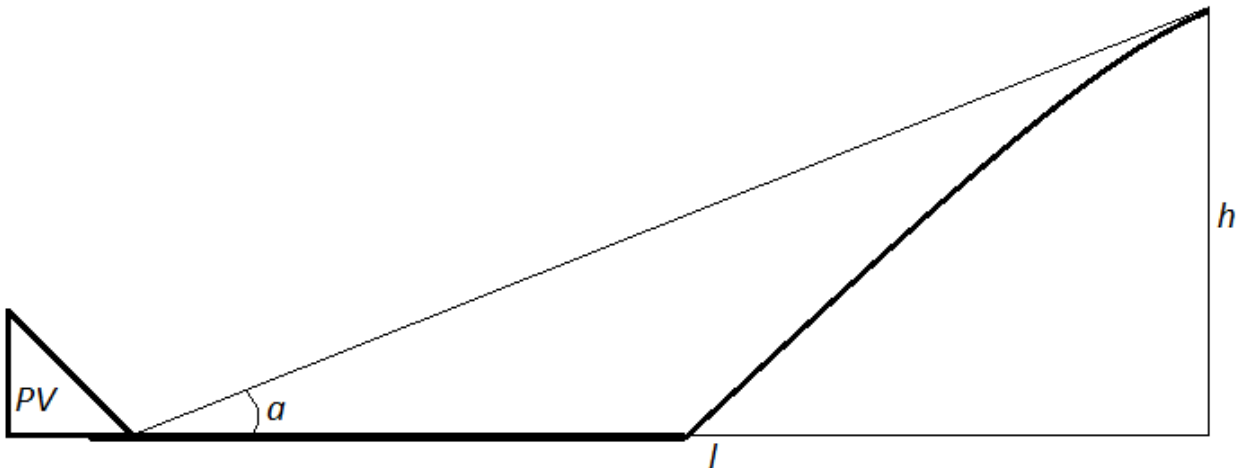
Skuggar er den vanlegaste årsaka til at det vert feiltilpassing mellom modular. Skuggar kan kome av nære ting som tre, master, bygningar og andre konstruksjonar, eller av fjerne ting som skyar og fjell. Det kan òg skje at modulane kastar skuggar på kvarandre når sola står lågt. Viss ein til dømes har eit gitt areal der ein vil ha høgast mogleg årsproduksjon kan ein velje å plassere modulane slik at ein får skygging til enkelte tider så lenge totalproduksjonen vert høgare.

Når ein prosjekterer eit PV-anlegg er det vanleg å dele opp slik at ein ser på skuggar frå nære objekt i ein 3D-modell, og at ein reknar ut vinkelen horisonten ligg i i høve til staden PV-anlegget står.

Når horisonten ikkje ligg meir enn nokre få kilometer vekk kan ein sjå vekk frå jordkrumminga. Då kan vinkelen reknast ut frå høgdeforskjellen mellom staden PV-anlegget er plassert og det høgaste punktet i horisonten, samt avstanden mellom desse punkta. Figur 3 illustrerer eit PV-anlegg som ligg ved ein ås. Vinkelen til horisonten kan reknast ut ved:

$$a = \arcsin(h/l) \quad (2.2)$$

der  $a$  er vinkelen,  $h$  er høgdeforskjellen mellom PV-anlegget og toppen på åsen, og  $l$  er avstanden mellom plassane.



Figur 3: Berekning av vinkelen til horisonten.

#### 2.1.4 Orientering og vinkling av PV-modulane

Asimut-vinkelen fortel kva retning PV-modulane vender mot. Asimut = 0 betyr at dei vender mot sør.  $90^\circ$  er vest, og  $-90^\circ$  er aust.

Tilt-vinkelen er vinkelen mellom PV-planet og horisontalplanet.

Pitch-faktoren er forholdet mellom avstanden mellom modulrekkjene og høgda til PV-modulane.



## 2.2 SOLCELLER SI OPPBYGGING OG VIRKEMÅTE

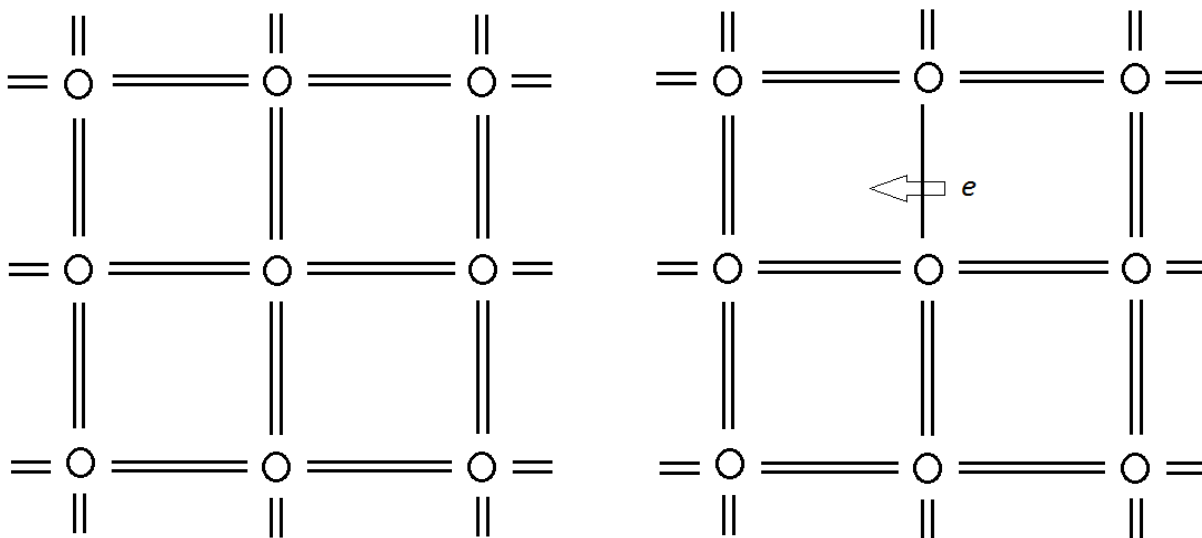
Det finst mange ulike typar solceller. Dei vanlegaste er laga av silisium, og ein skil mellom monokrystallinske og polykrystallinske celler. Dei fleste andre teknologiane er av sorten som ofte kallast tynnfilm. Som namnet tilseier, er desse mykje tynnare enn vanlege solceller og kan difor produserast med mindre forbruk av materialar og lettare integrerast i bygningar, kjøretøy, klede osv. Ulempa er at dei har lågare verknadsgrad, ofte er dei vanskelegare å produsere, og mange av dei nyttar giftige eller miljøfarlege materialar.

Der det ikkje er referert til anna er dette delkapitlet basert på førelesningar av Dr. Ing Espen Olsen [7] ved NMBU.

### 2.2.1 Halvleiarar

Dei mest brukte halvleiarane er Silisium og Germanium som begge høyrer til gruppe 14 i periodesystemet. Desse grunnstoffa har atomar med fire elektron i det ytste skalet, og dermed fire «ledige» plassar. Ved å gå saman i kovalente bindingar får alle atoma fylt opp det ytste skalet. Andre halvleiarar er kombinasjonar av stoff frå gruppe 13 og 15 som saman får liknande eigenskapar som gruppe 14-stoffa. [8]

Den kanskje enklaste måten å illustrere ein halvleiar sine eigeskaper er ved å teikne ein to-dimensjonal gittermodell [9] som vist i Figur 4. I a) er alle atoma bundne til kvarandre i dobbeltbindingar og kan difor ikkje leie straum. Dette ville alltid vore tilfelle ved ein temperatur på null kelvin. Ved temperaturar over nullpunktet kan elektrona få tilført nok energi til å rive seg laus frå bindingane og bevege seg gjennom materialet. Eit slikt fritt elektron etterlet seg eit «hol» som saman med elektronet utgjer det som kallast eit «elektron-hol-par» og er grunnen til at det kan flyte straum i halvleiarar. Figur 4 b) viser eit gitter med eit elektron-hol-par.



Figur 4: a) gittermodell for silisium.  
Baserte på illustrasjonar av blant andre Green [9].

b) Gittermodell for silisium med eit brote band.

For å bryte ei kovalent binding trengs det minimum ei viss energimengd. Denne er lik breidda på det som kallast «det forbodne bandgapet» og er ein viktig parameter for solcellematerialar. Dette fordi sollyset kjem i energipakkar, fotonar, og dersom dei ikkje har nok energi vil dei ikkje kunne rive laus elektron i solcella. Dersom fotona har mykje høgare energi enn breidda på bandgapet går overskotsenergien til spille og verknadsgraden til solcella vert låg.

### 2.2.2 pn-overgangen

Det viktigaste prinsippet bak solceller er det som kallast pn-overgang. Denne skapast ved av eit lag p-type halvleiar materiale vert satt saman med eit lag n-type halvleiar materiale. P-type og n-type viser til at materiala inneheldt spor av stoff som gjer at dei vert betre leiarar. Dette kallast doping. For å skape ei n-dopa silisiumlegering må eit stoff frå gruppe 15 i periodesystemet, ofte fosfor, tilsetjast silisiumet [5]. p-dopa silisium vert danna ved å tilsetje eit stoff frå gruppe 13, ofte bor. n-materialet vil ha eit overskot av ubundne elektron, medan p-materialet har eit overskot av «hol».

Når eit p-dopa og eit n-dopa materiale vert sett saman vil ubundne elektron strøyme frå n-materialet til p-materialet, medan «hol» vil strøyme motsett veg [5]. Då vert p-materialet negativt ladd, og n-materialet vert positivt ladd, slik at det vil stå eit elektrisk felt i same retning som

elektrona strøymer. Dette feltet vil motverke straumen av elektron og hol slik at det oppstår ei likevekt når det ikkje påførast noko arbeid utanfrå [8].

Når sollys treff ei solcelle vil likevekta opphøyra og det vil gå ein straum av elektron gjennom pn-overgangen og ein ytre krets.

### 2.2.3 Straum, spenning og effekt frå solceller

Den største straumen som kan gå i ei solcelle er kortslutningsstraumen,  $I_{SC}$ , som oppstår når lastresistansen er null.

Størst spenning har ein når lastresistansen er uendeleg stor. Denne kallast open kretsspenning,  $V_{OC}$ .

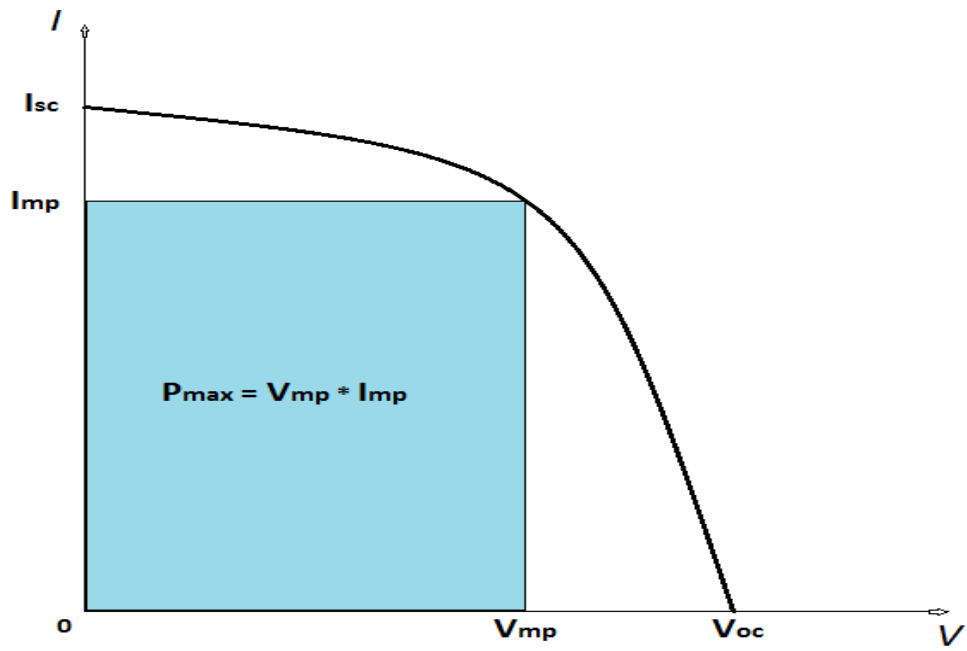
Effekten ei solcelle leverer er produktet av straumen og spenninga. Sidan spenninga vil vera null ved kortslutning, og straumen null ved open krets, vil maksimal effekt inntreffe ved ein straum som er lågare enn  $I_{SC}$  og ei spenning lågare enn  $V_{OC}$ . IV-karakteristikken til ei solcelle, som vist i Figur 5, beskriv samanhengen mellom straum, spenning og effekt innanfor desse to ytterpunkta. Dei verdiane for straum og spenning som maksimerer det blå arealet, og dermed effektet, kallast  $I_{MP}$  og  $V_{MP}$ . Punktet på IV-kurva som svarer til desse verdiane kallast MPP (maximum power point). Maksimal effekt er produktet av desse og er då gitt ved:

$$P_{MP} = I_{MP} \cdot V_{MP} \quad (2.3)$$

Fyllfakoren til ei solcelle er definert som

$$FF = \frac{I_{MP} \cdot V_{MP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (2.4)$$

og er eit mål på kor godt solcella vil yte i forhold til maksimal straum og spenning.



Figur 5: Eksempel på IV-karakteristikk for solcelle.

## 2.3 SOLCELLETEKNOLOGIAR

Solceller laga av krystallinsk silisium stod i 2012 for 86 % av solcelleproduksjonen, mens resten var tynnfilmteknologi, ganske likt fordelt på CdTe (kadmiumtellurid), CIGS (kopar, indium, gallium, selen) og a-Si (amorft silisium) [10]. Tabell 1 viser dei høgaste verknadsgradane som er oppnådde for fire av desse vanlegaste solcelletypene.

Tabell 1: Høgaste verknadsgrader oppnådde for ulike typar solceller og modular målt ved STC og AM1,5.

Type	Bandgap	Verknadsgrad celle [11] (%)	Verknadsgrad modul [11] (%)
Monokrystallinsk silisium	Indirekte	25,0 ± 0,5	22,9 ± 0,6
Polykrystallinsk silisium	Indirekte	20,4 ± 0,5	18,5 ± 0,4
CIGS	Direkte	19,8 ± 0,6	15,7 ± 0,5
CdTe	Direkte	19,6 ± 0,4	16,1 ± 0,5

### 2.3.1 Krystallinsk silisium

Silisium er det grunnstoffet med nest størst førekomst i jordskorpa, etter oksygen. Heile 28 % av jordskorpa består av silisium, hovudsakleg i form av sand og kvarts [12]. Silisium i naturen er alltid bunde med oksygen i det som kallast silikatmineralar. Silisiumdioksid i form av kvarts vert redusert med karbon i elektrolyselovnar for å ekstrahere rein silisium. Prosessen er svært energikrevjande ettersom den føregår ved 1700 °C [13]. Etter denne prosessen sit ein att med om lag 99 % reint silisium som kan nyttast direkte i den metallurgiske industrien, til dømes i aluminiumslegeringar.

For å lage solceller treng ein derimot eit mykje reinare råstoff, der ureininga kan målast i milliarddelar. Dette oppnår ein i det som kallast VCD-reaktorar (Chemical Vapor Deposition). Siemensprosessen, der triklorsilan vert deponert ved 1150 °C, er den vanlegaste prosessen, men er òg forbunde med eit høgt energiforbruk og produksjon av silisiumtetraklorid som vert til avfall [5]. Dei siste åra har mellom andre Renewable Energy Corporation (REC) byrja å nytte FBR-teknologi (Fluidized Bed Reactor) som har eit mykje lågare energiforbruk enn Siemensprosessen, men til gjengjeld er meir komplisert å få til. Likevel ser det ut til at dette kan bli den dominerande reaktorteknologien for framstilling av silisium til solceller, noko som vil føre til lågare energiforbruk og dermed høgare EROI (Energi Return On Investment) [14].

Ut frå CVD-reaktorane kjem polykrystallinsk silisium klart til å nyttast i halvleiarar som transistorar og solceller. Krystallstrukturen er kubisk med alle atoma kovalent bundne til kvarandre i tetraederform [12].

Polykrystallinske silisiumsolceller er produserte av støypte silisiumblokker som vert sagd opp i tunne skiver.

Monokrystallinske solceller vert framstilte ved at ein i staden for å støype desse blokkene trekkjer dei opp av smeltingen på ein spesiell måte som gjer av det vert danna ein monokrystallinsk struktur. Dette kallast Czochralski-prosessen. Desse solcellene vert meir effektive enn dei polykrystallinske, men dei er dyrare å produsere.

### **2.3.2 Kadmiumtellurid og CIGS**

Kadmiumtellurid-solceller har direkte bandgap og er difor ein tynnfilmteknologi. Dei består av ein enkel pn-overgang mellom eit p-dopa CdTe-lag (kadmiumtellurid) og eit n-dopa CdS-lag (kadmiumsulfid).

Chen [5] forklarar i boka *Physics of solar energy* oppbygginga til ei typisk CdTe-celle: over eit 100 nm tjukt CdS-lag er det lagt eit 250 nm tjukt TCO-lag (transparent conducting oxide) som leier straum, men samtidig slepp lyset gjennom. Eit 5  $\mu\text{m}$  tjukt lag av CdTe ligg under CdS-laget slik at det vert danna ein pn-overgang. På baksida ligg det ein metallfilm som fungerer som elektrisk kontakt. Den er dekkja av ein EVA-film (Ethylen-Vinyl-Acetat). Til slutt vert det lagt på glasplater på både sider som ein beskyttande «sandwich».

Det har vore enkelte kritikarar som hevder at CdTe-solceller er farlege for miljøet på grunn av bruken av kadmium. Chen derimot, skriv at nye studiar viser at dei med dei små mengdene det er snakk om, i tillegg til at stoffet er forseгла med glas, ikkje utgjer nokon fare.

Ei CIGS-solcelle er bygd opp på akkurat same måten som ei CdTe-solcelle, med same p-type materiale (CdS), men med ei legering av kopar, indium, gallium og selen (derav namnet CIGS) som p-type materiale [5].

## 2.4 KOMPONENTAR I EIT PV-ANLEGG

### 2.4.1 PV-modul

Ein PV-modul er sett saman av mange like solceller som er seriekopla. Viss ein antar at cellene og modulane er identiske er dei ulike spenningane og straumane i systemet [15]:

Den totale spenninga modulen produserer er cellespenninga multiplisert med talet på celler:

$$V_m = N_c \cdot V_c \quad (2.5)$$

og den totale straumen er lik straumen gjennom kvar celle:

$$I_m = I_c \quad (2.6)$$

Ein streng er sett saman av fleire PV-modular kopla i serie. Den nominelle spenninga er talet på modular multiplisert med modulspenninga:

$$V_{DC} = N_s \cdot V_m \quad (2.7)$$

Straumen er som før lik straumen i kvar celle.

Dersom fleire strengar vert kopla i parallell vert det kalla eit PV-sett, og spenninga er lik spenninga over kvar streng. Den totale straumen er cellestraumen multiplisert med talet på strengar i parallell:

$$I_{tot} = I_c \cdot N_s \quad (2.8)$$

### 2.4.2 Lastpunktregulator

For at solcellene skal oppnå maksimal verknadsgrad er dei avhengige av at spenningsfallet over lasta dei «ser» svarer til  $V_{mp}$  som forklart i avsnittet om solceller sin verkemåte. For å oppnå dette trengs det som på engelsk heiter «Maximum Power Point Tracker», forkorta MPPT, som elektronisk regulerer spenninga. Denne lastpunktregulatoren er som oftast integrert i DC/AC-omformaren, med mindre det er snakk om eit PV-anlegg kopla til eit likestraumsnett.

