

Analyse og Feilsøking av et Eldre BIPV Anlegg

Reparasjon av Solveggen på Gløshaugen,
NTNU

Marius Norheim

Master i energibruk og energiplanlegging

Innlevert: mars 2015

Hovedveileder: Ole-Morten Midtgård, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Forord

Denne masteroppgaven har gått ut på å forstå og finne feilen ved et nett-tilknyttet BIPV anlegg plassert på Gløshaugen, NTNU. Dette anlegget ble for ett og et halvt år til to siden bygd om til en ny konfigurasjon, og har etter dette vist store problemer med å produsere energi. Det er også utsatt for mye skygge, så en del av oppgaven går ut på å forstå hvordan dette påvirker solcelleanlegget. Oppgavens innhold er utarbeidet i samarbeid med min veileder ved NTNU, professor Ole-Morten Midtgård og personen som har ansvar for anlegget, professor Lars Einar Norum.

Oppgaven utgjør avslutningen av det to-årige Masterstudiet Energibruk og Energiplanlegging, Energiforsyning ved Norges tekniske-naturvitenskaplige universitet (NTNU) og teller 30 studiepoeng.

Jeg vil gi en stor takk til avdelingsingeniørene ved Institutt for elkraftteknikk Aksel Andreas Reitan Hanssen for uvurderlig hjelp med målingene som er utført på anlegget, samt avdelingsingeniør ved Institutt for elkraftteknikk Bård Almås for informasjon om anlegget. Professor Lars Einar Norum ved Institutt for elkraftteknikk har hjulpet meg å forstå hvordan anlegget er konfigurert i dag, i forhold til hvordan det opprinnelig var.

Min medstudent og felles solcelleentusiast, Eirik Oksavik Lockertsen og stipendiat ved institutt for elkraftteknikk Iromi Ranaweera må ha en stor takk for hjelpen med målingene på anlegget, samt diskusjoner rundt resultatene.

Jeg vil også takke Kjetil Boysen fra Eltek, som hjalp meg med teknisk informasjon rundt de installerte vekselretterne i anlegget. Det var med hans hjelp jeg kunne med sikkerhet konstatere hva som var feil med anlegget.

Mest av alt vil jeg takke min veileder ved NTNU, professor Ole-Morten Midtgård, for uvurderlig hjelp gjennom hele oppgaven.

Marius Norheim

Trondheim, 3. mars 2015

Sammendrag

Denne oppgaven ser på Solveggen på Gløshaugen, NTNU. Dette er et nett-tilknyttet BIPV anlegg i form av en dobbeltfasade som ble installert rundt årtusenskiftet. Anlegget ble installert for å undersøke dypere hvordan en kunne forbedre en eldre bygnings lufttetthet for å redusere kostnadene til oppvarming og i tillegg hjelpe til med å dekke deler av byggets elektriske behov. Etter en omkobling av anlegget i 2012/2013, der nye vekselrettere ble installert, sluttet det å operere slik det originalt skulle gjort. Anlegget produserte mye mindre energi enn hva det skulle, og produksjonen kunne uventet opphøre på begynnelsen av fine dager i sommerhalvåret. Denne oppgaven vil hovedsakelig fokusere på å identifisere feilen som oppstod ved anlegget og komme med forslag på hvordan det kan fikses. Anlegget i sin helhet vil også bli beskrevet ut ifra hvordan det er oppbygd, hvordan det fungerer og hvordan det skulle fungert.

For å få en bedre forståelse på hvordan et nett-tilknyttet solcelleanlegg opererer og fungerer har monokrystallinske solcellers oppbygging og elektriske karakteristikk blitt undersøkt. Det har også blitt sett på hvordan et nett-tilknyttet solcelleanlegg generelt er bygd opp for bedre å kunne foreta en feilsøking på det gjeldende anlegget. Ettersom anlegget er utsatt for mye skygge har dette fenomenets påvirkning på solcelleanlegg blitt undersøkt i et eget kapittel. Gjennom simuleringer i LTspice har påvirkningen blitt testet og verifisert.