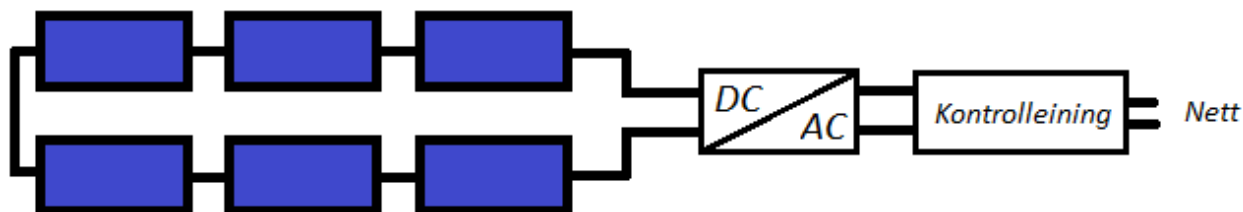
### 2.4.3 Vekselrettarar

Vekselrettaren si hovudoppgåve er å gjere om frå likestraum til vekselstraum med same spenning og frekvens som nettet den er kopla til, altså om lag 230 eller 400 V og 50 Hz i Noreg. Vanlege vekselrettarar er òg avhengige av å vera kopla til eit stivt nett; dei flyt på den frekvensen som nettet held. Dei inneheld ikkje utstyr for å kunne setje opp eit eige nett for øydrift av bygget.

Lastpunktregulatoren (MPPT) er vanlegvis integrert i vekselrettaren.

Ein deler vanlegvis opp i tre ulike typar som illustrert i figurane 6, 7 og 8, sjølv om det er vanskeleg å setje heilt klåre grenser mellom dei ulike typane:

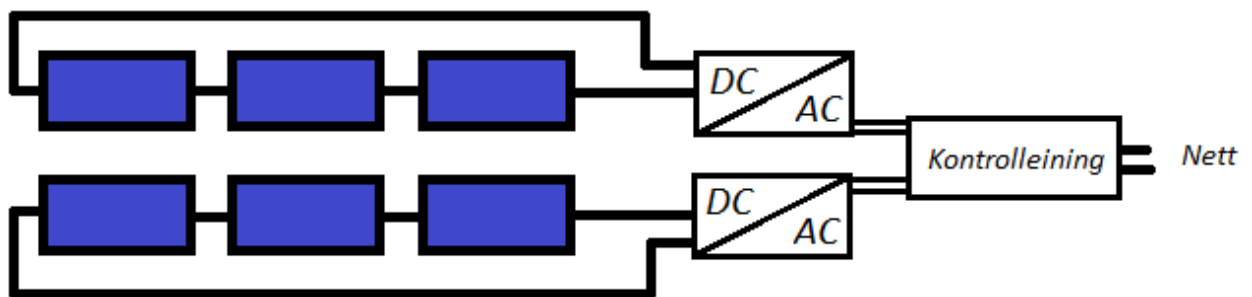
- **Sentral-vekselrettar:** Med ein sentral-vekselrettar vert alle modulane kopla saman. Dette er som oftast det billigaste alternativet, men det vil òg medføre at heile anlegget sluttar å produsere dersom vekselrettaren går ut av drift. Ei anna ulempe med sentral-vekselrettaren er at lastpunktregulatoren ikkje skil mellom dei ulike strengane og modulane. Dersom til dømes ein av strengane får lågare innstråling enn dei andre vil dette gje opphav til eit potensielt tap samanlikna med dei andre alternativa. Sentral-vekselrettarar finst i størrelsar frå rundt 30 kilowatt og opp til 2-3 megawatt.



Figur 6: Sentral-vekselrettar.

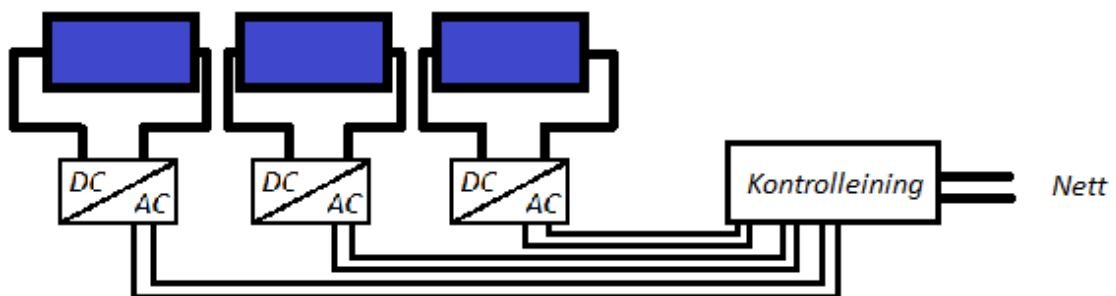


- Streng-vekselrettar:** I denne konfigurasjonen har kvar streng sin eigen vekselrettar. Dette gir eit meir driftssikkert anlegg og betre lastpunktregulering enn om ein nyttar sentral-vekselrettar. Streng-vekselrettarar eignar seg til anlegg der dei ulike strengane har ulik vinkling eller ulike skuggetilhøve slik at dei krev kvar sin lastpunktregulator. Vanleg storleik på streng-vekselrettarar er 1-10 kW. I store PV-anlegg kan det òg vera hensiktsmessig med streng-vekselrettarar for å auke driftssikkerheita. Vanlegvis er det då snakk om vekselrettarar på 10-25 kW der 4-6 strengar er kopla til kvar av dei. Desse kallast ofte for multistreng-vekselrettarar.



Figur 7: Strengvekselrettarar.

- Modul-vekselrettar:** Som illustrert i Figur 8 har kvar modul sin eigen vekselrettar. Dersom ein vil ha full kontroll over kvar enkelt modul og i tillegg minimera DC-kabling kan ein velja modul-vekselrettarar. Dette er framleis så dyrt at det ikkje har fått nokon særleg stor del av marknaden. Berre til små anlegg byrjar det å verte vanleg med modul-vekselrettarar. Storleiken på desse er frå 100-1000 Watt, der dei største kan ha inngang for 2-4 modular.



Figur 8: Modul-vekselrettarar.

#### **2.4.4 Monteringsstativ**

Det finst fleire metodar for montering av PV-modular på tak. På flate tak nyttar ein ofte skinner skrudd fast i taket som PV-modulane kan festast i, eller ein kan nytte ein slags boks som modulen vert festa i og så lagt på taket utan å måtta skrus fast [16]. Den første metoden sikrar betre mot at modulane skal flytta på seg i sterk vind, medan den andre kan gi lågare kostnadar for montering. Ein annan fordel med den første metoden er at dei er meir opne og gir dermed betre kjøling av solcellene.

#### **2.4.5 Kablar**

På DC-sida treng ein kablar for å kople saman modulane i strengar, og for å kople strengane til vekselrettarane. I eit stort PV-anlegg er det betydelege lengder med DC-kakling. Det fører til at ein kan få store ohmske tap og spenningsfall som ein må ta omsyn til når ein skal designe systemet.

På AC-sida kan det òg vera behov for betydelege lengder med leidningar mellom vekselrettarar og tilkoplingspunkt. Dette gjeld særleg når det vert nytta modul- eller strengvekselrettarar.

For å gjere tapa minst mogleg bør ein setje saman strengane slik at ein oppnår kortast mogleg lengde på kablane. I tillegg kan ein setje saman så mange modular i ein streng at spenninga vert så høg som mogleg innanfor avgrensingane som vert sett av vekselrettar og modular. DC-spenninga må heller ikkje overstige 1000 V for å halde seg innanfor dei europeiske standardane.

Ettersom tapa fell kvadratisk med tversnittarealet til kabelen kan ein vurdere å nytta tjukkare kablar dersom tapa vert berekna til å bli store. Dette må vegast opp mot kostnadane det medfører å auke kabeltverrsnittet.

## 2.5 REFLEKSJONAR, FEILTILPASSING OG TEMPERATURPÅVERKNAD

### 2.5.1 Tap som følge av refleksjonar

Når lys treff ein transparent flate med ein vinkel som ikkje er rett på flata, vil ein del av lyset verte reflektert. Dess større avvik frå innfallsloddet, dess større del av lyset vert reflektert. Å gjera nøyaktige berekningar krev detaljerte opplysningar om PV-modulen si overflate. Difor har det vorte utvikla ein forenkla modell som berre éin variabel i tillegg til innfallsvinkelen:

$$F_{IAM} = 1 - b_0 \cdot \left( \frac{1}{\cos(i)} - 1 \right) \quad (2.9)$$

der  $F_{IAM}$  er modulen sin absorpsjonsfaktor,  $i$  er innfallsvinkelen og  $b_0$  er ein modulspesifikk konstant.

### 2.5.2 Feiltilpassing

Dersom ein koplar saman solceller eller modular som av ein eller fleire grunnar ikkje har dei same eigenskapane kan produksjonen verte kraftig redusert.

Viss maksimalstraumen,  $I_{SC}$ , til ei celle er lågare enn for dei cellene ho er kopla i serie med, vil denne setje ei grense for kor mykje straum dei andre får levere. Dette resulterer i at alle cellene leverer mindre effekt. Dersom skilnaden er stor kan det føre til overoppheting av den cella som har lågare maksimalstraum.

Det same skjer når fleire modular er kopla i serie og ein av dei har lågare maksimalstraum enn dei andre. Difor kan eit problem med berre ei enkelt solcelle ha stor negativ innverknad på produksjonen til PV-anlegget.

For å redusere konsekvensane av dårlege celler har kvar modul vanlegvis tre eller fire friløpsdiodar. Desse gjer at straumen får passere fritt forbi den øydelagde cella, og berre dei cellene som er kopla til den same dioden vert satt ut av spel. Resten av cellene i modulen og strengen for produsere for fullt.

Feiltilpassing kan oppstå i produksjonen, ved at solceller av ulik kvalitet vert sett saman i ein modul, eller det kan oppstå ved at modular av ulik kvalitet vert sett saman i ein streng. Den siste, og sikkert vanlegaste, måten å få feiltilpassing er under drift av anlegget, ved at modular i ein

streng får ulik innstrålingseffekt. Dette kan skuldast skuggar, tilskitning, forskjell i soltilhøve eller ulik vinkling mot sola.

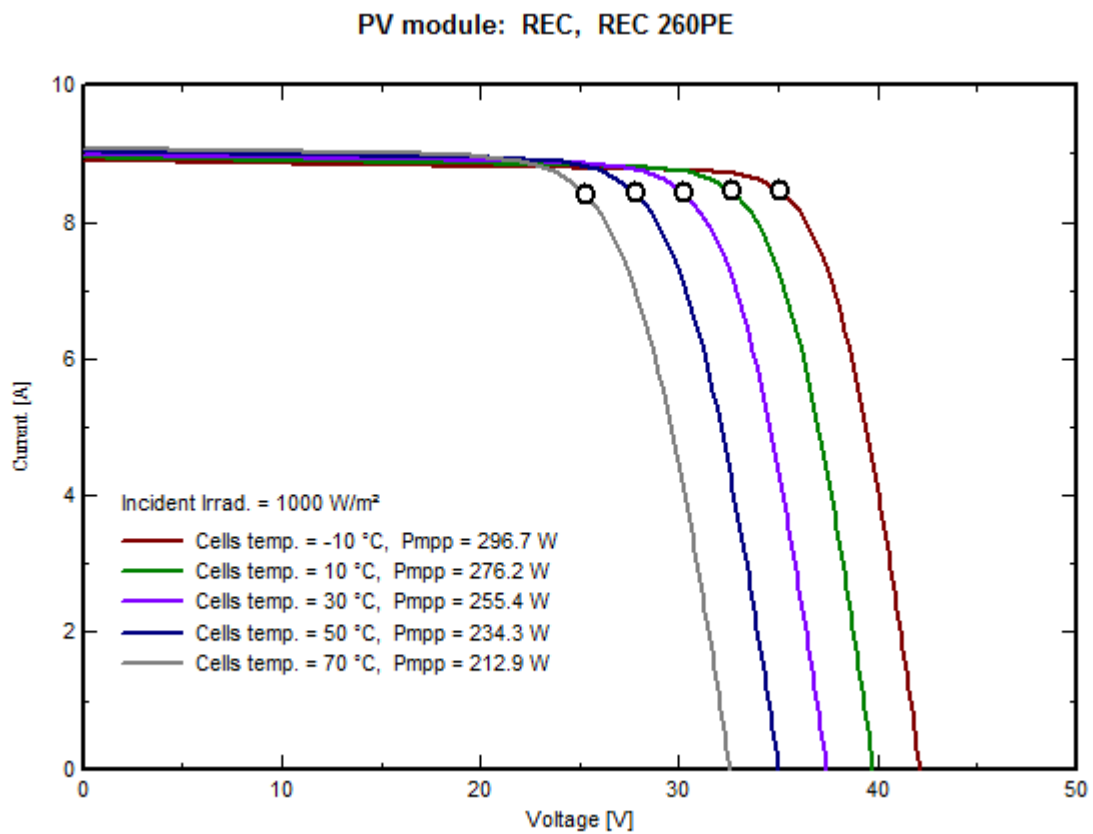
### 2.5.3 Temperaturpåverknad

Driftstemperaturen for ei solcelle har mykje å seie for korleis ho fungerer. Straumen gjennom solcella vil auke ved høgare temperatur, men skilnaden er så liten at det har lite å seie for effekten.

Først og fremst er det spenninga som vil variere med temperatur; når temperaturen stig, søkk spenninga. Denne temperaturkoeffisienten varierer litt etter kva type modul det er, men for silisiumsolceller er den om lag [15]:

$$\gamma_V = \frac{dV_{OC}}{dT} = -2,3 \cdot n_c [mV/K] \quad (2.10)$$

Temperaturen i cellene har mykje å seie for effekten til ein modul, dette ser ein klårt av IV-kurvane for ulike temperaturar i Figur 9.



Figur 9: IV-kurver for ein PV-modul ved ulike temperaturar. Frå PVsystem.

Produsentar av PV-modular oppgir alltid nominell driftstemperatur, NOCT, som er definert ved innstrålt effekt  $G_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$ , lufttemperatur  $T_{luft}=20^\circ\text{C}$  og vindhastighet = 1 m/s. Denne kan ein bruka til å berekna celledemperaturen viss ein antek at den er proporsjonal med innstrålt effekt [15]:

$$T_{celle} = T_{luft} + (NOCT - 20 \text{ }^\circ\text{C}) * \frac{G_{inn}}{G_{NOCT}} \quad (2.11)$$

Ein anna, ofte meir nøyaktig måte, å rekna ut driftstemperaturen til ei solcelle er ved hjelp av den termiske balanselikninga [17]:

$$U \cdot (T_{celle} - T_{luft}) = \alpha \cdot G_{inn} \cdot (1 - \eta_m) \quad (2.12)$$

der  $U$  er varmetapstalet,  $\alpha$  er absorpsjonskoeffisienten til solcella,  $G_{inn}$  er den innstrålte effekten og  $\eta_m$  er modulverknadsgraden.

Cellespenninga kan reknast ut ved hjelp av formelen:

$$V_{celle} = V_{STC} + \gamma_V * (T_{celle} - T_{STC}) \quad (2.13)$$

Der  $V_{STC}$  og  $T_{STC}$  er spenninga og driftstemperaturen ved standard testvilkår, og  $\gamma_V$  er spenningskoeffisienten.

## 2.6 ØKONOMISK ANALYSE AV PV-ANLEGG

### 2.6.1 LCOE-metoden

Tradisjonelt har ein oppgitt kostnadane ved PV-anlegg i pris per Watt installert effekt. Denne metoden gir lite informasjon om kva dei faktiske kostnadane over anlegget si levetid blir. Difor er det blitt meir vanleg å berekne energikostnaden, *Levelized Cost of Energy (LCOE)* [18]. Denne er definert som kostnadane summert over prosjektet si levetid dividert med levert energi:

$$LCOE = \frac{\text{livssyklus-kostnadar}}{\text{livssyklus-produksjon}} \quad (2.14)$$

Variablane som skal med er [19]:

T	Anlegget si levetid
t	år t
$I_t$	Investering og kostnadar til bygging av anlegget.
$M_t$	Vedlikehaldskostnadar
$O_t$	Driftskostnadar
$F_t$	Finansieringskostnadar
r	Diskonteringsrate
$S_t$	Årlig berekna energiutbyte
d	Årlig tapsfaktor

Når ein set inn dei ulike variablane får ein [19]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T S_t (1-d)^t / (1+r)^t}$$

(2.15)

## 3 METODE: PROSJEKTERING AV PV-ANLEGG

---

### 3.1 METEOROLOGISKE DATA

#### 3.1.1 Kjelder

For å gjere eit best mogleg estimat for produksjonen til eit PV-anlegg treng ein først og fremst gode meteorologiske data. I Noreg er det diverre få målestasjonar som registrerer solinnstråling, og det er difor vanleg å kombinere data frå satellittar med interpolerte data frå dei næraste målestasjonane.

For å få mest mogleg nøyaktige data har tre ulike databasar/berekningsverktøy blitt vurdert, i tillegg til ein meteorologisk stasjon:

- **Meteonorm 6.1** er ei programvare som ved hjelp av interpolerte data frå målestasjonar og satellittar kan berekne innstråling. Det inneheld òg eit verktøy for å simulere dag- og timeverdiar.
- **PVGIS** er eit gratis nettbasert verktøy utvikla av EU sitt *Joint Research Center*. Det nyttar data frå 566 målestasjonar i Europa til å berekne månadleg og årleg innstråling.
- **NASA SSE** er ein database basert på statistikk frå NASA-satellittar samla inn mellom 1983 og 2005. Oppløysinga på NASA sitt datasett er på  $1^\circ \times 1^\circ$  celler som svarar til om lag  $55 \times 110$  km. Det er difor stor usikkerheit i desse dataa.

#### FAGKLIM

På Ås finst det ein meteorologisk stasjon driven av universitetet. FAGKLIM [20] har ei av dei lengste måleseriane i Noreg og har ei rekkje avanserte måleinstrument for stråling, vind, temperatur og anna. Stasjonen ligg på Søråsfeltet, eit åkerlandskap mellom universitetet og Ås sentrum, og har ei minsteavstand til skog og bustadar på 200 meter. Avstanden til tomte det skal byggjast på er berre 1,2 kilometer.

#### 3.1.2 Import av meteorologiske data i PVsyst

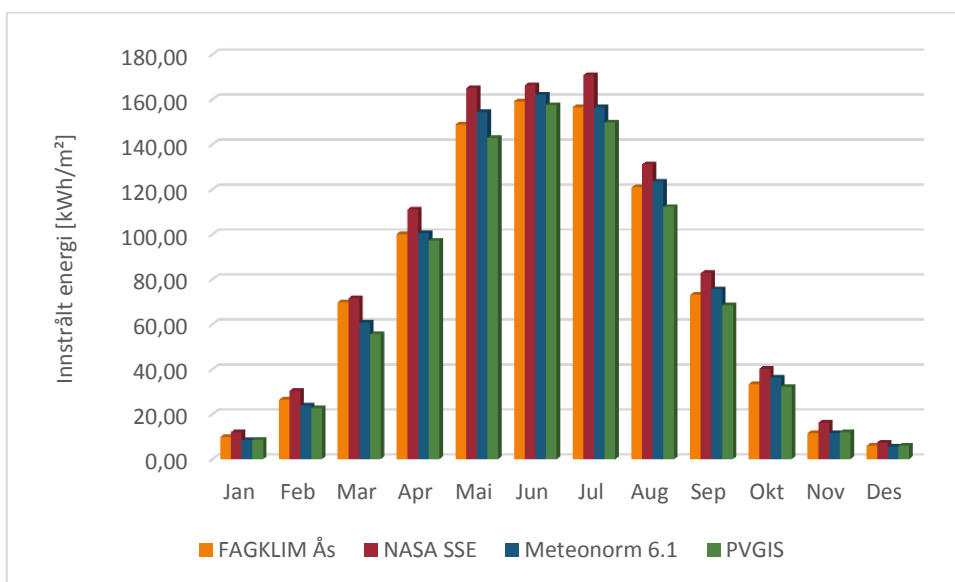
I PVsyst kan ein importere data frå dei ulike kjeldene som er beskrive i avsnitt 3.1.1. Data frå Meteonorm 6.1 og NASA SSE vert henta direkte av PVsyst, mens PVGIS-data må importerast ved å først hente dei fram for den aktuelle staden på nettsida til PVGIS. Figur 10 viser månadlege



verdiar for globalstråling for dei ulike kjeldene, mens Tabell 2 viser årsmiddelen for global og diffus stråling. Ein ser at estimata frå NASA ligg godt over dei tre andre. Det kan blant anna skuldast den låge oppløysinga på modellen deira; cella som inneheld Ås strekk seg 110 km frå Oslo i nord til Hvaler i sør. Meteororm sine berekningar ligg svært nær målingane gjort ved FAGKLIM, mens PVGIS gir litt lågare verdiar. Det siste kan ifølgje folka bak PVGIS skuldast at dataa dei byggjer på er samla inn mellom 1981 og 1990, og at klimaendringane har ført med seg høgare innstråling dei seinare åra [21]. Dei viser òg til forskning som indikerer at målingane frå 80-talet kan ha vore påverka negativt av fenomenet *global dimming* –lågare innstråling som følgje av at aerosolar i atmosfæren stoppar ein del av lyset før det når bakken.

Tabell 2: Årsmiddel global og diffus innstråling frå ulike databasar.

	FAGKLIM	NASA SSE	PVGIS	Meteororm 6.1
<b>Global [kWh/m<sup>2</sup>]</b>	916	1005	865	919
<b>Diffus [kWh/m<sup>2</sup>]</b>	419	531	487	468



Figur 10: Månadsverdiar for globalstråling henta frå dei ulike kjeldene.

### 3.1.3 Val av datasett og generering av timesverdiar

På grunn av nærleiken til NMBU sin eigen meteorologiske stasjon, FAGKLIM, ser den totale usikkerheita ut til å auke ved å nytte gjennomsnittsverdiar frå fleire kjelder. Det er difor vald å berre nytte data frå FAGKLIM i simuleringane.

PVsyst treng timedata for følgjande for å gje best moglege resultat:

- Globalstråling
- Diffus stråling
- Omgivnadstemperatur
- Vindfart

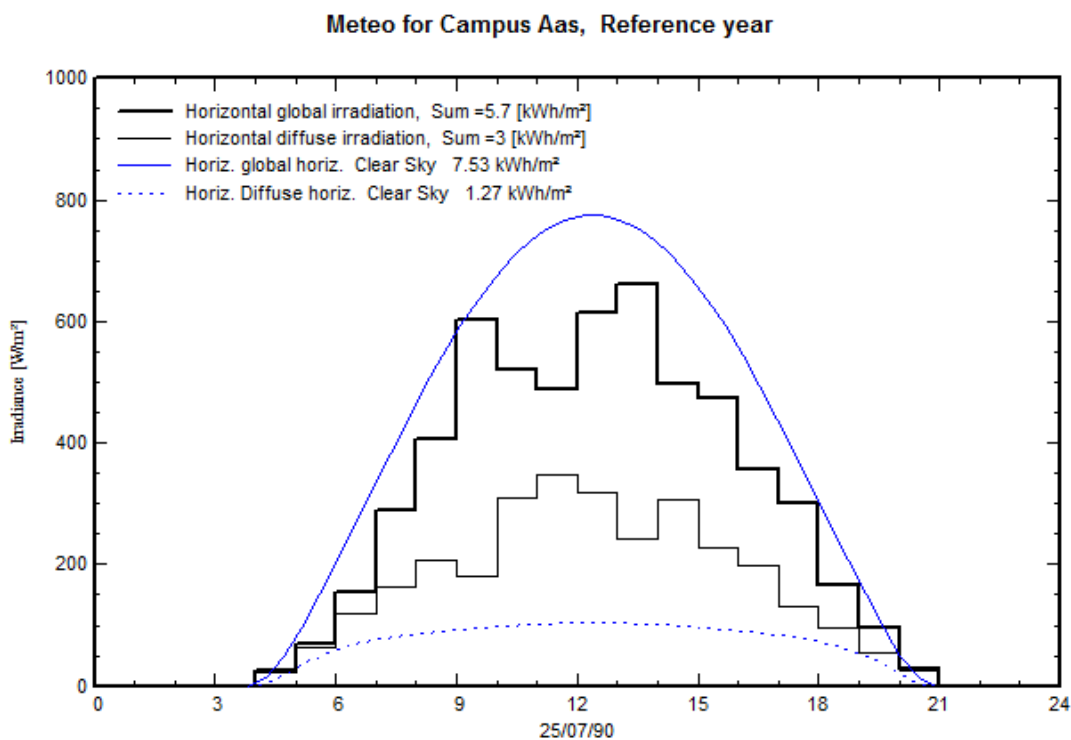
Elektroniske datasett med alle desse parametrane er tilgjengelige frå FAGKLIM for kvart år sidan 1994. Frå desse datasetta vart det rekna ut månadlege gjennomsnittsverdiar for 20-årsperioden 1994-2013 for dei fire parametrane, vist i Tabell 3.

Tabell 3: Meteorologiske data brukt i simuleringane. Gjennomsnittsverdiar for 20-årsperioden 1994-2013 målt ved den meteorologiske stasjonen FAGKLIM i Ås.

Månad	Global [kWh/m <sup>2</sup> ]	Diffus [kWh/m <sup>2</sup> ]	Lufttemperatur [°C]	Vindfart [m/s]
Januar	9,87	6,89	-3,35	2,59
Februar	26,44	16,32	-3,20	2,56
Mars	69,81	32,96	0,15	2,62
April	100,12	48,01	5,38	2,78
Mai	148,84	63,04	10,50	2,86
Juni	159,15	67,76	14,30	2,88
Juli	156,58	66,86	16,76	2,61
August	120,84	53,19	15,97	2,52
September	73,03	33,54	11,45	2,64
Oktober	33,43	18,42	6,18	2,59
November	11,57	7,72	1,67	2,71
Desember	5,89	4,50	-2,53	2,47
Total	915,56	419,20		

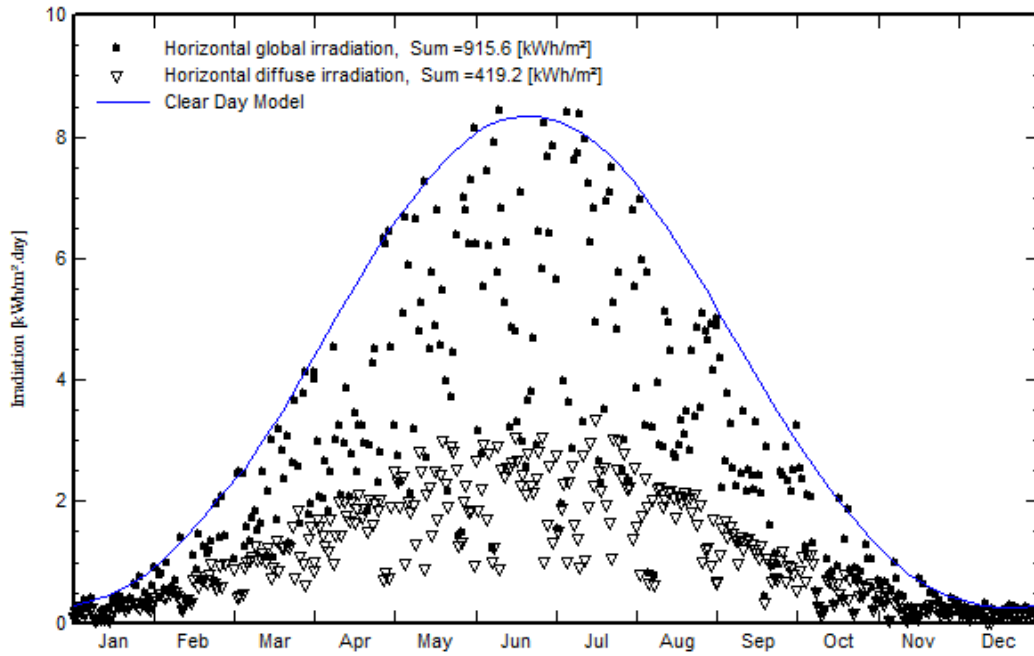
Ved hjelp av eit verktøy i PVsyst kan ein generere eit datasett med timesverdiar for eitt år. For å få gode datasett er det utvikla ein algoritme, basert på ein klimamodell, som tek omsyn til at nokre dagar er skyfrie og andre er overskya. Dette er viktig fordi solceller sin karakteristikk

endrar seg når omgivnadane endrar seg. Straumen dei leverer er til dømes proporsjonal med intensiteten på innstrålinga, og spenninga minkar med stigande omgivnadstemperetur. Figur 11 viser eit eksempel på genererte timesdata for ein lettsky dag i juli. Figur 12 viser korleis innstrålinga er berekna fordelt på årets 365 dagar. Til samanlikning viser Figur 13 faktiske døgnverdiar for året 1995.



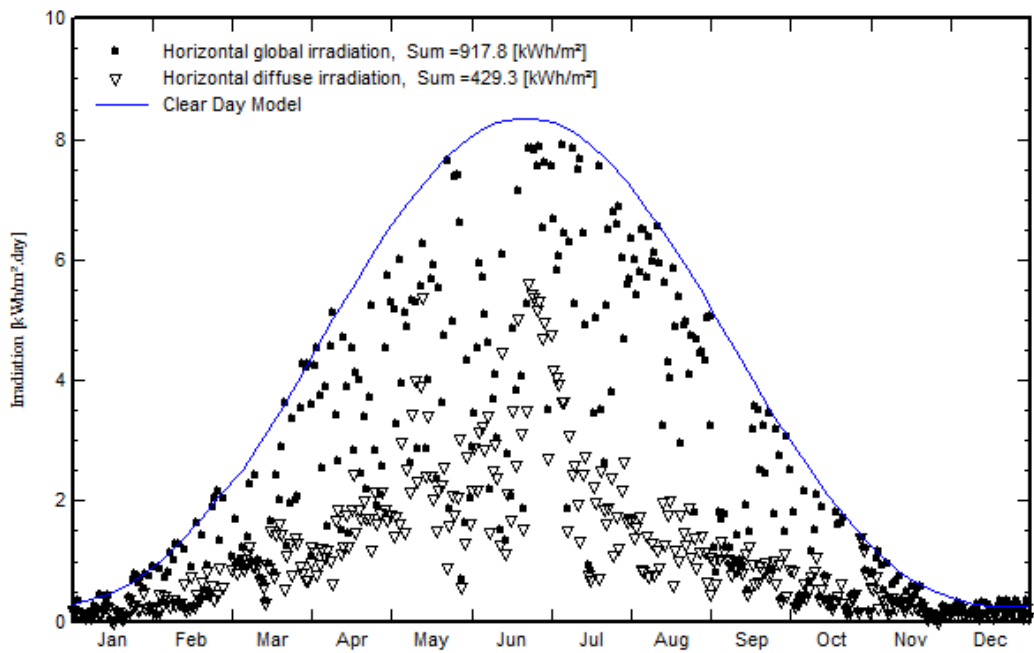
Figur 11: Syntetisk genererte timesdata for ein lettsky dag i juli. Frå PVsystem.

Meteo for Campus Aas, Reference year



Figur 12: Daglege innstrålingsverdier generert av PVsyst basert på månadsverdier frå FAGKLIM.

Meteo for Campus Aas, Data recorded from 01/01/95 to 31/12/95



Figur 13: Dagleg global og diffus innstråling i 1995 basert på timesverdier frå FAGKLIM.

### 3.1.4 Albedo

Albedo er sett til 0,20 som standardinnstilling i PVsyst. Dette talet representerer eit gjennomsnitt av verdiane for dei forskjellige elementa ein finn rundt eit PV-anlegg, som betong, asfalt, vindauge og vegetasjon. I månadene desember, januar, februar og mars ligg det ofte snø i Ås. Ifølgje PVsyst er albedoen for tørr snø 0,85 og for våt snø er den 0,55 – 0,75. Ettersom det ikkje er snø heile tida desse månadane vart albedo sett litt lågare. Tabell 4 viser dei valde albedoverdiane for kvar månad.

Tabell 4: Albedoverdiar som vart vald i PVsyst

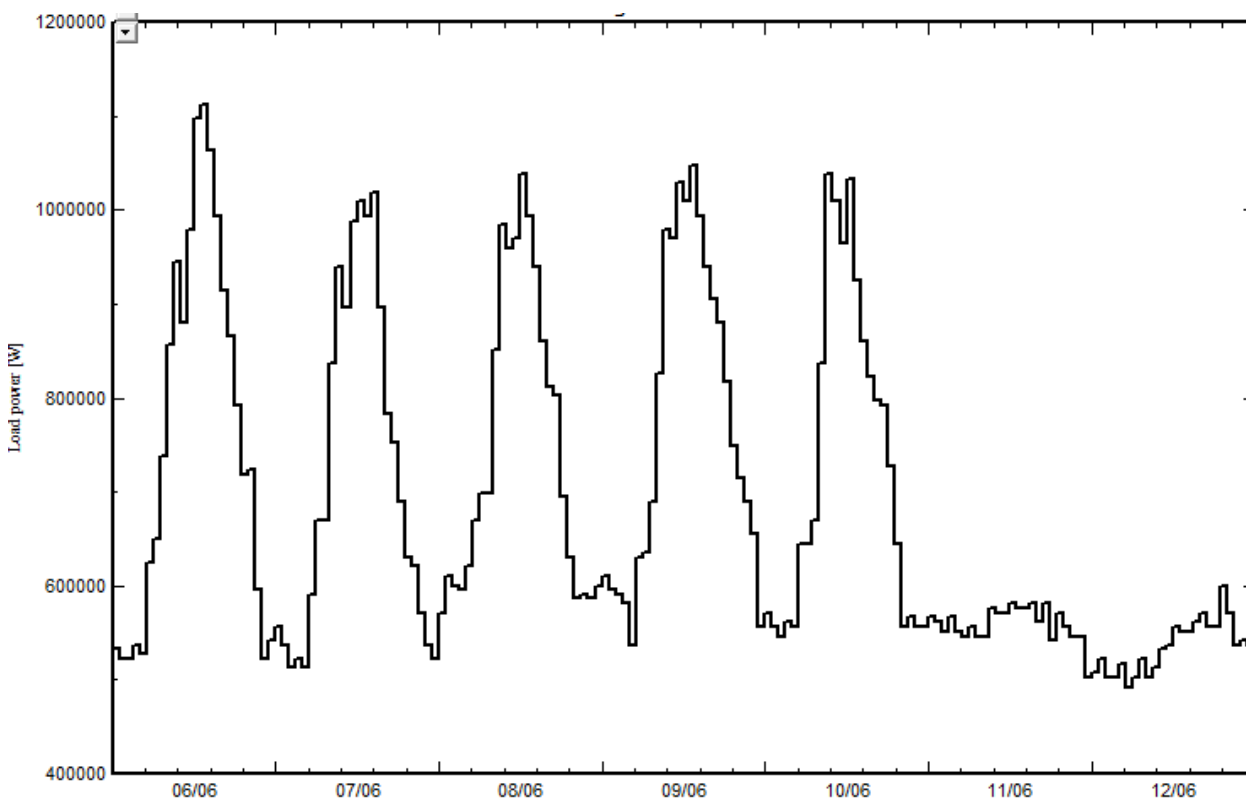
Månad	Albedo
Januar	0,5
Februar	0,5
Mars	0,4
April	0,2
Mai	0,2
Juni	0,2
Juli	0,2
August	0,2
September	0,2
Oktober	0,2
November	0,2
Desember	0,4

### 3.2 LOKALT ENERGI- OG EFFEKTBEHOV

Med utgangspunkt i tala som vart oppgitt frå Statsbygg vart det berekna timeslaster for eit år ved å bruke forbruksdata frå bioteknologibygningen ved NMBU. Bioteknologibygningen vart oppført i teglstein i 2001. Den inneheld mange liknande funksjonar som veterinærbygga skal få, med ein stor del laboratorium. Denne bygningen vart difor i samråd med energirådgjevar ved NMBU [22] sett ut som den mest samanliknbare med dei komande veterinærbygga.

Teknisk avdeling ved universitetet [22] gav tilgang til forbruksdata frå nettselskapet Hafslund Nett som viser timeslaster gjennom året 2011. Desse verdiane vart multiplisert med ein faktor som gav det same totale elektrisitetsforbruket som er venta for veterinærbygga.

Desse dataa vart importert i PVsyst for å kunne berekne kor godt energiproduksjonen PV-anlegget samsvarer med behovet i bygga. Grafen i Figur 14 viser korleis elektrisitetsforbruket varierer gjennom døgeret for ei veke i juni. Grafen viser at lasta er om lag ein megawatt midt på dagen kvardagar, mens ho søkk ned mot halvparten på natta og i helgene.



Figur 14: Berekna lastprofil for veterinærbygga ei veke i juni. Frå PVsyst.

### **3.3 VAL AV PV-MODULAR**

Når det skal veljast kva type modular som passar best til prosjektet må ein fyrst spørja seg kva som er målet med å installera eit PV-anlegg. Er det økonomiske grunnar, er det for å oppfylla energikrava frå Byggeteknisk forskrift, for å få ein miljøvenleg profil, eller ein kombinasjon av desse grunnane?

Ettersom det er eit avgrensa areal tilgjengeleg er det viktig at panelene har høg verknadsgrad. Spesielt i Noreg, med høge installasjonskostnader, vert prisen på panelene berre om lag 40 % av totalprisen for anlegget [16]. Difor er det vald ut produsentar som er kjend for høg kvalitet og verknadsgrad på modulane sine. Ein anna grunn for å velje store, solide produsentar er at solcellemodular si levetid er avhengig av kvaliteten på konstruksjonen, noko som kan variere mykje. Dei fleste seriøse produsentane gir gode garantiar, somme heile 25 år. Difor kan det løne seg å betale litt meir for å få god kvalitet.

#### **3.3.1 Kriterier**

Det er mange tekniske parametrar knytt til ein PV-modul, og desse er nyttige når ein skal velja ut kva for ein modul ein skal velja. Dei viktigaste er:

- Spenning
- Temperaturgradient
- Toleranse
- Verknadsgrad
- Mekanisk styrke
- Oppfylling av tekniske krav og standardar

#### **3.3.2 Val av type og produsent**

Norske Renewable Energy Corporation (REC) og dei to amerikanske produsentane Sunpower og First Solar er alle mellom dei ti største produsentane i verda (2012) [23] og har produsert effektive solcellemodular av høg kvalitet i fleire år. TSMC Solar har spesialisert seg på å produsere effektive CIGS-solceller og er eit dotterselskap av verdas største halvleiarprodusent, Taiwanske TSMC.

Sunpower er den produsenten av kommersielle monokrystallinske solceller som har høgast verknadsgrad [11, 24] og deira paneler vart mellom anna vald i prosjektet «Powerhouse Kjørbo»,

det største PV-anlegget i Noreg (april 2014). X-serien deira er eit «premium-produkt» berekna for montering på tak der høg verknadsgrad og kvalitet er viktig. Dei har 25 års garanti både på konstruksjon og produksjon, noko få andre produsentar kan vise til.

REC Solar overlevde dei harde åra med prisdumping frå kinesiske produsentar og har no ein moderne produksjon av effektive polykrystallinske solceller til låge kostnader. REC sine modular er kjend for å ha god kvalitet og er mykje brukt i Noreg.

First Solar har spesialisert seg på solceller basert på kadmiumtellurid-teknologi. Desse har dei siste par åra oppnådd høgare verknadsgrader enn dei har hatt tidlegare, men kan framleis ikkje måle seg med silisiumsolceller. Difor vert dei mest brukt i store bakkemonterte anlegg der areal ikkje er ein særleg stor kostnad. Det vart ikkje funne større solcelleanlegg i Noreg basert på kadmiumtellurid, og det var heller ikkje mogleg å skape eit særleg godt bilete av prisnivået i Noreg og Europa for First Solar sine modular.

Pris er viktig når ein skal velje type solceller og produsent, då den varierer mykje. I Noreg er det for tida ein svært umoden marknad, noko som gjer at prisane er høgare enn i til dømes Tyskland. Det er venta at salet av solcelleanlegg skal ta seg kraftig opp i Noreg dei neste åra; difor vart prisar til sluttkunde frå europeiske leverandørar lagt til grunn for kostnadsberekningane. Prisane inkluderer eit grovt estimat på fraktkostnad rekna ut frå Posten sine prisar på pallfrakt [25].

Tabell 5 inneheld ei oversikt over modulane som vart vurdert.

Tabell 5: Oversikt over modular som vart vurdert, med tilhøyrande verknadsgrad og pris.