Etter en grundig visuell gjennomgang, som ikke ga noen brukbare resultater, ble det foretatt IV-kurve målinger på hver av anleggets hoveddeler og to individuelle strenger som var tilgjengelig med IV-kurve måleren. Det ble først forsøkt å innhente IV-kurvene ved hjelp av én testkrets, men etter flere forsøk ble det ikke prestert å få noen brukbare resultater. Ettersom fakultetet nå hadde kjøpt inn en toppmoderne IV-kurve måler, ble det forsøkt videre å innhente gode resultater ved hjelp av denne. Dette var en PVPM 1000cx, som kan innhente IV-kurver, MPP, solcelleanleggets motstander, solinnstrålingen, temperaturen på cellene og andre parametere. Ved hjelp av dette apparatet ble anleggets strøm og spenningskarakteristikk funnet for måletidspunktene i november.

Resultatene fra det nye apparatet viste tydelig at solcelledelen av anlegget fortsatt fungerte, men det ble oppdaget en alvorlig designfeil med de nyinstallerte vekselretterne. Arbeidsområdet til vekselretternes MPPT var alt for høyt i forhold til anleggets spenningskarakteristikk, og ligger på området mellom 230- til 480Vdc. Ettersom anleggets åpne kretsspennning ble målt til å ligge på 230- til 240Vdc på vinteren vil aldri MPPT la anlegget operere på det maksimale effektpunktet som var betydelig lavere for hver anleggsdel. Vekselretterne vil også slutte å levere strøm når den åpne kretsspenningen faller under 225- til 227Vdc, noe som kan skje i dette anlegget når celledemperaturen stiger over et vist nivå. Dette forklarer dermed hvorfor produksjonen plutselig kunne opphøre på formiddagen i sommerhalvåret. Simuleringsmodellen i LTspice ble også benyttet til å undersøke de målte IV-kurvene med tanke på produksjon og de gitte skyggesituasjonene som var tilstede på anlegget når målingene ble tatt.

Abstract

This thesis looks at the Sunwall at Gløshaugen, NTNU. This is a grid connected BIPV plant that is designed as a double façade, and was installed around the beginning of the millennium. The plant was installed to examine in depth how to improve older buildings airtightness to minimize the cost of heating and at the same time produce power for the buildings electrical needs. After the plant was recoupled in 2012/2013, where new inverters were installed, it stopped operating as it should. The plant produced much less energy, and the production could suddenly halt in the beginning of the day during the summer season. This thesis will focus on identifying the fault that occurred and present different suggestions on how to repair it. The plant will be described based on how it is constructed, how it works and how it should have worked.

To get a better understanding on how a grid connected solar plant should operate and work, the structure and electrical characteristics of monocrystalline solar cells has been examined. The general structure of grid connected solar plants has also been looked into, to be better suited to finding the potential faults with the plant. Since the plant has a severe problem with shading situations, this phenomenon has been examined in its own chapter. Through simulations in LTspice, the influence of shading has been tested and verified.

After a thorough visual study of the plant, that did not yield any usable results, IV-curve measurements were carried out on each of the plants four mains parts and two of its individual strings. To get these measurements it was first used a test circuit, but after many trials it did not yield any usable results. Since the faculty by this time had purchased a modern IV-curve measurement machine, the measurements on the plant were done again. This was a PVPM 1000cx, that can get IV-characteristics, MPP, the solar plants resistance, the irradiance, the temperature of the cells and other parameters. With the help of this machine, the plants current and voltage characteristics was found in November.

The results from these measurements proved that the solar part of the plant still worked, but it was discovered a major design fault with the newly installed inverters. The working area of the inverters MPPT's was way too high compared to the voltage characteristics of the plant, and lies from 230- to 480Vdc. Since the open circuit voltage was measured at between 230- to 240Vdc during the winter the MPPT would never let the plant operate at the MPP, which was considerably lower than this for each part of the plant. The inverters also stops delivering power to the grid when the open circuit voltage from the plant drops below 225- to 227Vdc, something that may occur when the cell temperature goes above a specific level. This explained why the production from the plant suddenly could stop at the beginning of the day during the summer season. The simulation model in LTspice has also been used to examine the measured IV-curves with the thought on production and the specific shading situations that occurred on the plant while the measurements were taken.