Type	Produsent	Modell	Verknadsgrad celle STC [%]	Verknadsgrad modul STC [%]	Pris [NOK/W]
Mono-Si	Sunpower	SPR-X21-345	23,44	21,16	10,37
Poly-Si	REC	REC 260PE	17,84	15,79	5,55
CdTe	First Solar	FS-395	16,15	13,2	8
CIGS	TSMC Solar Ltd.	TS-156C2	16,37	14,79	10

Etter ein grundig gjennomgang av dei ulike teknologiane sine eigenskapar og prisar vart det konkludert med at tynnfilm-teknologiane kadmiumtellurid og CIGS framleis ikkje kan konkurrere mot silisium-solceller for eit takmontert PV-anlegg i Noreg. Dei viktigaste årsakene til dette er at dei har lågare verknadsgrad, mens prisen er omtrent den same som for silisiumbaserte solceller. I tillegg har dei høgare installasjonskostnader som følgje av mindre



modular. Det vart difor berre gjennomført simuleringar for dei to modultypane frå Sunpower og REC, laga av mono- og multikrystallinske silisium-solceller. Dels var dette òg ei prioritering av for å kunne gjennomføre simuleringar for fleire ulike orienteringar og vinklar enn om alle fire teknologiane skulle vore med i simuleringane.

## **3.4 VAL AV VEKSELRETTAR**

### **3.4.1 Type**

Dei ulike typane vekselrettarar er beskrive i kapittel 2.4.3. For eit PV-anlegg av denne storleiken er det berre økonomisk forsvarleg å velja anten streng- eller sentralvekselrettar. I dette prosjektet vil PV-modulane vera spreidd utover fleire tak, slik at det mest praktiske sannsynlegvis er å bruka streng-vekselrettarar. Det burde og vera mogleg å nytta nokre få, relativt små sentralvekselrettarar fordelt slik at eitt eller to tak vert kopla til kvar av dei. Det vart difor gjennomført simuleringar med både streng-vekselrettarar og små sentralvekselrettarar.

### **3.4.2 Effektdimensjonering**

Det er sjeldan lønsamt å ha vekselrettarar som kan handsame like heile den nominelle effekten til PV-modulane, då denne berre oppnåast nokre få timar under optimale tilhøve i året. PVsyst definerer tap på grunn av underdimensjonert vekselrettar mellom 0,2 og 3,0 % som «slightly undersized» og dermed akseptabelt. Det heile vert ei vurdering av kostnadane ved tapa opp mot å investere i større vekselrettarkapasitet.

For kvar modulkonfigurasjon vart det vurdert eitt oppsett med ganske kraftig underdimensjonerte vekselrettarar, og eitt med lite til ingen underdimensjonering.

### **3.4.3 Val av type og produsent**

Ein bør velja vekselrettarar frå ein produsent som leverer høg kvalitet og gjerne garanti, ettersom vekselrettarar ofte har kortare levetid enn resten av anlegget. SMA og ABB er to store, europeiske produsentar som er kjend for god kvalitet og effektive vekselrettarar. Samil Power er ein stor kinesisk produsent som er noko billegare, men òg skal levere god kvalitet.

I dei fleste simuleringane er det vald strengvekselrettarar fordi dette er den mest sannsynlege løysinga for eit PV-anlegg som skal fordelast utover mange tak i ulike storleikar. I tillegg er det gjort nokre simuleringar der dei mest lovande kombinasjonane av modular og orientering er sett saman med ein sentralvekselrettar.

Tabell 6 inneheld ei oversikt over dei vekselrettarane som vart brukt i simuleringane. Prisane for SMA og Samil Power er henta frå europeiske leverandørar og er inkludert frakt. ABB hadde ikkje svart på prisforespurnad då berekningane vart gjort.

Tabell 6: Vekselrettarar som vart brukt i simuleringane.

Produsent	Modell	Type	Effekt	Pris
SMA	Sunny Tripower15000 TLEE	Streng	15	18500
SMA	Sunny Tripower20000 TLEE	Streng	20	22300
Samil Power	Solar Lake 20000TL-PM	Streng	20	17200
ABB	PV800-57-630kW	Sentral	630	-

### 3.5 ORIENTERING AV MODULAR

Det er fleire moglegheiter når det kjem til vinkling av modulane. Det enklaste er å montere dei fast slik at dei har same vinkelen heile tida. Eit alternativ er å ha to posisjonar, ein som er optimalisert for sumarhalvåret og ein for vinterhalvåret. Dei mest avanserte alternativet er å montere modulane på eit følgje-stativ som optimaliserer vinkelen etter dato og klokkeslett slik at det alltid peiker rett mot sola.

Eit alternativ til å orientere alle modulane mot sør er å la halvparten vende mot aust og den andre halvparten mot vest. Dette er mellom anna gjort på Powerhouse-bygget på Kjørbo. Hensikta er å få høgare installert effekt per takareal, noko som gjer at produksjonen vert høgare. Ulempa er at produksjonen per areal solceller vert lågare som følge av mindre optimal vinkling og orientering.

Dersom ein vel eit aust-vest oppsett vil det ikkje ha særleg stor innverknad på produksjonen kva vinkel ein vel. For at ein skal dra nytte av reinseeffekten ved regnbyer er det viktig å la modulane få ei moderat helling. For å letta vedlikehald og eventuell snøfjerning kan det vera greitt å la det vera ein passasje mellom kvar modulrekkje. Når denne avstanden er bestemt kan ein rekna ut den maksimale vinkelen panela kan ha utan at dei legg skuggar på kvarandre.

Av omsyn til det visuelle inntrykket og for å kunne nytte mest mogleg av det tilgjengelege takarealet er det mest hensiktsmessig å la modulrekkjene gå parallelt eller på tvers av bygningane sine langsider. Asimut-vinkelen for parallelle rekkjer vert då  $-40^\circ$ , og for rekkjer på tvers vert han  $50^\circ$ . Nokre system med orientering rett sør, det vil seie asimut = 0, er òg med for å kunne samanlikne resultatata frå dei andre systema med det som truleg er optimal orientering med omsyn til produksjon. Tabell 7 viser dei fem orienteringane som vart vald.

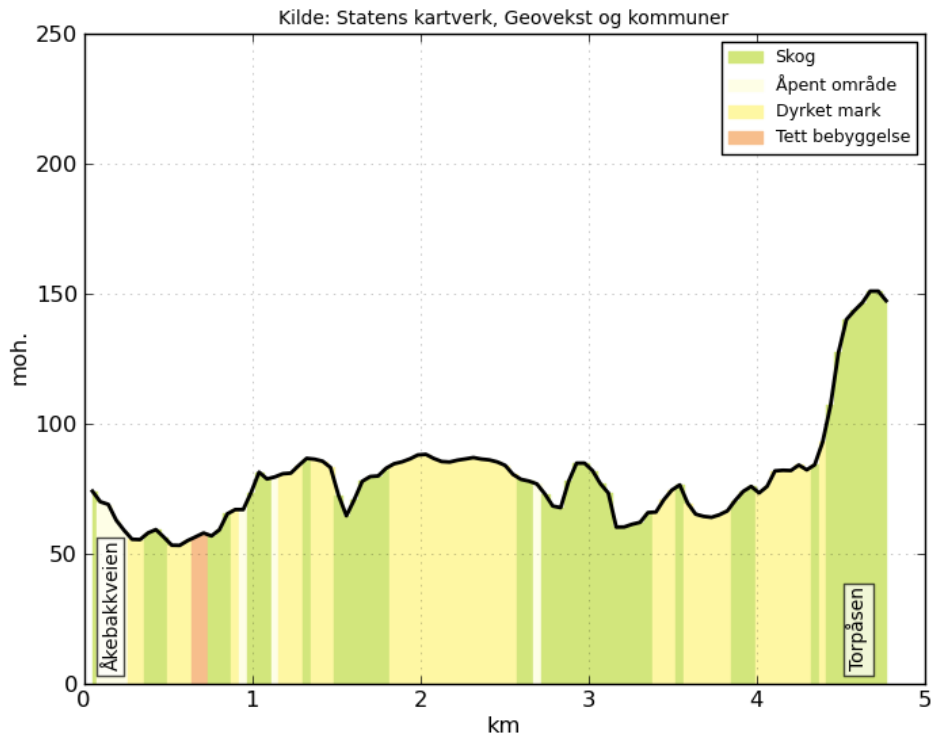
Tabell 7: Dei fem ulike orienteringane det vart gjort simuleringar for.

Orientering	Asimut
1	50
2	-40
3A	50
3B	-130
4A	-40
4B	140
5	0

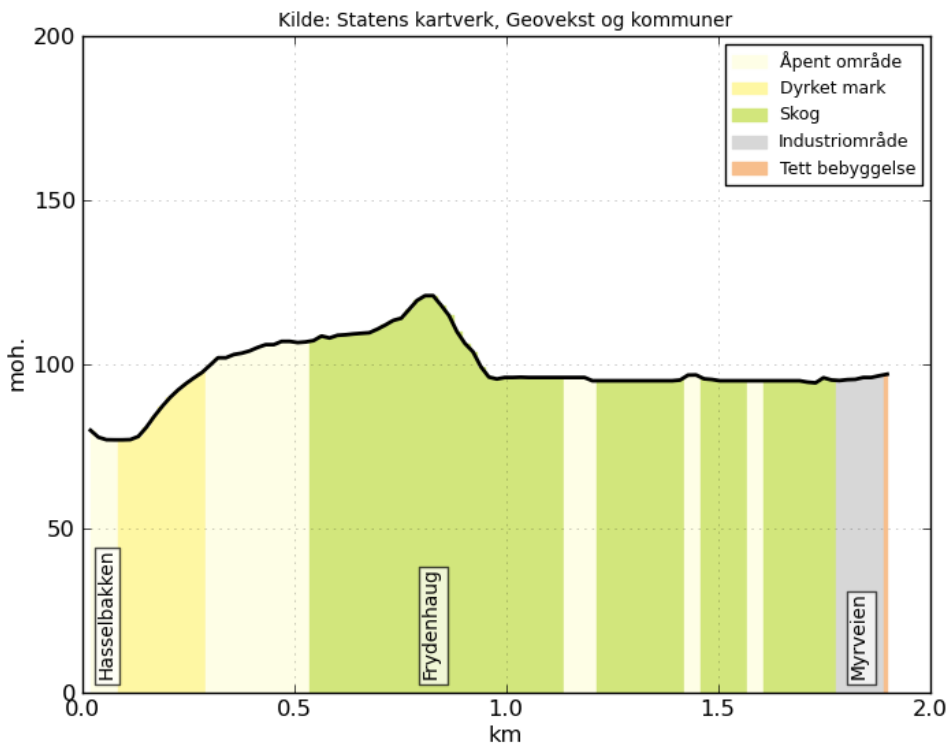
## **3.6 MODELLERING AV SKYGGING**

### **3.6.1 Horisont**

Veterinærbygga vil ligge på ei tomt om lag 75 moh. i eit relativt flatt terreng. Figur 15 viser ei høgdeprofil av terrenget vest for tomta. Det er ei svak skråning mot sør-vest dei første 500 metra, deretter litt opp og ned, før ein kjem til Torpåsen på 154 moh. 4,6 km borte. Viss ein antek at det er opptil 20 meter høge tre på Torpåsen gir formel 2.2 at vinkelen til horisonten er  $1,2^\circ$ . Figur 16 viser høgdeprofila mot aust. Her er Frydenhaug, ein skogkledd haug, det høgaste punktet.

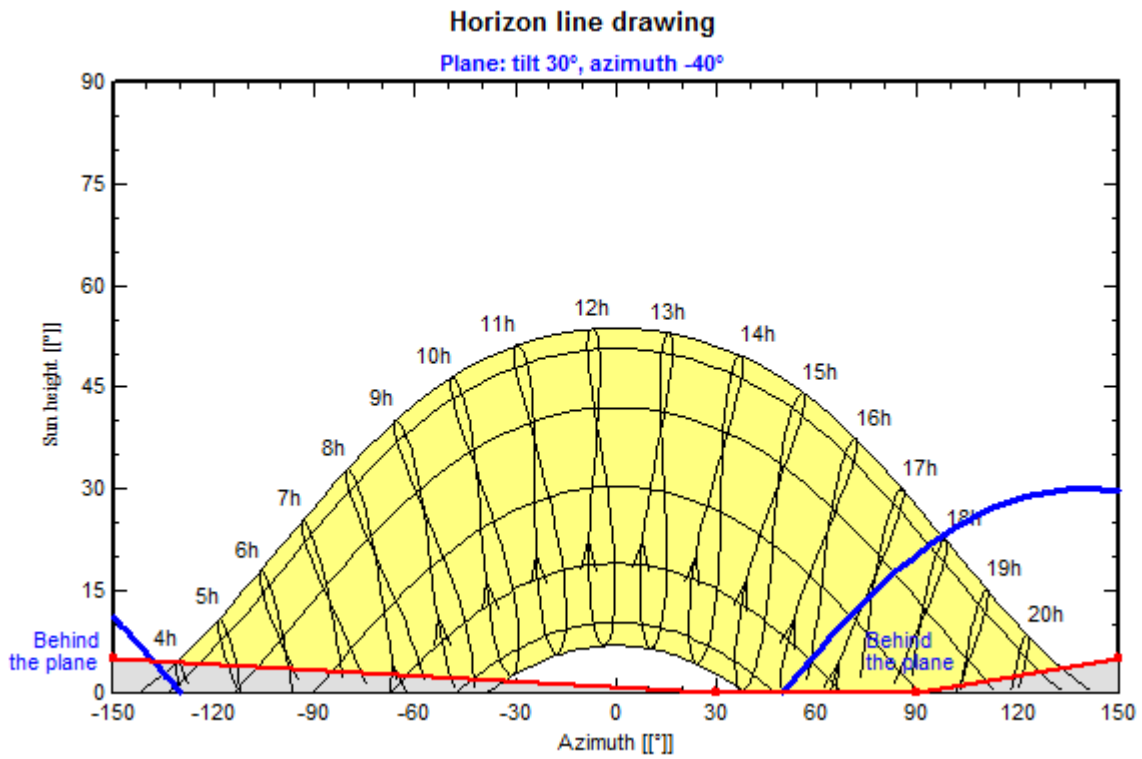


Figur 15: Høgdeprofil vest for SLP-tomta. [26]



Figur 16: Høgdeprofil aust for SLP-tomta. [26]

I PVsystem kan ein ut frå desse høgdeprofilane spesifisere kor mange grader horisonten ligg på. Figur 17 viser horisontlinja som vart vald for dette prosjektet.



Figur 17: Horisontline for prosjektet. Frå PVsystem.

### 3.6.2 3D-modellering av nære objekt

Når ein skal ta omsyn til skuggar frå nære objekt har ein fire ulike val i PVsyst:

- *No shadings*: Tek ikkje med effekten av skygging.
- *Linear shadings*: Tek berre med effekten av redusert innstråling. Dette vert difor ei nedre grense for tapa som følgje av skygging, fordi den ikkje tek omsyn til at om ein modul vert utsett for skugge kan òg dei andre modulane i same streng få redusert produksjon.
- *According to module strings*: Her kan ein leggje inn ein faktor for kor mykje effekten vert redusert for heile strengen dersom delar av den vert utsett for skugge.
- *Detailed, according to module layout*: Denne metoden er den mest nøyaktige, og kan berre gjennomførast etter at ein har lagt inn ei oversikt over korleis modulane skal fordelast utover taket, og korleis dei skal koplast saman i strengar.

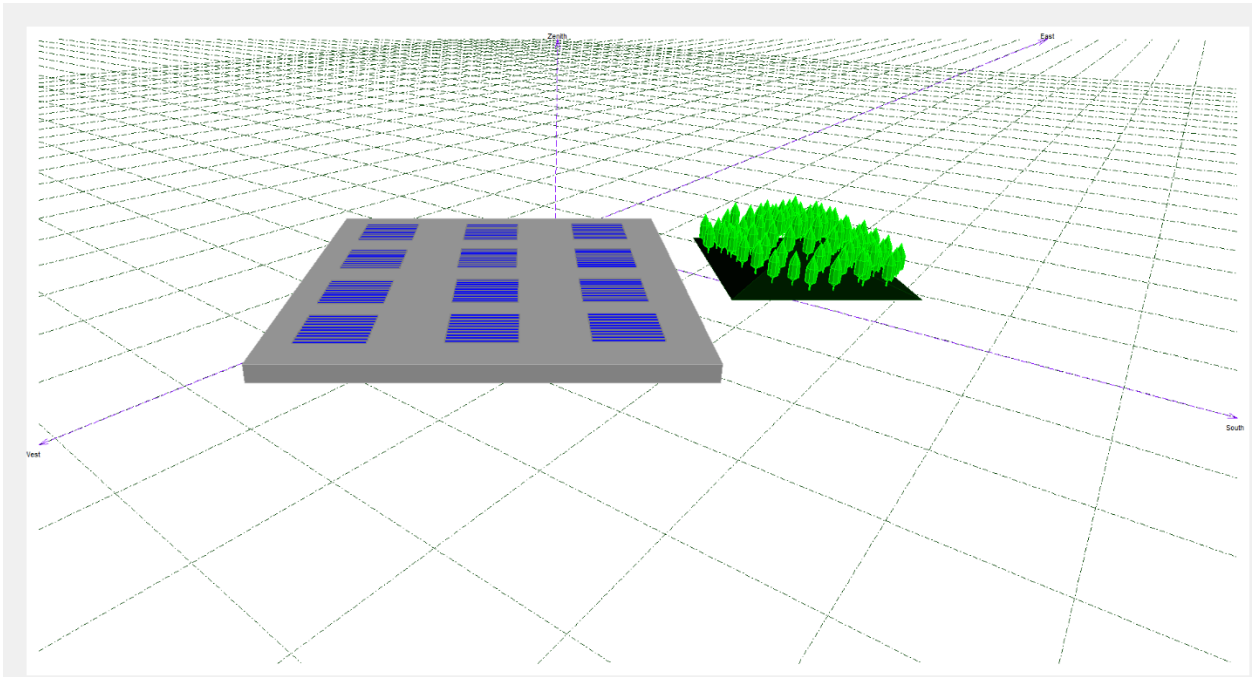
For å kunne dra nytte av dei mest nøyaktige berekningsverktøya vart det i PVsyst sitt 3D-modelleringsverktøy laga ein forenkla modell av bygningskomplekset og av Fougnerhaugen som ligg ved sida av og vil kaste skugge på taket når sola står lågt i sør-aust.

Ettersom nøyaktig areal og mål på bygningane ikkje var tilgjengeleg då simuleringane vart gjennomført vart det ikkje laga ein detaljert modell av bygningane i riktig målestokk. I staden vart bygningskomplekset sitt fotavtrykk brukt som utgangspunkt, og ei høgd på 10 meter vart vald. Modellen tek då ikkje med effekten av skuggar som vert kasta på taket til ein bygning på grunn av at han ligg bak ein annan, høgare bygning. Av skissa i Figur 1 ser ein at denne tilnærminga uansett er ganske god, sidan ein svært liten del av taka ligg bak høgare delar av bygningane sett frå sør.

Figur 18 viser resultatet av 3D-modelleringa for eit system der modulane er plassert i rekkjer på tvers av bygningane sine langsider, slik at dei peikar mot sør-vest med ein asimut-vinkel på 50°. Dei blå stripene illustrerer rekkjene av modular. Måla på desse er berekna ut i frå storleiken på dei aktuelle modulane og kor mange ein har i kvar rekkje. Avstanden mellom rekkjene vert bestemt av *pitch-faktoren*, som er forklart i avsnitt 2.1.4.

Under simuleringa bereknar PVsyst effekten av skuggar frå skogen og av at modular kan kome i skuggen av andre modular.





*Figur 18: 3D-modell av PV-anlegget og av skogen på Fougnerhaugen for bestemming av skuggeeffektar. Frå PVsyst.*

## 3.7 SYSTEMKONFIGURASJON

### 3.7.1 Temperaturar

For at PVsyst skal kunne berekne spenninga under driftstilhøve må ein definere luft- og celletemperaturar for vinter og sumar. Fire temperaturar må veljast:

- *Minimum lufttemperatur, vinter,  $T_{min}$* : Her skal ein velja den lågaste temperaturen som nokon gong er registrert på dagtid. I datasettet som vert brukt er den lågaste registrerte temperaturen  $-26,4\text{ °C}$ , målt 31.12.2002 kl. 10.10. Sidan datasettet berre inneheld målingar tilbake til 1994, og for å ha litt sikkerheitsmargin, vart  $-30\text{ °C}$  vald.
- *Normal driftstemperatur, vinter,  $T_{nom,v}$* : Standardverdien i PVsyst er  $20\text{ °C}$  for Europa. På grunn av det kalde klimaet i Noreg vart denne sett til  $10\text{ °C}$ .
- *Normal driftstemperatur ved  $1000\text{ W/m}^2$ ,  $T_{nom,s}$* : Standardverdien i PVsyst,  $50\text{ °C}$  vart brukt.
- *Maksimal driftstemperatur, sumar,  $T_{maks}$* : Standardverdien på  $60\text{ °C}$  vart brukt.

### 3.7.2 Tal på modular og strengar

I systemkonfiguratoren vel ein først kva type modular og vekselrettarar ein vil ha.

Viss ein så spesifiserer anten tilgjengeleg areal eller kor stor effekt ein ønskjer, vil PVsyst automatisk velje eit optimalt tal på modular i kvar streng og kor mange strengar som må til for å oppfylle kravet til areal eller effekt.

PVsyst forsøker då å ta omsyn til:

- $V_{mpp}(T_{maks})$  – den lågaste spenninga som kan oppstå.
- $V_{mpp}(T_{min})$  – den høgaste spenninga som kan oppstå.
- $V_{mpp}(T_{nom,v})$  – den høgaste nominelle driftsspenninga.
- $I_{sc}$  – kortslutningsstraumen

Det er viktig at alle spenningane er innanfor det vekselrettaren er berekna for. Det er òg viktig at  $V_{mpp}(T_{min})$  ikkje er høgare enn det modulane toler, og at den heldt seg under IEC-standarden si grense på  $1000\text{ V}$ .

Etter at PVsyst har føreslege ein konfigurasjon kan ein sjølv gjere endringar. Viktige omsyn er:

- At talet på strengar går opp med talet på vekselrettarar.
- At spenninga under dei fleste driftstilhøve held seg innanfor arbeidsområdet til MPPT-funksjonen.

### 3.8 DETALJERTE TAPSANALYSER

I tillegg til dei tapa som stammar frå modular, vekselrettarar, leidningar og skygging er det ein del tap som er nærmast uavhengige av plassering og val av komponentar. Desse tapsparametrane kan ein justere i PVsyst under menyen *detaljerte tap* som inneheld følgjande faner:

- Termisk parameter
- Ohmske tap
- Modulkvalitet – LID – feiltilpassing
- Tilsmussing
- IAM-tap
- Utilgjengelegheitstap

#### 3.8.1 Termisk parameter – varmetapskoeffisient

For å berekne driftstemperaturen til solcellene brukar PVsyst den termiske balanselikninga (formel 4.1). Absorpsjonskoeffisienten og verknadsgraden til modulen ligg i databasen til kvar enkelt modul og vert henta automatisk, medan varmetapskoeffisienten, U-verdien, må definerast av brukaren.

Varmetapskoeffisienten er eit tal på kor mykje varme modulen utstrålar til omgjevnadane. Difor er den avhengig av korleis modulane er montert, om dei har god lufting, og av vinden.

I PVsyst kan ein definere ein konstant varmetapskoeffisient og ein som er avhengig av vinden.

Tab viser standardverdiane som ligg inne for dei tre monteringsmetodane:

- Fri lufting både på fram- og baksida
- Halvintegreerte modular med luftekanal på baksida
- Integreerte modular med fullstendig isolert bakside

For system 1, 2 og 5 vart standardverdien for halvintegreerte modular brukt, medan standardverdien for fri luftgjennomstrøyming var brukt for system 3. Verdiane er oppgitt i Tabell 8.

Tabell 8: Varmetapskoeffisient for ulike monteringsmetodar. PVsyst standardverdiar.

Varmetapskoeffisient	Fri lufting	Halvintegrert	Isolert bakside	
Konstant	29	20	15	[W/m <sup>2</sup> K]
Vind	0	0	0	[W/m <sup>2</sup> K]

### 3.8.2 Ohmske tap

Teorien for tap i leidningar er beskrevet i kapittel 2.4.5. PVsyst let ein spesifisere tap i leidningar anten som ein prosentdel av effekten ved STC eller ved å spesifisere lengd og tverrsnitt på leidningane. Standardverdien i PVsyst som er vist i Tabell 9 vart nytta. Ettersom tapa minskar med kvadratet av straumen vil dei totale tapa vera ein god del lågare.

Tabell 9: Tap i leidningar ved STC

Side	Tap i prosent ved STC
DC	1,5
AC	0

### 3.8.3 Modulkvalitet – LID – feiltilpassing

Under fana *modulkvalitet* kan ein leggje inn kor stort avvik ein trur det vil vera mellom den verkelege gjennomsnittlege verknadsgraden til modulane og den som produsenten hevdar. Som standard reknar PVsyst denne ut i frå toleransen som produsenten gir opp. PVsyst reknar då at modulane har ein gjennomsnittlig effekt som ligg midt mellom den nedre toleransegrensa og den nominelle effekten. I simuleringane vart standardverdiane nytta.

LID, lysindusert degradering, er eit fenomen som oppstår i monokrystallinske solceller som følgje av at enkelte oksygenmolekyl har kome med i silisiumsmelta i Czochralski-prosessen (kapittel 2.3.1). Når desse vert utsett for lys kan dei danne komplekse strukturar med bor-atom og føre til at solcella vert mindre effektiv [27]. Dette gjeld derimot ikkje for Sunpower sine solceller som i staden for å vera p-type dopa med bor er n-type dopa med fosfor i det øvste laget. Dermed vart verdien for LID sett til null i alle simuleringane.

Feiltilpassing, beskrevet i kapittel 2.5.2, fører òg til eit tap samanlikna med optimal drift.

Standardinnstillingane i PVsyst som er 1 % vart nytta.

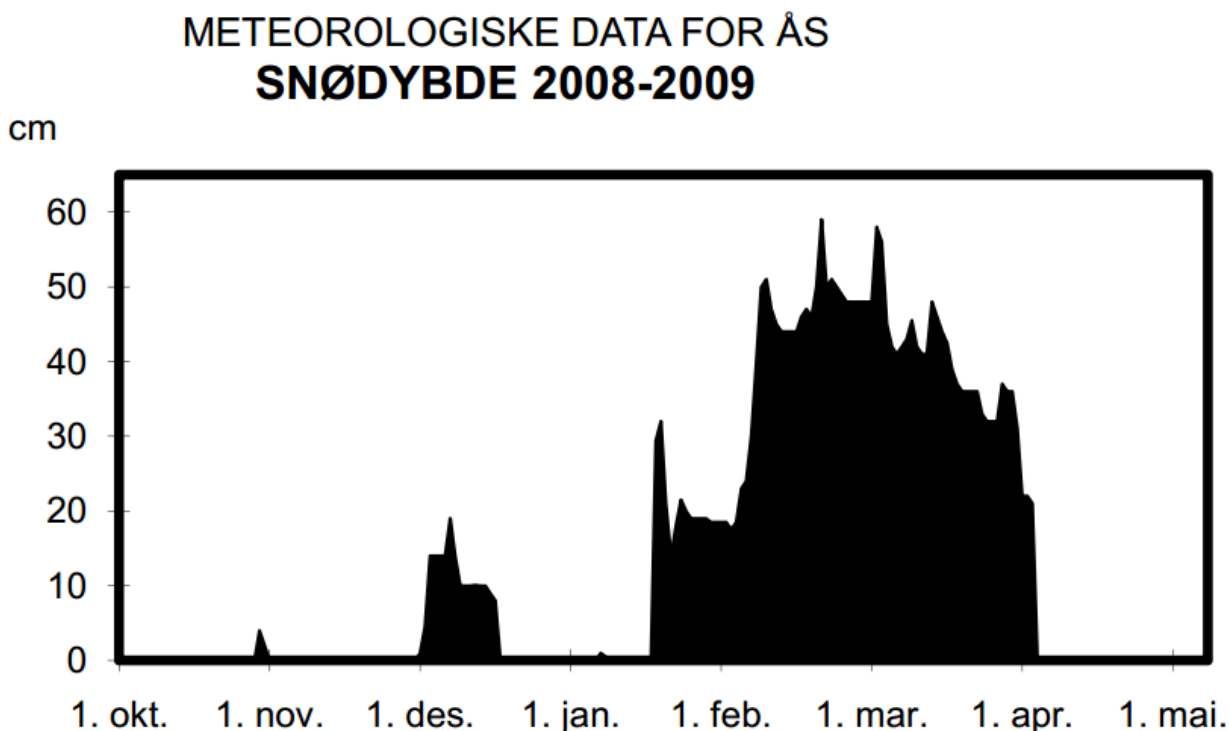
### 3.8.4 Tilsmussing av støv og snø

I funksjonen *Soiling losses* kan ein spesifisere kor store tap ein reknar med å ha som følgje av framandelement som legg seg på solcellene. Ein kan velje ulike verdiar for kvar månad.

Støv vil vanlegvis verte vaska vekk av regn og gir difor så små tap at PVsyst tilrår å sjå vekk frå desse. Spesielt for dette prosjektet er at bygga ligg i eit jordbruksområde og kan difor verte utsett for ekstra støv i enkelte periodar.

Pollen, fugleskit, lauv og vegstøv er andre element som kan gi tap.

Snø er nok den viktigaste faktoren å ta omsyn til i vårt klima. Det er vanskeleg å berekne kor stor del av tida med snø på bakken det vil liggje snø på modulane då dette avhenger av tilt, temperatur, sol, takkonstruksjon og meir. FAGKLIM [20] publiserer kvart år *Meteorologiske data for Ås* som mellom anna inneheld ein graf som viser korleis snødjupna har vore gjennom vinteren. Eit eksempel frå vinteren 2008/2009 er vist i Figur 19. Desse publikasjonane frå åra 1984-2013 vart brukt til å skape eit bilete av kor stor del av tida det har vore nok snø til at han ville ha dekket modulane.



Figur 19: Eksempel på snødjupne-graf publisert i "Meteorologiske data for Ås" [20].

Basert på tilrådingane i PVsyst, erfaringar frå andre (mellom anna Multiconsult [16]) og analyse av snødjupner vart verdiane vist i Tabell 10 vald.

Tabell 10: Tilsussingsgrad for kvar månad

Månad	Tilsølingsgrad
Januar	0,60
Februar	0,70
Mars	0,50
April	0,05
Mai	0,01
Juni	0,01
Juli	0,01
August	0,01
September	0,01
Oktober	0,01
November	0,05
Desember	0,40

### 3.8.5 IAM-tap

IAM står for *Incidence Angle Modifier*, og IAM-tap er ein parameter som skal ta omsyn til at refleksjonar i PV-modulane sine overflater reduserer mengda lys som treff solcellene ved auka innfallsvinkel [17].

I PVsyst ligg det inne kurver for IAM-tap i moduldatabasane som vart nytta i simuleringane.

### 3.8.6 Utilgjengelegheitstap

Denne funksjonen kan nyttast til å ta med i berekningane tap som følgje av produksjonsstans. Grunnar til stans kan vere problem med vekslerrettarar, skade på kablar eller modular slik at dei må bytast ut, eller at straumbrot i distribusjonsnettet. I tilfelle straumbrot kan ikkje PV-anlegget fortsette å levere til bygget grunna sikkerheita til montørane som skal arbeide på liner eller transformatorstasjonar i nærleiken.

### 3.9 ØKONOMISKE ANALYSER

Det er vanlegvis to trinn i ei økonomisk analyse av eit PV-anlegg. Det første ein gjer er å berekne energikostnaden per kilowattime ved bruk av LCOE-metoden som er forklart i kapittel 2.6. Når ein har funne denne kan ein rekne ut noverdien av investeringa basert på kva inntekter ein forventar å få i løpet av anlegget si levetid.

I denne oppgåva vart berre energikostnaden berekna. Det skuldast at ei noverdianalyse krev prognosar for straumpris og nettleige frå i dag og 25 år fram i tid. Nokre slike prognosar finst, men er svært usikre. Det einaste som er ganske sikkert er at kostnadane for solstraum i Noreg i dag vil vera høgare enn prisen ein betaler når ein kjøper straum frå nettet. Alle prosjekt vil difor reint bedriftsøkonomisk få ein negativ noverdi og vera ulønsame.

Andre faktorar som spelar inn og kan gjere prosjekta mindre ulønsame er offentlege verkemidlar som til dømes elsertifikat for fornybar energi, skattelette og investeringsstønad frå det offentlege. Installasjon av PV-anlegg kan òg vera ein billig måte å tilfredsstille energikrav frå myndigheitene. Det er ting som tyder på at fleire av desse verkemidla kjem til å bli innført for solenergi dei neste åra, men det er lite som er bestemt.

Med så store usikkerheiter i straumprisar og rammevilkår for PV-anlegg vart det difor vurdert som mest relevant å fokusere på den faktiske energikostnaden. Desse tala er lette å samanlikne med prognosar for straumprisar og elsertifikat, og ein kan raskt rekne ut noverdien til eit prosjekt ut frå energikostnaden dersom ein har betre oversikt over forventa inntekter/sparte straumkostnadar.

I PVsyst har ein moglegheit til å gjera ei berekning av energikostnadane for PV-anlegget. I komponentdatabasen legg ein inn prisar for dei aktuelle modulane og vekslerrettarane slik at denne informasjonen kan hentast fram og nyttast i økonomiske analyser for kvar systemvariant.

I tillegg til komponentprisar legg ein inn kostnadar for installasjonsmateriell, elektriske komponentar og arbeid. Ein kan òg definere sine egne kostnadsvariablar. Til slutt vel ein kor lang levetid ein reknar med at anlegget får, berekna kostnad for vedlikehald, samt diskonteringsrente.

Som resultat får ein energikostnad i NOK/kWh.



Resultatet av denne berekningane vart tatt med som ein av faktorane då dei beste systema skulle veljast ut for grundigare analyser.

Følgjande inndata vart tatt med i analysen:

- Pris på modular
- Pris på vekselrettarar
- Andre BoS-komponentar

Noreg har til no hatt ein veldig liten marknad for PV-anlegg. Dette kan sjå ut til å endre seg dei komande åra, men førebels fører det til at kostnadane er høgare her enn i land som Tyskland og Danmark der dei har større sal av PV-anlegg [10]. Multiconsult sin rapport *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013 [16]* er den største og nyaste studien som er gjort i Noreg. Dei har sett på kostnadane for PV-anlegg i tre ulike storleikar; 10 kW for einebustad, 100 kW for næringsbygg og 1000 kW bakkemontert anlegg. Denne rapporten er utgangspunkt for ein del av prisestimata som vart gjort.

Vekselrettar- og modulprisar vart henta frå europeiske leverandørar, medan resten av BoS henta frå Multiconsult sin rapport *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013 [16]*

Multiconsult har gjort sine berekningar på ein modul frå Innotech Solar- EcoPlus 250. Alle kostnadar er oppgitt i  $NOK/W_p$ . Det er naturleg at kostnadane med monteringsmateriell og installasjon er meir avhengig av tal på modular og kor stort areal dei dekkjer enn at det er ein fast pris per installert effekt. Eit anlegg med effektive modular vil difor ha lågare BoS-kostnadar enn eit med mindre effektive modular. For å best mogleg ta omsyn til dette vart kostnadane multiplisert med ein faktor lik forholdet mellom verknadsgraden til Innotech-modulen og den aktuelle modulen som vart nytta i systemet. Dette er sjølvstakt ikkje ei perfekt tilnærming, men gir sannsynlegvis eit noko meir riktig bilete.

### 3.10 SIMULERINGAR

Det vart gjennomført simuleringar av totalt 36 system fordelt på dei fem ulike orienteringane. For kvar orientering vart det gjort simuleringar med forskjellige tilt-vinklar og komponentar. Tabell 11-15 viser spesifikasjonane for alle systema som det vart gjort simuleringar av.

Tabell 11: Systemkonfigurasjonar for simuleringar, orientering 1.

ORIENTERING 1: AZIMUTH: 50 (SØR-VEST)								
System nr.	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8
Tilt	30	30	30	20	20	30	20	40
Pitchfaktor	3	3	3	4,2	4,2	3	4,2	2,5
Modul	Sunpower SPR-X21-345					REC 260PE		
Tal på strengar	200	200	200	200	200	120	120	120
Modular per streng	12	12	12	12	12	20	20	20
Nominell effekt, Pnom (STC)	828	828	828	828	828	624	624	624
Maksimal effekt, Pmax	757	757	757	720	720	557	531	573
Areal	3914	3914	3914	3914	3914	3960	3960	3960
Kortslutningsstraum	1277	1277	1277	1215	1215	1073	1022	1105
Open krets-spenning (-30 °C)	924	924	924	924	924	889	889	889
Driftsspenning ved 0 °C	735	735	735	735	735	678	678	678
Driftsspenning ved 60 °C	611	611	611	611	611	532	532	532
Vekselrettar	SMA ST15000 TLEE	SMA ST20000 TLEE	ABB PVS800-57	SMA ST20000 TLEE	SMA ST15000 TLEE	Samil Power SL20000TL-PM		
Antal	40	40	1	40	40	24	24	30
Nominell effekt	600	800	630	800	600	480	480	600
Pmodular/Pvekselrettar	1,38	1,03	1,31	1,03	1,38	1,3	1,3	1,04
Estimert tap pga. overlast	2,00 %	0,00 %	1,1	0	1	0,8	0,3	0

Tabell 12: Systemkonfigurasjonar for simuleringar, orientering 2.

ORIENTERING 2: AZIMUTH= -40 (SØR-AUST)										
System nr.	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	2.10
Tilt	30	30	30	40	40	20	20	30	20	40
Pitchfaktor	3	3	3	2,5	2,5	4,2	4,2	3	4,2	4,2
Modul	Sunpower SPR-X21-345							REC 260PE		
Tal på strengar	200	200	200	200	200	200	200	120	120	120
Modular per streng	12	12	12	12	12	12	12	20	20	20
Nominell effekt, Pnom (STC)	828	828	828	828	828	828	828	624	624	624
Maksimal effekt, Pmax	766	766	766	786	786	729	729	563	537	577
Areal	3914	3914	3914	3914	3914	3914	3914	3960	3960	3960
Kortslutningsstrom	1290	1290	1290	1324	1324	1230	1230	1085	1034	1113
Open krets-spenning (-30 °C)	924	924	924	924	924	924	924	889	889	889
Driftsspenning ved 0 °C	735	735	735	735	735	735	735	678	678	678
Driftsspenning ved 60 °C	611	611	611	611	611	611	611	532	532	532
Vekselrettar	SMA ST15000 TLEE	SMA ST20000TLEE	ABB PVS800-57	ABB PVS800-57	SMA ST20000TLEE	ABB PVS800-57	SMA ST20000TLEE	Samil Power SL20000TL-PM		
Antal	40	40	1	1	40	1	40	24	24	24
Nominell effekt	600	800	630	630	800	630	800	480	480	480
Pmodular/Pvekselrettar	1,38	1,03	1,31	1,31	1,03	1,31	1,03	1,3	1,3	1,3
Estimert tap pga. overlast	1,9	0	1,2	1,8	0	0,6	0	0,8	0,4	1,3

Tabell 13: Systemkonfigurasjonar for simuleringar, orientering 3.

ORIENTERING 3: AZIMUTH= 50/-130 (SØR-VEST/NORD-AUST)													
System nr.	3.1		3.2		3.3		3.4		3.5		3.6		
Azimuth	50	-130	50	-130	50	-130	50	-130	50	-130	50	-130	
Tilt	15	15	15	15	10	10	15	15	15	15	10	10	
Pitchfaktor	5,4	5,4	5,4	5,4	8	8	5,4	5,4	5,4	5,4	8	8	
Modul	Sunpower SPR-X21-345		Sunpower SPR-X21-345		Sunpower SPR-X21-345		REC 260PE		REC 260PE		REC 260PE		
Tal på strengar	200	200	200	200	200	200	120	120	120	120	120	120	
Modular per streng	12	12	12	12	12	12	20	20	20	20	20	20	
Nominell effekt, Pnom (STC)	828	828	828	828	828	828	624	624	624	624	624	624	
Maksimal effekt, Pmax	698	561	698	561	673	577	515	418	515	418	497	429	
Areal	3914	3914	3914	3914	3914	3914	3960	3960	3960	3960	3960	3960	
Kortslutningsstraum (Gmax)	1178	953	1178	953	1137	979	990	801	990	801	956	823	
Open krets-spenning (-30 °C)	924	924	924	924	924	924	889	889	889	889	889	889	
Driftsspenning ved 0 °C	735	735	735	735	735	735	678	678	678	678	678	678	
Driftsspenning ved 60 °C	611	611	611	611	611	611	532	532	532	532	532	532	
Vekselrettar	SMA ST15000TLEE		SMA ST15000TLEE		SMA ST15000TLEE		Samil Power SL15000TL-PM		Samil Power SL15000TL-PM		Samil Power SL15000TL-PM		
Antal	40	40	34	34	40	40	30	30	20	20	20	20	
Nominell effekt	600	600	510	510	600	600	450	450	400	400	400	400	
Pmodular/Pvekselrettar	1,38	1,38	1,62	1,62	1,38	1,38	1,39	1,39	1,56	1,56	1,56	1,56	
Estimert tap pga. overlast	0,6	0	2,7	0,3	0,4	0	0,5	0	1,8	0	1,3	0,2	

Tabell 14: Systemkonfigurasjonar for simuleringar, orientering 4.