Innholdsfortegnelse

| | |
|--|--------------|
| FORORD | S.I |
| SAMMENDRAG | S.III |
| ABSTRACT | S.V |
| FIGURER OG TABELLER | S.X |
| FORKORTELSER | S.XV |
| 1.0 INNLEDNING | S.1 |
| 1.1 MOTIVASJON | S.1 |
| 1.2 OPPGAVEN | S.2 |
| 1.3 TILKNYTNING TIL ANDRE PROSJEKTER | S.2 |
| 2.0 TEORI | S.3 |
| 2.1 SOLCELLE TEKNOLOGIENS OPPRINNELSE | S.3 |
| 2.2 DAGENS SOLCELLETEKNOLOGIER | S.3 |
| 2.2.1 KRYSTALLINSKE SOLCELLER | S.5 |
| 2.2.1.1 PRODUKSJON AV KRYSTALLINSKE SOLCELLEMODULER | S.5 |
| 2.2.1.2 POLY- OG MONOKRYSTALLINSKE | S.7 |
| 2.3 SOLCELLENS ELEKTRISKE EGENSKAPER | S.9 |
| 2.3.1 DEN FOTOELEKTRISKE EFFEKTEN | S.10 |
| 2.3.2 KORTSLUTNINGSSTRØM OG ÅPEN KRETSSPENNING | S.11 |
| 2.3.3 DET MAKSIMALE EFFEKT PUNKTET OG IV-KURVEN | S.14 |
| 2.3.4 FYLL FAKTOREN | S.16 |
| 2.3.5 STC OG NOCT | S.17 |
| 2.3.6 SOLINNSTRÅLING | S.18 |
| 2.3.7 VIRKNINGSGRAD | S.20 |
| 2.3.8 PERFORMANCE RATIO | S.21 |
| 2.3.9 VARIASJON I TEMPERATUR OG SOLINNSTRÅLING | S.22 |
| 2.4 NETT-TILKNYTTET SOLCELLESYSTEM | S.25 |

| | | |
|----------------|--|-------------|
| 2.4.1 | SOLCELLEANLEGGETS UTSEENDE OG STØRRELSE | S.26 |
| 2.4.2 | KABLER OG KOBLINGSBOKSER | S.29 |
| 2.4.3 | BESKYTTELSE SYSTEMER | S.30 |
| 2.4.4 | VEKSELRETTERE | S.33 |
| 2.4.4.1 | SENTRALE-VEKSELRETTERE | S.34 |
| 2.4.4.2 | STRENG-VEKSELRETTERE | S.34 |
| 2.4.4.3 | MULTISTRENG-VEKSELRETTERE | S.35 |
| 2.4.4.4 | MODUL-VEKSELRETTERE | S.35 |
| 2.4.4.5 | VALG AV VEKSELRETTER I SYSTEMET | S.36 |
| 2.4.5 | DC-DC OMFORMER I SOLCELLESYSTEMER | S.37 |
| 2.4.6 | MPPT | S.38 |
| 2.4.7 | MISFORHOLDS TAP | S.42 |
| 3.0 | SKYGGELEGGING | S.43 |
| 3.1 | SKYGGEPÅVIRKNING AV ET SOLCELLEANLEGG | S.43 |
| 3.1.1 | SKYGGE PÅ EN SOLCELLEMODUL | S.44 |
| 3.1.2 | BYPASS- OG STRENGDIODER | S.46 |
| 3.1.3 | SKYGGELEGGING AV SERIE- OG PARALLELLKOBLEDE SOLCELLEMODULER | S.48 |
| 3.2 | MÅLING AV SOLINNSTRÅLING | S.49 |
| 3.3 | SKYFORSTERKELSE AV SOLINNSTRÅLINGEN | S.50 |
| 4.0 | BIPV – EN KORT INTRODUKSJON | S.51 |
| 4.1 | SOLVEGGEN PÅ GLØSHAUGEN, NTNU | S.52 |
| 4.1.1 | SOLCELLEVEGGENS OPPRINNELSE | S.52 |
| 4.1.2 | KONSEPTET | S.54 |
| 4.1.3 | TERMISK ENERGIFORTJENESTE | S.55 |
| 4.2 | SOLINNSTRÅLING VED ANLEGGET | S.57 |
| 4.3 | SYSTEMBESKRIVELSE | S.58 |
| 4.3.1 | SOLCELLEMODULENE | S.58 |
| 4.3.2 | DET OPPRINNELIGE SYSTEMET | S.61 |