ORIENTERING 4: AZIMUTH= -40/140 (SØR-AUST/NORD-VEST)													
System nr.	4.1		4.2		4.3		4.4		4.5		4.6		
Azimuth	-40	140	-40	140	-40	140	-40	140	-40	140	-40	140	
Tilt	15	15	15	15	10	10	15	15	15	15	10	10	
Pitchfaktor	5,4	5,4	5,4	5,4	8	8	5,4	5,4	5,4	5,4	8	8	
Modul	Sunpower SPR-X21-345		Sunpower SPR-X21-345		Sunpower SPR-X21-345		REC 260PE		REC 260PE		REC 260PE		
Tal på modular	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	
Tal på strengar	200	200	200	200	200	200	120	120	120	120	120	120	
Modular per streng	12	12	12	12	12	12	20	20	20	20	20	20	
Nominell effekt, Pnom (STC)	828	828	828	828	828	828	624	624	624	624	624	624	
Maksimal effekt, Pmax	704	538	704	538	680	564	521	402	521	402	502	420	
Areal	3914	3914	3914	3914	3914	3914	3960	3960	3960	3960	3960	3960	
Kortslutningsstraum (Gmax)	1188	914	1188	914	1148	957	1002	771	1002	771	965	805	
Open krets-spenning (-30 °C)	924	924	924	924	924	924	889	889	889	889	889	889	
Driftsspenning ved 0 °C	735	735	735	735	735	735	678	678	678	678	678	678	
Driftsspenning ved 60 °C	611	611	611	611	611	611	532	532	532	532	532	532	
Vekselrettar	SMA ST15000TLEE		SMA ST15000TLEE		SMA ST15000TLEE		SolarLake 15000TL-PM		SolarLake 15000TL-PM		SolarLake 15000TL-PM		
Antal	34	34	40	40	40	40	30	30	20	20	20	20	
Nominell effekt	510	510	600	600	600	600	450	450	400	400	400	400	
Pmodular/Pvekselrettar	1,6	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	
Estimert tap pga. overlast	2,9	0,1	0,7	0,0	0,4	0,0	0,6	0,0	2,0	0,0	1,4	0,1	

Tabell 15: Systemkonfigurasjonar for simuleringar, orientering 5.

<b>ORIENTERING 5: AZIMUTH: 0 (SØR)</b>						
<b>System nr.</b>	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6
Tilt	20	30	40	20	30	40
Pitchfaktor	4,2	3	2,5	4,2	3	2,5
Modul	Sunpower SPR-X21-345			REC 260PE		
Tal på strengar	200	200	200	120	120	120
Modular per streng	12	12	12	20	20	20
Nominell effekt, P <sub>nom</sub> (STC)	828	828	828	624	624	624
Maksimal effekt, P <sub>max</sub>	744	778	794	548	571	582
Areal	3914	3914	3914	3960	3960	3960
Kortslutningsstrom	1255	1311	1338	1055	1102	1124
Open krets-spenning (-30 °C)	924	924	924	889	889	889
Driftsspenning ved 0 °C	735	735	735	678	678	678
Driftsspenning ved 60 °C	611	611	611	532	532	532
Vekselrettar	SMA ST20000TLEE			Samil Power SL20000TL-PM		
Antal	40	40	40	30	30	30
Nominell effekt	800	800	800	600	600	600
Pmodular/Pvekselrettar	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04
Estimert tap pga. overlast	0	0	0	0	0	0

## 4 RESULTAT

---

### 4.1 SAMANDRAG AV HOVUDSIMULERINGAR

Utvalde data frå resultata for alle dei 36 simuleringane er vist i tabellane i dette kapittelet.

Forklaring til tabellane:

- Levert energi frå system: Energimengd målt på utgongen av vekselrettar (vekselstraum)
- Spesifikk el-produksjon: Kor mykje mange kilowattimar anlegget leverer til bygget kvart år per installerte kilowatt.
- Ytingsfaktor: Forholdet mellom faktisk produksjon og kor mykje som ville blitt produsert dersom ein ikkje hadde tapsfaktorar som skygging, feiltilpassing, leidningstap, tilsmussing osv.
- Skugge frå horisont: Kor mykje mindre systemet produserer enn om horisonten hadde vore ved 0 grader.
- Nære skuggar: Kor mange prosent mindre systemet produserer som følgje av skuggar frå skogen på Fougnerhaugen og som følgje av at modulane skygger for kvarandre.
- Feiltilpassing pga. skygging: Tapet som skuldast at optimalt lastpunkt (MPP) ikkje vert oppnådd for alle modulane i ein streng når dei vert utsett for ulik grad av skygging.
- Verknadsgrad, vekselrettar: Kor mykje av energien som vert omsett til varme i vekselrettaren.
- Overlasttap, vekselrettar: Tapet som følgjer av at vekselrettaren må senke spenninga ved for høg effekt inn, og dermed flytte seg frå optimalt lastpunkt for å redusere effekten.
- Energikostnad: Kostnad per kilowattime berekna i PVsyst.

Tabell 16 viser resultatene frå simuleringane for orientering 1. Med modulrekkjene vinkla 50 grader mot sør-vest er det system 1.4 med Sunpower-modular og SMA-vekselrettarar som leverer mest energi gjennom året, med 689 MWh. Det viser seg at ein vinkel på 20 grader frå horisontalplanet gir større utbytte enn ein vinkel på 30 grader, men skilnaden er ikkje stor. Ved å samanlikne system 1.4 med 1.5 ser ein òg at det ikkje løner seg å underdimensjonere vekslerrettarane i dette tilfellet. Både systema gir ein energikostnad på 1,49 øre per kilowattime i følgje desse berekningane.

Med REC-modular og vekslerrettarar frå Samil Power reduserer ein energikostnaden med om lag 30 øre/kWh samanlikna med Sunpower/SMA-kombinasjonen. På grunn av dei multikrystallinske REC-modulane sin lågare verknadsgrad er energiproduksjonen redusert til 528 megawattimar med ein kostnad på 1,20 øre per kilowattime for systemet med 20 graders vinkel på modulane.

Tabell 16: Resultat av hovudsimuleringar for orientering 1: asimut= 50.

System nr.	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8
<b>Energi</b>								
Leverert energi frå system [MWh/år]	668	678	674	689	683	522	528	507
Energi levert til nettet [MWh/år]	1,8	4,6	2,3	3,5	1,7	0,0	0,0	0,4
Spesifikk el-produksjon [kWh/kWp/år]	807	819	813	832	825	837	845	813
Ytingsfaktor [%]	75,9	77,1	76,5	80,9	80,2	78,7	82,2	75,4
<b>Tap pga. skygging og i vekslerrettar</b>								
Skugge frå horisont [%]	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Nære skuggar [%]	3,9	3,9	3,9	1,8	1,8	3,8	1,7	6,3
Feiltilpassing pga. skygging [%]	3,1	3,1	3	1,2	1,2	2	0,8	3,4
Verknadsgrad, vekslerrettar [%]	2,3	2,5	2,3	2,5	2,3	2,3	2,3	2,5
Overlasttap, vekslerrettar [%]	1,7	0	1	0	1	0,6	0,3	0
MPP-tap, vekslerrettar [%]	0,7	0,7	0,7	0,3	0,3	0,2	0	0,4
<b>Kostnadsanalyse</b>								
Energi kostnad [NOK/kWh]	1,52	1,51		1,49	1,49	1,21	1,2	1,26



Tabell 17 viser resultatene av simuleringene for orientering 2. Med ein asimut-vinkel på -40 grader, det vil seie at modulane vender mot sør-aust, er det òg systemet der modulane er har ein vinkel på 20 grader frå horisontalplanet (system 1.4) som viser seg å levere mest energi til lågast kostnad per kilowattime. Heller ikkje her er skilnaden stor mellom 20 og 30 graders vinkel.

Systema med 40 graders vinkel frå horisontalplanet, og systema med underdimensjonert vekselrettarar, kjem dårligare ut enn dei andre.

Med REC/Samil-komponentar presterer systema med 30 og 20 graders vinkel omtrent heilt likt, berre 3 megawattimar skil dei i energimengd, og kostnad per kilowattime er 1,19 øre for både systema.

Tabell 17: Resultat av hovudsimuleringar for orientering 2: asimut= -40.

System nr.	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	2.10
<b>Energi</b>										
Leverte energi frå system [MWh/år]	678	690	684	658	664	693	696	530	533	515
Energi levert til nettet [MWh/år]	3,1	6,4	4,4	4,6	7,3	3,5	4,6	0,0	0,0	0,0
Spesifikk el-produksjon [kWh/kWp/år]	818	833	826	794	802	837	841	849	854	824
Ytingsfaktor [%]	76,1	77,4	76,8	72,8	73,5	80,5	80,9	79	82,2	75,5
<b>Tap pga. skygging og i vekselrettar</b>										
Skugge frå horisont [%]	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	0,7	0,7	0,9	0,7	1,1
Nære skuggar [%]	3,6	3,6	3,6	6	6	1,7	1,7	3,5	1,5	5,7
Feiltilpassing pga. skygging [%]	2,5	2,5	2,3	3,9	4,3	0,9	1	1,5	0,6	2,5
Effektivitetstap, vekselrettar [%]	2,3	2,5	2,3	2,3	2,5	2,3	2,5	2,3	2,3	2,3
Overlasttap, vekselrettar [%]	1,9	0	1,2	1,5	0	0,7	0	0,8	0,4	1,1
MPP-tap, vekselrettar [%]	0,5	0,5	0,6	1	0,9	0,2	0,2	0,1	0	0,2
<b>Kostnadsanalyse</b>										
Energikostnad [NOK/kWh]	1,5	1,49			1,55		1,48	1,19	1,19	1,23

Tabell 18 viser resultatene av simuleringene for orientering 3. I systema med to og to rekkjer som vender mot sør-vest og nord-aust får ein mest energi ut ved å nytta ein vinkel på 10 grader frå horisontalplanet, som i system 3.3. Dette systemet mest energi, har høgast ytingsfaktor og lågast tap av systema med Sunpower-modular.

Med REC-modular og vekselrettarar frå Samil Power er det òg 10 graders vinkel som gir dei beste resultatene.

Tabell 18: Resultat av hovudsimuleringar for orientering 3: asimut= 50/-130.

System nr.	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6
<b>Energiproduksjon</b>						
Lvert energi frå system [MWh/år]	1213	1198	1246	931	925	942
Energi levert til nettet [MWh/år]	65,1	52,2	72,7	13,6	11,8	13,6
Spesifikk el-produksjon [kWh/kWp/år]	732	723	752	746	741	755
Ytingsfaktor [%]	80,6	79,6	82,4	82	81,5	82,7
<b>Tap pga. skygging og i vekselrettar</b>						
Skugge frå horisont [%]	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,5
Nære skuggar [%]	1,2	1,2	0,5	1,1	1,1	0,5
Feiltilpassing pga. skygging [%]	0	0	0	0,6	0,6	0,1
Effektivitetstap, vekselrettar [%]	2,3	2,2	2,3	2,2	2,2	2,2
Overlasttap, vekselrettar [%]	0,2	1,6	0,1	0,2	0,8	0,6
MPP-tap, vekselrettar [%]	0,2	0,2	0	0	0	0
<b>Kostnadsanalyse</b>						
Energikostnad [NOK/kWh]	1,68	1,68	1,63	1,36	1,36	1,33

Tabell 19 viser resultatene av simuleringene for orientering 4. Med modulrekkjene i bygga sin lengderetning, vendt mot sør-aust og nord-vest får ein òg at 10 graders vinkel frå horisontalplanet gir mest levert energi og høgast ytingsfaktor for både kombinasjonane av modul og vekselrettarar.

Tabell 19: Resultat av hovudsimuleringar for orientering 4: asimut= -40/140.

System nr.	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6
<b>Energiproduksjon</b>						
Levert energi frå system [MWh/år]	1211	1227	1245	929	922	940
Energi levert til nettet [MWh/år]	50,1	64,3	72,4	13,6	11,4	13,4
Spesifikk el-produksjon [kWh/kWp/år]	731	741	752	744	739	753
Yttingsfaktor [%]	80,6	81,6	82,4	82,0	81,4	82,6
<b>Tap pga. skygging og i vekselrettar</b>						
Skugge frå horisont [%]	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,5
Nære skuggar [%]	1,1	1,1	0,5	1,1	1,1	0,5
Feiltilpassing pga. skygging [%]	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,2
Effektivitetstap, vekselrettar [%]	2,2	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
Overlasttap, vekselrettar [%]	1,7	0,3	0,2	0,2	0,9	0,6
MPP-tap, vekselrettar [%]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Kostnadsanalyse</b>						
Energikostnad [NOK/kWh]	1,66	1,66	1,63	1,36	1,35	1,33

Tabell 20 viser resultatene av simuleringene for orientering 5. Her er det 30 graders tilt som gir mest produksjon for begge modultypene, men det er 20 graders tilt som gir høgast ytingsfaktor.

Med modulene vendt mot sør får ein energikostnadar ned i 1,14 kroner per kilowattime med REC-modular.

Tabell 20: Resultat av hovudsimuleringar for orientering 5: asimut=0.

System nr.	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6
<b>Energiproduksjon</b>						
Lvert energi frå system [MWh/år]	722	726	708	554	559	549
Energi levert til nettet [MWh/år]	4	5,7	6,1	0,2	0,2	0,3
Spesifikk el-produksjon [kWh/kWp/år]	871	877	855	887	896	879
Ytingsfaktor [%]	80,6	77,5	73,9	82	79,2	76
<b>Tap pga. skygging og i vekselrettar</b>						
Skugge frå horisont [%]	0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
Nære skuggar [%]	1,8	3,9	6,2	1,7	3,7	6
Feiltilpassing pga. skygging [%]	1,1	2,2	3,5	0,6	1,4	2,3
Effektivitetstap, vekselrettar [%]	2,4	2,5	2,5	2,4	2,4	2,5
Overlasttap, vekselrettar [%]	0	0	0	0	0	0
MPP-tap, vekselrettar [%]	0,2	0,4	0,7	0	0	0,2
<b>Kostnadsanalyse</b>						
Energikostnad [NOK/kWh]	1,42	1,41	1,45	1,16	1,14	1,17

## 4.2 DETALJAR OG SAMANLIKNING AV UTVALDE SYSTEM

Etter hovudsimuleringane vart fire system tatt ut til dei vidare analysane:

- Det beste systemet med Sunpower-modular i éi retning, det vil seie med asimut -40 eller 50 grader.
- Det beste systemet med REC-modular i éi retning, det vil seie med asimut -40 eller 50 grader.
- Det beste systemet med Sunpower-modular i to retningar, asimut -40/140 eller 50/-130.
- Det beste systemet med REC-modular i to retningar, asimut -40/140 eller 50/-130.

Kriteria for utveljinga var:

- Levert energi
- Ytingsfaktor
- Energimengd levert til nettet
- Energikostnad

Dei to første burde vera så høge som mogleg, mens dei siste burde vera så låge som mogleg.

System med orientering 5, sør, vart ikkje tatt med i desse samanlikningane ettersom det er opplagt at desse kjem best ut når ein berre ser på produksjonen. Som nemnd i avsnitt 0 vart desse systema tatt med for å kunna samanlikne dei andre med det som teoretisk sett er optimalt med omsyn til produksjon.

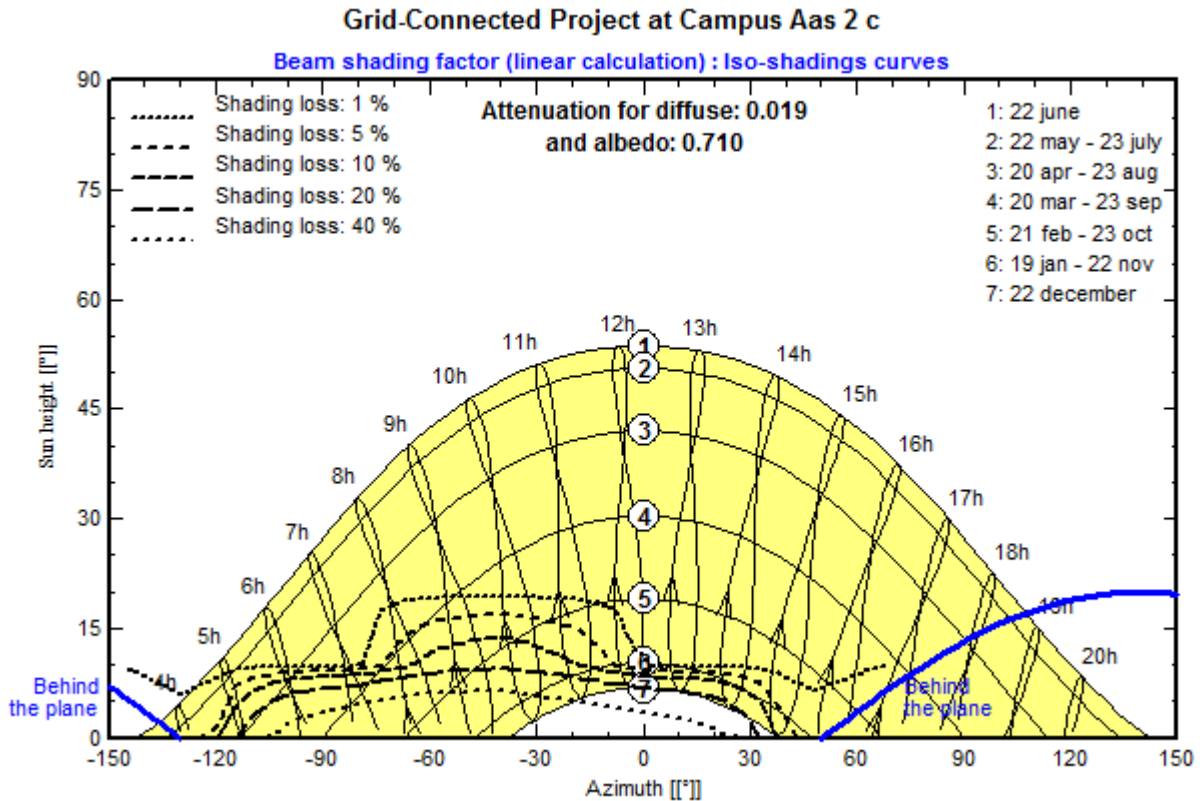
Tabell 21 viser dei utvalde systema med dei viktigaste parametranne.

Tabell 21: Dei fire systema som presterte best i simuleringane.

System	2.7	2.9	3.6	4.3
Modul	Sunpower	REC	REC	Sunpower
	SPR-X21-345	260PE	260PE	SPR-X21-345
Vekselrettar	SMA	Samil Power	Samil Power	SMA
	ST20000 TLEE	SL20000TL- PM	SL15000TL- PM	ST15000 TLEE
Asimut	-40	-40	50/-130	-40/140
Tilt	20	20	10	10
Levert energi [MWh/år]	696	533	942	1245
Spesifikk el-produksjon [kWh/kWp]	841	854	755	752
Til nettet [MWh/år]	4,6	0	13,6	72,4
Ytingsfaktor [%]	80,9	82,2	82,7	82,4
Energikostnad [NOK/kWh]	1,48	1,19	1,33	1,63

#### 4.2.1 Tap som følgje av skygging, IAM og tilsmussing

Resultatet av PVsyst si skuggesimulering for system 2.7 er vist som iso-skuggekurver i Figur 20. Kurvene 1-7 representerer ulike tider på året, som gitt oppe i høgre hjørne av figuren. Dei stipla linjene viser kor store tap ein har som følgje av skygging ved eitt bestemt klokkeslett for dei ulike datoane. Tabellane som desse kurvene er baserte på vert brukt av PVsyst til å rekne ut kor store tap ein har gjennom året.



Figur 20: Skuggekurver for ulike tider på året for eit PV-anlegg med 20 graders vinkel frå horisontplanet og 40 graders asimut-vinkel. Frå PVsyst.

Av kurvene i Figur 20 ser ein at skogen på Fougnerhaugen som ligg sør-aust for bygningane kjem til å kaste litt skugge på anlegget i vinterhalvåret, men ikkje noko i sumarhalvåret. Sjølv om vinteren er det svært lite ein taper, og ein ser ut i frå tabellane i avsnitt 4.1 at tapa som følgje av skygging frå nære objekt hovudsakleg skuldast at modulane skuggar for kvarandre. Frå Tabell 18 og Tabell 19 ser ein òg at system 3.6 og 4.3, med tilt-vinkel på 10 grader, berre har 0,5 % tap på grunn av nære skuggar. Frå Tabell 17 ser ein at system 2.7 og 2.9, med 20 graders vinkel, har tap på 1,7 og 1,9 %, mens for systema som har 30 og 40 graders tilt er tapa om lag 3,5 og 6 %. I tillegg kjem tapa som følgjer av feiltilpassing på grunn av ulik skygging på modular i same serie. Desse er kommentert i neste avsnitt.

## 4.2.2 Tapsanalyser

Tabell 22 viser alle tapa som er berekna for dei fire utvalde systema. Spesielt tapa grunna tilsmussing er høge, noko som skuldast at modulane er dekte med snø store delar av vinteren.

For system 3.1, 3.2, 3.3, 4.1, 4.2 og 4.3 som alle har 20 graders tilt og to orienteringar er desse tapa null, noko som verkar litt merkeleg ettersom dei same oppsetta med REC-modular har tap på 0,5-0,6 %. Det er ikkje funne nokon grunn til dette, men fordeling av strengar er ulikt for dei to oppsetta (ulikt tal på modular per streng), noko som kan ha innverknad på korleis skilnaden i skygging blir mellom modular i streng.

Ein annan skilnad er at systema med REC-modular har lågare tap som følgje av låge innstrålingsnivå.

Tabell 22: Oversikt over tap for dei fire systema. Negative verdier betyr positiv effekt.

System nr.	2.7	2.9	3.6	4.3
<b>Innstrålt energi i modulplan [MWh/år]</b>	<b>4071</b>	<b>4117</b>	<b>7233</b>	<b>7148</b>
Tap, skygging frå horisont [%]	0,7	0,7	0,5	0,5
Tap, skygging frå nære objekt [%]	1,7	1,5	0,5	0,5
IAM-tap [%]	1,5	1,5	2,3	2,3
Tilsmussingstap [%]	9,4	9,5	7,9	7,9
<b>Effektiv innstrålt energi [MWh/år]</b>	<b>3542</b>	<b>3588</b>	<b>6447</b>	<b>6356</b>
Modulverknadsgrad [%]	21,16	15,79	15,79	21,16
<b>Nominell energiproduksjon, STC [MWh/år]</b>	<b>749</b>	<b>567</b>	<b>1018</b>	<b>1345</b>
Tap, innstrålingsnivå [%]	3,4	1,7	2,0	3,9
Tap grunna celleteperatur [%]	-0,2	0,2	1,8	1,0
Tap, feiltilpassing grunna skygging [%]	1,0	0,6	0,1	0,0
Tap, modul kvalitet [%]	-1,3	-0,7	-0,8	-1,3
Tap grunna feiltilpassing [%]	1,0	1,0	1,0	1,0
Tap i leidningar [%]	0,7	0,6	0,6	0,6
<b>Produksjon før MPP/vekselrettar [MWh/år]</b>	<b>715</b>	<b>548</b>	<b>970</b>	<b>1276</b>
Tap i vekselrettar, verknadsgrad [%]	2,4	2,3	2,2	2,3
Tap grunna for høg effekt [%]	0,0	0,4	0,6	0,2
MPP-tap [%]	0,2	0,0	0,0	0,0
<b>Lvert energi frå systemet [MWh/år]</b>	<b>696</b>	<b>533</b>	<b>942</b>	<b>1245</b>
<b>Systemverknadsgrad [%]</b>	<b>17,1</b>	<b>12,9</b>	<b>13,0</b>	<b>17,4</b>

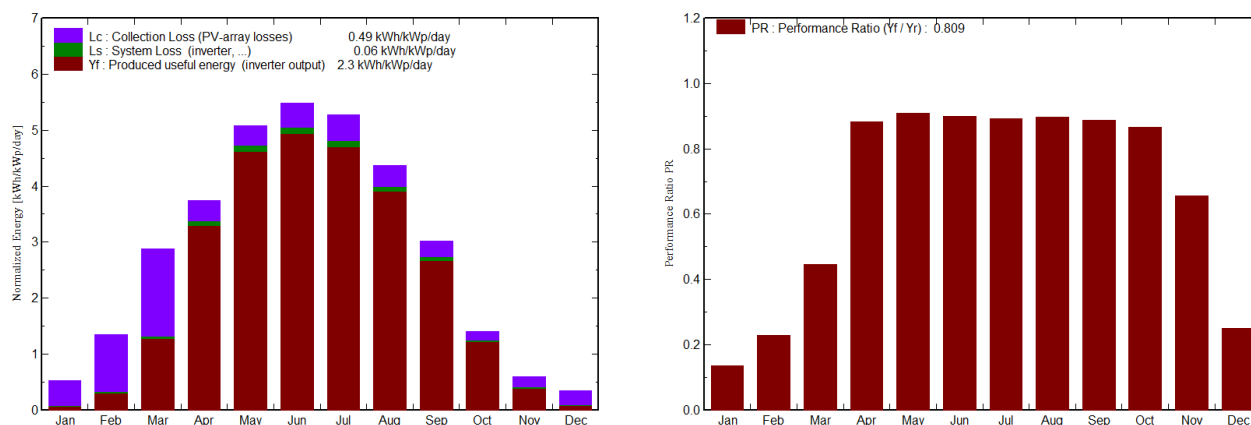


### 4.2.3 Detaljar frå el-produksjon

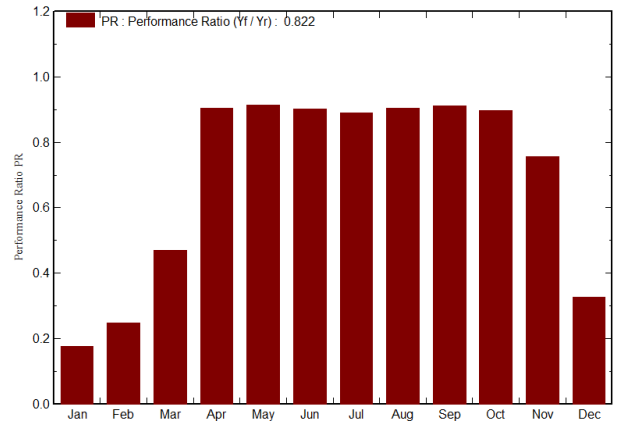
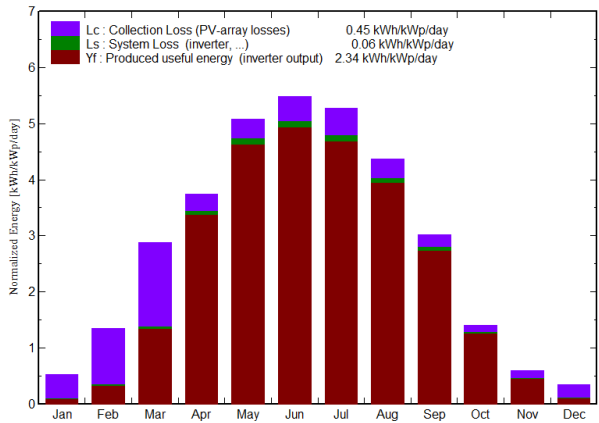
Figur 21, Figur 22, Figur 23 og Figur 24 inneheldt histogram frå PV-syst sin automatisk genererte rapport.

Til høgre kan ein sjå ytingsfaktorane for kvar månad. Det er lite som skil mellom dei ulike systema då dei låge verdiane for vintermånadane i hovudsak skuldast tildekking av snø. Den høgaste ytingsfaktoren oppnår ein i mai. Det skuldast nok at temperaturen er høgare seinare på året og gjer at ytingsfaktoren søkk.

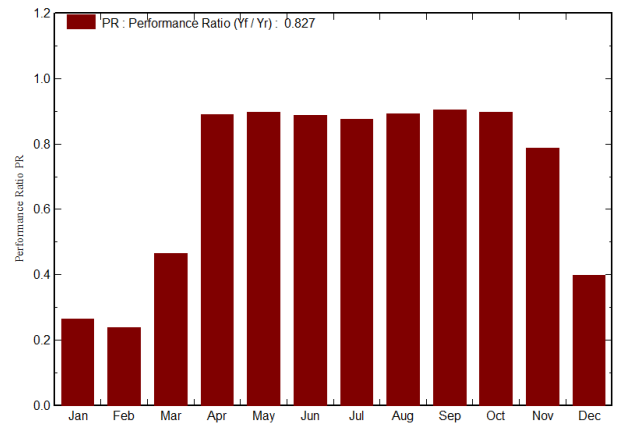
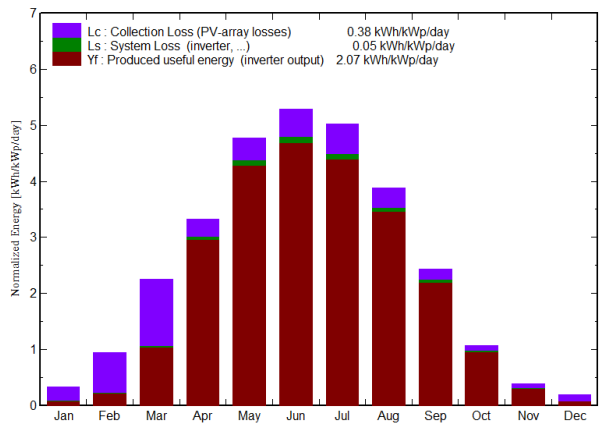
Histogramma til venstre viser månadleg produksjon som raude søyler, tap i vekselrettar og leidningar (grøn), og tap som oppstår før lyset treff treff solcellene (blå). Heller ikkje her ser det ut til å vera store skilnadar mellom systema. I mars oppstår det store tap før lyset treff solcellene. Dette skuldast at modulane er dekte med snø delar av tida.



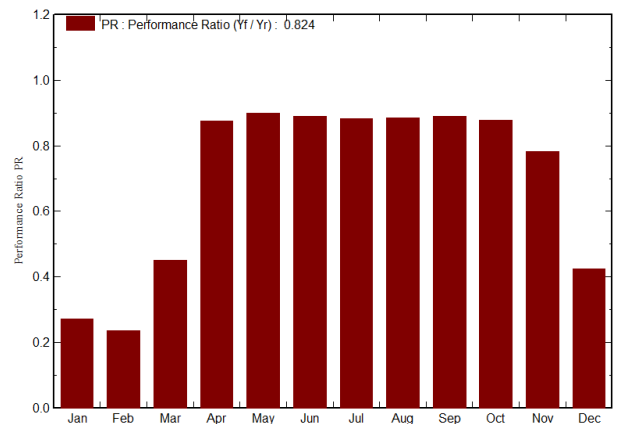
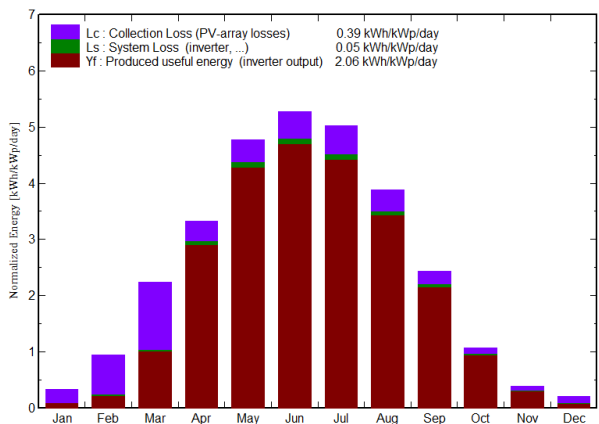
Figur 21: Data for system 2.7, frå PVsyst. Venstre: Månadleg levert energi frå vekselrettarar (raud), Tap i vekselrettar og leidningar (grøn), og andre tap (blå). Høgre: Månadlege ytingsfaktorar.



Figur 22: Data for system 2.9, frå PVsyst.. Venstre: Månadleg levert energi frå vekselrettarar (raud), Tap i vekselrettar og leidningar (grøn), og andre tap (blå). Høgre: Månadlege ytingsfaktorar.



Figur 23: Data for system 3.6, frå PVsyst. Venstre: Månadleg levert energi frå vekselrettarar (raud), Tap i vekselrettar og leidningar (grøn), og andre tap (blå). Høgre: Månadlege ytingsfaktorar.



Figur 24: Data for system 4.3, frå PVsyst. Venstre: Månadleg levert energi frå vekselrettarar (raud), Tap i vekselrettar og leidningar (grøn), og andre tap (blå). Høgre: Månadlege ytingsfaktorar.

Figur 25 viser gjennomsnittet av spesifikk produksjon per dag for kvar måned.

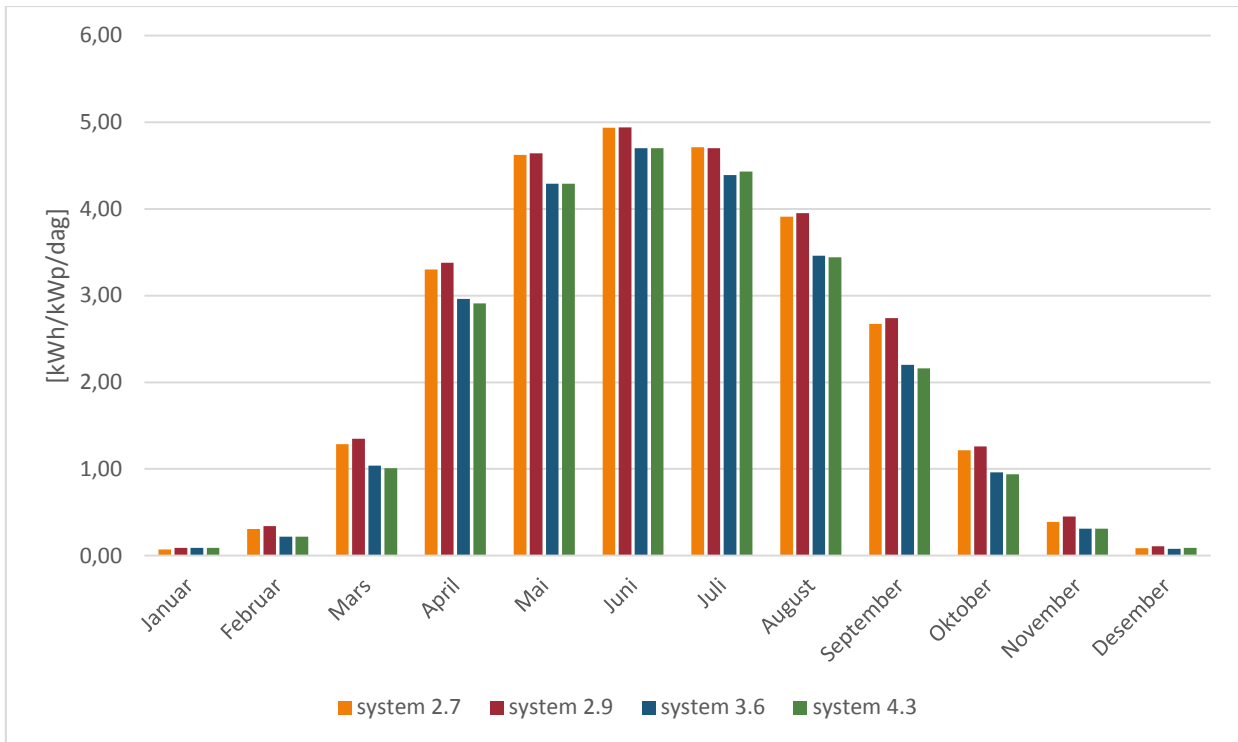
System 2.7 og 2.9 som begge har ein asimutvinkel på -40 grader og tilt på 20 grader kjem ganske likt ut, men REC-modulane viser seg å ha noko høgare spesifikk produksjon, men skilnadane er så små at dei neppe er signifikante.

System 3.6 og 4.3, med modular i motsette retningar, viser seg å yte nesten heilt likt når det gjeld spesifikk produksjon.

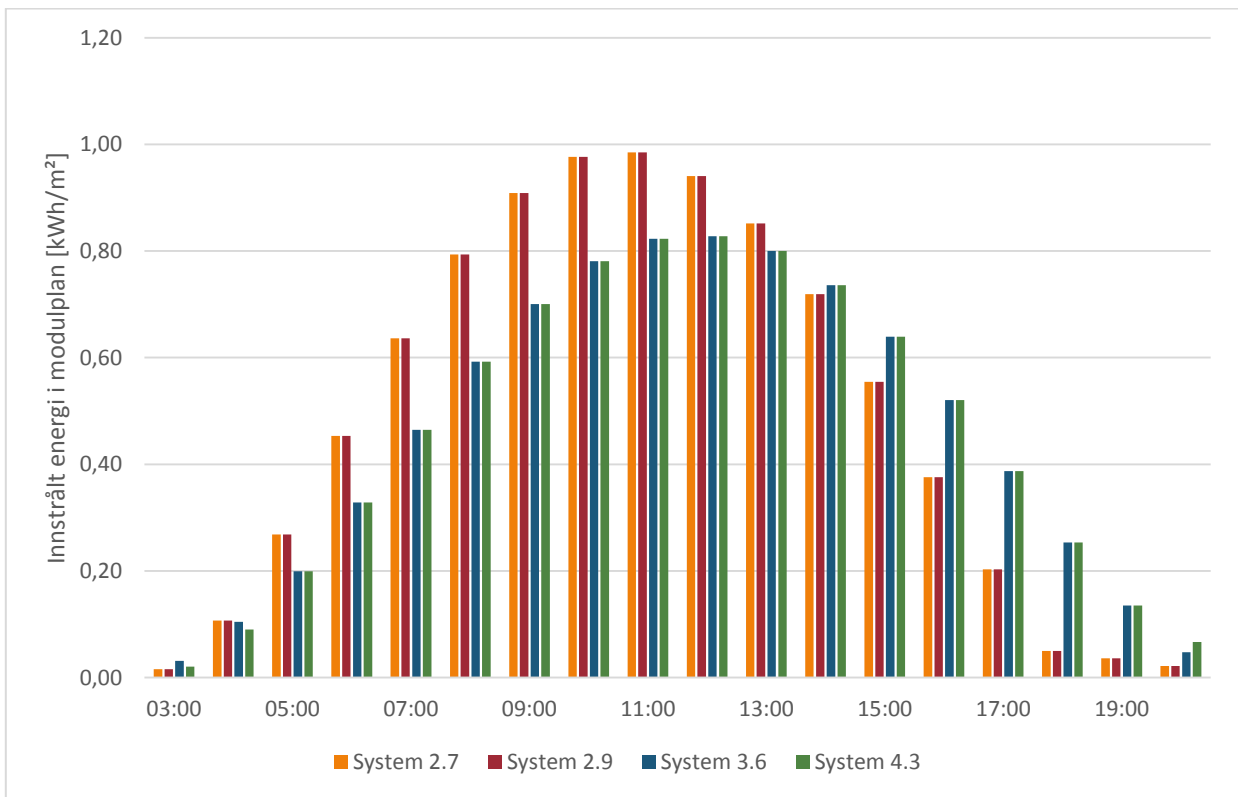
Generelt er fordelinga av produksjonen svært lik for alle desse fire systema når ein ser på månadsgjennomsnitt. Når ein ser på korleis energien fordeler seg utover dagen er det derimot større skilnadar.

Figur 26 viser kor mykje energi som treff modulane kvar time gjennom ein skyfri dag i juni. Her ser ein at system 2.7 og 2.9 har ein spissare klokkeform og at dei største nivåa inntreff mellom kl. 10 og 12. Dette er logisk sidan desse systema vender mot sør-aust.