| | | |
|----------------|---|--------------|
| 4.3.3 | DAGENS SYSTEM | S.62 |
| 4.4 | ENERGIPRODUKSJON VED ANLEGGET | S.65 |
| 4.4.1 | PRODUKSJON FOR HVER AV ANLEGGSDELENE | S.68 |
| 4.5 | MÅLING OG SIMULERING AV ANLEGGET | S.70 |
| 4.5.1 | METODE | S.70 |
| 4.5.2 | VISUELL GJENNOMGANG | S.70 |
| 4.5.3 | IV-KURVE MÅLINGER | S.71 |
| 4.5.4 | TERMO-KAMERA | S.74 |
| 4.5.5 | SIMULERING I LTSPICE | S.75 |
| 4.4.5.1 | SIMULERING AV SKYGGEPÅVIRKNING PÅ SERIE- OG PARALLELLKOBLING | S.76 |
| 5.0 | RESULTATER OG DISKUSJON | S.79 |
| 5.1 | IDENTIFISERING AV FEILEN | S.79 |
| 5.2 | TAP I ANLEGGET | S.85 |
| 5.2.1 | SKYGGE PÅ ANLEGGET | S.85 |
| 5.2.3 | DEGRADASJON | S.87 |
| 5.3 | ANLEGGETS ÅPNE KRETSSPENNINGEN | S.89 |
| 5.4 | SIMULERING AV ANLEGGET | S.91 |
| 5.5 | FORSLAG TIL REPARASJON | S.96 |
| 5.5.1 | DAGENS VEKSELRETTERE | S.96 |
| 5.5.2 | FORSLAGENE | S.98 |
| 6.0 | PROBLEMER MED DAGENS KONFIGURASJON | S.101 |
| 6.1 | KONKLUSJON | S.102 |
| 6.1 | VIDERE ARBEID | S.103 |
| | KILDER | S.104 |
| | KILDER FOR FIGURER OG TABELLER | S.106 |
| | VEDLEGG A- KART OVER GLØSHAUGEN MED SOLCELLEANLEGGETS LOKASJON | S.108 |
| | VEDLEGG B – SOLINNSTRÅLINGSDATA FOR TRONDHEIM | S.109 |
| | VEDLEGG C – ANLEGGETS OPPKOBLING | S.110 |

| | |
|--|---------------------|
| <u>VEDLEGG D – DATABLADER TIL VEKSELRETTERNE</u> | <u>S.113</u> |
| <u>VEDLEGG E – DESIGNSKISSE AV MODULENE</u> | <u>S.117</u> |
| <u>VEDLEGG F – SKYGGEBEVEGELSE OVER ANLEGGET 18.11.2014</u> | <u>S.118</u> |
| <u>VEDLEGG G – E-POST KORRESPONDANSE MED ELTEK</u> | <u>S.122</u> |
| <u>VEDLEGG H – TAP I ET SOLCELLESYSTEM</u> | <u>S.124</u> |
| <u>VEDLEGG I – UTREGNINGER OG FORKLARINGER</u> | <u>S.125</u> |