System 3.6 og 4.3 får produksjonen jamnare fordelt utover dagen, og ein unngår difor å få ein like høg topp midt på dagen. Desse har ikkje den same forskyvinga mot føremiddagen, men når toppen mellom kl. 11 og 13.



Figur 25: Spesifikk produksjon i kilowattimar per installert effekt per dag.



Figur 26: Innstrålt energi i modulplanet per time, dato: 10. juni.

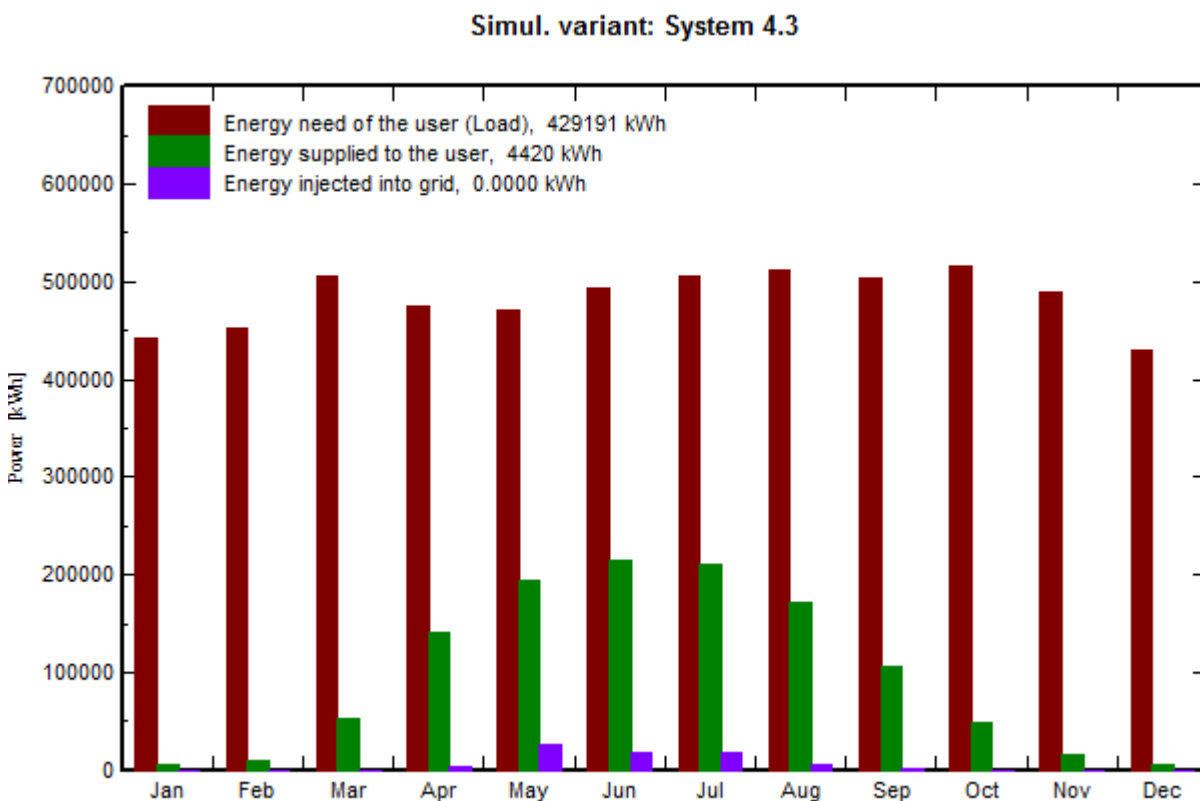
#### 4.2.4 Samanlikning av energiproduksjon og lokalt behov.

Tabell 23 viser kor mykje dei ulike systema vil produsere, kor mykje av produksjonen som vil kunna nyttast lokalt, kor mykje som må leverast til det elektriske nettet og kor stor sjølvforsyningsgrad ein vil få.

Tabell 23: Fordeling av produsert elektrisitet.

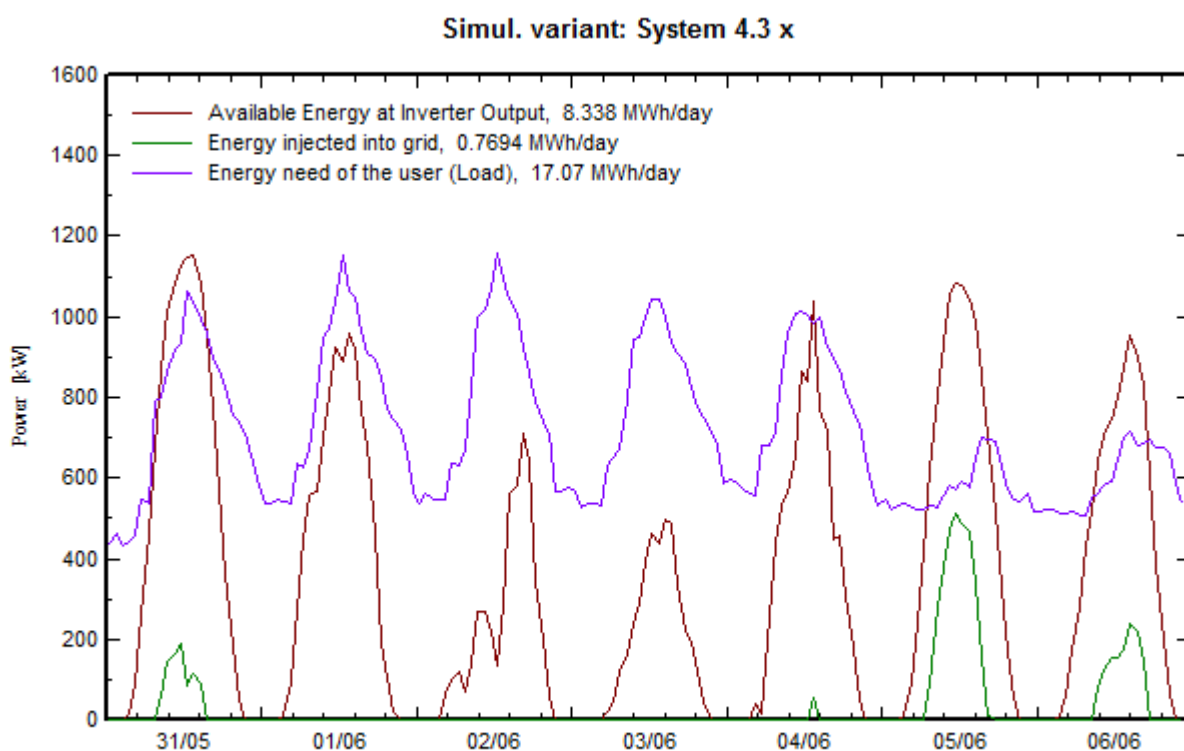
System nr.	2.7	2.9	3.6	4.3
El-produksjon [MWh/år]	696	533	942	1245
Leverert til bygg [MWh/år]	691,4	533	928,4	1172,6
Leverert til nettet [MWh/år]	4,6	0	13,6	72,4
Grad av sjølvforsyning [%]	12,0	9,2	16,0	20,2

System 4.3 er det einaste som er stort nok til at det leverer noko særleg energi ut på nettet. Figur 27 viser månadleg energibehov, kor mykje av dette PV-anlegget dekkjer, og kor mykje som vert levert ut på nettet.



Figur 27: Lokalt energibehov (raud), energi levert lokalt (grøn) og energi levert til nettet (blå).

Figur 28 viser berekna effektkurver for lokal last, levert effekt frå PV-anlegget, og kor mykje av denne effekten som vert levert ut på nettet. På kvardagar er effektbehovet lokalt stort nok til å sluke nesten heile produksjonen frå PV-anlegget, men i helgene må ein del av effekten leverast til nettet.



Figur 28: Berekna effektkurver for PV-anlegg (raud), lokal last (blå) og innmating på nettet (grøn), første veka i juni. Frå PVsyst.

## 5 DRØFTING

---

### 5.1 PRODUKSJON

Resultata viser at det i all hovudsak er kor mykje elektrisitet systemet produserer på eit år som er avgjerande for kor mykje som må leverast ut på nettet. Orientering og vinkling på panela har i teorien noko å seie for korleis effektkurvene ser ut, men i praksis er det andre faktorar som dominerer og gjer at dette får lite eller omtrent ikkje noko å seie for kor mykje energi som må leverast til nettet. Likevel kan ein sjå av Figur 26 i avsnitt 4.2.3 at dei systema som har modular i to retningar har noko jamnare fordeling av produksjonen utover dagen. Av to system med like stor installert effekt ville desse difor vore betre val dersom ein tok sikte på å levere minst mogleg til nettet.

Dei systema som produserer over 1 GWh i året, noko som berre gjeld dei med Sunpower-modular i to retningar, er dei einaste som leverer betydelege mengder energi til nettet. Heller ikkje her er det snakk om meir enn 5-6 % av den totale produksjonen, men dersom det er stor skilnad mellom innkjøpspris for straum (inkluderer nettleige) og salspris ein får når ein leverer, kan dette har innverknad på lønsamheita av prosjektet. Det ser difor ut til at det ikkje vil løne seg med anlegg som er særleg større enn dei største som er simulert i denne oppgåva.

REC-modulane viser seg å gi høgare spesifikk produksjon enn Sunpower-modulane og dermed får systema med REC-modular noko høgare ytingsfaktor. Dette ser ut til å skuldast at REC-modulane har mindre reduksjon i verknadsgraden ved låg innstråling, men det må presiserast at det er svært små skilnadar.

### 5.2 ORIENTERING OG VINKLING

Viss alle modulane skal orienterast i same retning viser simuleringane at det er betre å la modulane vende mot sør-aust med asimut på -40 grader enn mot sør-vest med 50 grader. Dette til trass for at det ligg ein skog sør-aust for bygningane. Sjølv om denne skogen kan kaste skuggar på anlegget vinterstid viser det seg at det ikkje går særleg ut over årsproduksjonen då det uansett er låg innstråling i perioden dette kan skje.

Viss ein vel å installere modulane i to ulike retningar er det omtrent ikkje skilnad på om modulrekjene går på langs eller på tvers av bygningane. Det enklaste med tanke på montering er sannsynlegvis å velje orientering 4, slik at dei går på langs av bygningane.

Når ein skal velje mellom å ha modular i ein eller to retningar vil det vera naturleg å gjere dette ut frå kor stor produksjon ein ønskjer. Viss ein kan oppnå den produksjonen ein ønskjer med REC-modular og å la alle modulane peike i éin retning, som i system 2.9, er dette den billegaste løysinga. Dersom ein vil ha ein større anlegg bør ein vurdere system 3.6 med REC-modular i to retningar. System 2.9 er det få grunnar til å velje, då dette gir lågare produksjon til høgare energikostnad enn system 3.6. Høgast produksjon får ein av system 4.3, med Sunpower-modular i to retningar, men dette er òg den dyraste løysinga.

Når det gjeld vinkel i forhold til horisontalplanet gir 20 grader høgast produksjon for orientering 1 og 2, mens det for orientering 3 og 4 er 10 graders vinkel som er best. Ein annan fordel med små vinklar er at det kan sjå finare ut, og at vinden får mindre tak. Moglege ulemper er at snø kan bli liggande lenger, og at regnet ikkje får vaska modulane like godt.

### **5.3 VAL AV KOMPONENTAR**

Modulprisen for dei monokrystallinske Sunpower-modulane er om lag dobbelt så høg som for dei multikrystallinske REC-modulane. Likevel skil det ikkje meir enn om lag 30 øre per kilowatttime i energikostnad å velje dei meir effektive Sunpower-modulane saman med SMA-vekselrettarar framfor REC-modular med vekselrettarar frå Samil Power. Skilnaden er på om lag 25 prosent. Dette skuldast først og fremst at BoS-kostnadane er høge i Noreg grunna liten marknad og høge løningar. Modulprisen utgjer såleis ein mindre del av totalprisen for eit PV-anlegg enn i land som til dømes Tyskland og USA.

I dei økonomiske analysane er det ikkje teke med nokon restverdi av anlegga. Det vil seie at heile verdien er nedskrive over 25 år. Dersom anlegga fortsatt kan produsere etter denne tida vil energikostnaden i praksis bli lågare. Sidan Sunpower og SMA er rekna som produsentar med høgare kvalitet på produkta enn REC og Samil Power er sjansen stor for at dei vil ha lengre levetid. Skilnaden i energikostnad mellom dei to alternativa vert då mindre.

Sjølv med litt lengre forventet levetid på Sunpower- og SMA-komponentane ser det ut til at dette alternativet blir noko dyrare enn å velje komponentar frå REC og Samil Power. Dersom ein



likevel skal velje Sunpower/SMA-komponentar må det vere eit anna motiv, til dømes eit krav eller ønskje om høgast mogleg produksjon, eller ei forventning om at høgare kvalitet gir betydeleg lengre levetid og lågare driftskostnader.

## **5.4 USIKKERHEITER**

Det er usikkert kor stort areal som vert tilgjengeleg for PV-anlegget. Viss arealet viser seg å bli anten mindre eller større enn 10 000 kvadratmeter, som var utgangspunktet for berekningane i denne oppgåva, vil tala kunna skalerast ned eller opp proporsjonalt med skilnaden i areal. Dette gjeld dersom ein berre legg til eller trekk frå talet på strengar og vekslerettar slik at forholdet vert det same som før, og at ein ikkje tek i bruk areal med skugge frå dei andre bygga.

Val av meteorologisk datasett hadde mykje å seie for resultata ettersom det var stort sprik mellom dei ulike kjeldene. Datasettet som vart brukt i simuleringane vart vurdert som det med minst usikkerheit ettersom det stamma frå den meteorologiske målestasjonen til NMBU, berre 1,2 kilometer frå tomte.

Dei økonomiske analysane er òg usikre grunna liten konkurranse i Noreg. Komponentprisane er det som er mest påliteleg i analysane ettersom dei er henta frå europeiske grossistar. Difor er kostnadane som er berekna egna til å samanlikne dei ulike systema. Dersom konkurransen vert større er det sannsynleg at prisane på montering søkk noko. Samstundes er nok komponentprisane det er rekna med i denne oppgåva litt låge, då det ikkje er rekna med nokon avanse til norsk leverandør. Generelt ligg energikostnadane som er berekna her på nivå med blant andre Multiconsult sine berekningar i rapporten Kostnadsstudie Solkraft i Norge [16].

## 6 KONKLUSJON

---

Det er stor variasjon i tala for innstråling når ein ser på dei ulike kjeldene. Den kjelda som vart vurdert som mest påliteleg er den meteorologiske stasjonen til NMBU, FAGKLIM, som ligg 1,2 kilometer frå staden PV-anlegget skal installerast. Difor vart berre registrerte data frå denne stasjonen brukt som grunnlag for simuleringane i PVsyst.

Simuleringane viste at ved å nytte 10 000 kvadratmeter av taket til eit PV-anlegg kan ein med den billegaste løysinga produsere om lag 0,5 MWh årleg til ein kostnad på 1,19 kroner per kilowattime.

Dersom ein ønskjer større produksjon kan ein la annankvar rekkje vende i motsett retning og på den måten doble solcellearealet på det same takarealet. Ein kan då produsere 0,9 MWh årleg til 1,33 kroner per kilowattime. Viss ein vel monokrystallinske solceller frå Sunpower kan ein kome opp i ein produksjon på 1,2 MWh per år, til 1,63 kroner per kilowattime.

Grunna liten marknad med dårleg prisinformasjon er kostnadsberekningane noko usikre, men dei burde fungere greitt for å samanlikne dei alternative vala av komponentar og systemkonfigurasjonar.

Det er vist at produksjonen fell godt saman med lokalt effektbehov og at eit PV-anlegg i størrelse opp til om lag 1 GWh i årsproduksjon kan forsyne dei komande veterinærbygga med om lag 20 % av den elektriske energien dei treng. Med prisane me har i dagens marknad blir kostnaden for denne energien ein del høgare enn om ein kjøper straum frå nettet. Når bygga står ferdig om fem år kan mykje ha skjedd med prisar på PV-anlegg og krav til energiforsyning i bygg, og det er difor ikkje utenkjeleg at det då kan bli ei lønsam investering.

## 7 KJELDER

---

1. The European parliament and the council of the European union. (2010). *Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings*.
2. Statsbygg. *Samlokalisering på Campus Ås*. Tilgjengelig fra: <http://www.statsbygg.no/Byggeprosjekter/Samløkalisering-pa-Campus-As/> (lest 16.4.2014).
3. E-post frå Halvor Molander-Ott , Teknisk prosjektleder ,Byggherreavdelingen, Statsbygg. (10.4.2014).
4. Jacob, D. (1999). *Introduction to Atmospheric Chemistry*: Princeton University Press.
5. Chen, C. J. (2011). *Physics of solar energy*. Hoboken, N.J.: John Wiley & Sons. xxvi, 326 p., 16 p. of plates s.
6. Sandia National Laboratories. *Albedo*. Tilgjengelig fra: <http://pvpmc.org/modeling-steps/incident-irradiance/plane-of-array-poa-irradiance/calculating-poa-irradiance/poa-ground-reflected/albedo/> (lest 2.4.2014).
7. Olsen, E. (2013). *Føreløsingar i faget FYS376-Solenergi*. Upublisert manuskript.
8. Honsberg, C. & Bowden, S. *PVEducation*. Tilgjengelig fra: <http://pveducation.org/pvcdrom/pn-junction/introduction> (lest 12.3.2014).
9. Green, M. A. (1982). *Solar cells : operating principles, technology, and system applications*. Prentice-Hall series in solid state physical electronics. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall. xiv, 274 p. s.
10. Fraunhofer ISE. (2013). *Photovoltaics Report: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE*.
11. Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W. & Dunlop, E. D. (2014). Solar cell efficiency tables (version 43). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 22 (1): 1-9.
12. UiO. (2014). *Silisium, en leder blant halvledere*. Tilgjengelig fra: <http://www.mn.uio.no/kjemi/tjenester/kunnskap/periodesystemet/vis.php?e=Si&kat=1> (lest 5.4.2014).
13. SNL. *Silisium*. Store norske leksikon.
14. Filtvedt, W. O., Javidi, M., Holt, A., Melaaen, M. C., Marstein, E., Tathgar, H. & Ramachandran, P. A. (2010). Development of fluidized bed reactors for silicon production. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94 (12): 1980-1995.
15. Markvart, T. (1994). *Solar electricity*: Wiley.
16. Multiconsult. (2013). *Kostnadsstudie Solkraft i Norge*.
17. Universitet i Geneve. *PVsyst 6 Help*.
18. Yates, T. & Hibberd, B. (2012). Levelized Cost of Energy. *SolarProfessional* (5.3).
19. Branker, K., Pathak, M. J. M. & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (9): 4470-4482.
20. Thue-Hansen, V. & Grimenes, A. A. *Meteorologiske data for Ås, UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP 1995-2013*.
21. PVGIS Database Help. *PVGIS radiation databases* (Tilgjengelig fra: [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/databasehelp\\_en.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/databasehelp_en.html) (lest 15.4.2014).
22. Langseth, T. *Personleg kontakt via e-post*. (30.04.2014).
23. NPD Solarbuzz. (2013). *Marketbuzz®*.
24. PVtech. (2013). *SunPower lifts lid on new record 21.5% efficient X-Series solar modules*. Tilgjengelig fra: [http://www.pv-tech.org/news/sunpower\\_lifts\\_lid\\_on\\_new\\_record\\_21.5\\_efficient\\_x\\_series\\_solar\\_modules](http://www.pv-tech.org/news/sunpower_lifts_lid_on_new_record_21.5_efficient_x_series_solar_modules) (lest 12.4.2014).

25. Posten. *Prisliste CarryOn Business Pallet*. Tilgjengelig fra:  
<http://www.posten.no/forside/attachment/176776?true&ts=138d7b53b58> (lest 24.04.2013).
  26. Statens Kartverk. *Norgeskart, verktøy for generering av høydeprofiler*.
  27. PHOTON. (2008). Power loss from crystalline module degradation causes a big headache for the industry. *PHOTON*.
-



Noregs miljø- og  
biovitenskaplege  
universitet

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
67 23 00 00  
[www.nmbu.no](http://www.nmbu.no)