Figurer og tabeller

| | |
|---|----------------------|
| FIGUR 1. OVERSIKT OVER SOLCELLETEKNOLOGIER | S.3 |
| FIGUR 2. PRODUKSJONSOVERSIKT FOR SOLCELLEMODULER I 2014 | S.4 |
| FIGUR 3. PRISUTVIKLING FOR SOLCELLETEKNOLOGIER | S.4 |
| FIGUR 4. UTVIKLINGEN AV VIRKNINGSGRADEN I LABORATORIEFORHOLD TIL SOLCELLETEKNOLOGIER | S.5 |
| FIGUR 5. PRODUKSJON AV MONO- OG POLYKRSTALLINSKE MODULER | S.6 |
| FIGUR 6. OPPBYGGINGEN TIL EN STANDARD SOLCELLEMODUL | S.7 |
| FIGUR 7. POLY-(VENSTRE) OG MONOKRSTALLINSKE(HØYRE) | S.8 |
| FIGUR 8. TYPISK STRØM OG SPENNINGSKARAKTERISTIKK FOR DIODE, UBELYST SOLCELLE OG BELYST SOLCELLE | S.9 |
| FIGUR 9. EKVIVALENT KRETS TIL EN SOLCELLE | S.9 |
| FIGUR 10. DOPET N- OG P-TYPE SILISIAM | S.10 |
| FIGUR 11. OPPBYGGINGEN AV ET SOLCELLEPANEL | S.10 |
| FIGUR 12. KARAKTERISTISKE KURVER AV EN SOLCELLE SOM ER BELYST | S.11 |
| FIGUR 13. SAMMENHENG MELLOM SOLINNSTRÅLING, ISC OG VOC | S.13 |
| FIGUR 14. IV-KURVE MED MPP, ISC, VOC, IMPP OG VMPP | S.14 |
| FIGUR 15. SAMMENHENG MELLOM IV- OG PV-KURVENE | S.14 |
| FIGUR 16. UTREGNING AV FYLL FAKTOREN TIL EN SOLCELLE | S.16 |
| FIGUR 17. FORKLARER BEGREPET LUFTMASSE(AM) | S.17 |
| FIGUR 18. SOLENS GANG PÅ ÅRSBASIS I TRONDHEIM | S.18 |
| FIGUR 19. FORSKJELLIGE SOLCELLETEKNOLOGIERS SENSITIVITET I FORHOLD TIL LYSSPEKTERET VED AM1.5 | S.19 |
| FIGUR 20. INNSTRÅLING PÅ EN HORIZONTAL FLATE FOR NORGE I JANUAR OG JULI OG VERDEN | S.19 |
| FIGUR 21. TEORETISK VIRKNINGSGRAD FOR SOLCELLETEKNOLOGIER MED ÉN P-N OVERGANG | S.20 |
| FIGUR 22. IV-KURVE MED VARIERENDE SOLINNSTRÅLING FOR EN MODUL AV TYPE SOLARWORLD SW-165 | S.22 |
| FIGUR 23. IV-KURVE MED VARIERENDE MODULTEMPERATUR FOR EN MODUL AV TYPE SOLARWORLD SW-165 | S.22 |
| FIGUR 24. UTVIKLING OG FRAMTIDIG UTVIKLING FOR MODUL- OG SYSTEMPRISER | S.25 |
| FIGUR 25. HOVEDKOMPONENTENE I ET NETT TILKNYTTET SOLCELLESYSTEM | S.26 |
| FIGUR 26. MENGDE AREAL FORSKJELLIGE TEKNOLOGIER KREVER FOR Å PRODUSERE 1kWp | S.26 |
| FIGUR 27. ORIENTERING TIL EN MODUL OG SOLENS BANE PÅ ENKELTE DAGER PÅ DEN NORDLIGE HALVKULE | S.27 |
| FIGUR 28. RESULTATET AV Å SERIEKOBLE SOLCELLEMODULER | S.28 |
| FIGUR 29. RESULTATET AV Å PARALLELL KOBLE SOLCELLEMODULER | S.28 |
| FIGUR 30. EKSEMPEL PÅ SOLCELLE-SYSTEM KABLER | S.29 |

| | |
|---|-------------|
| FIGUR 31. SOLCELLESYSTEM MED FLERE STRENGER, INKLUDERT STRENG DIODER OG SIKRINGER | S.31 |
| FIGUR 32. STRENGSIKRING FOR ANLEGGET PÅ GLØSHAUGEN | S.31 |
| FIGUR 33. FORSKJELLIGE VEKSELRETTEROPPLEGG FOR SOLCELLECYSTEMER | S.33 |
| FIGUR 34. OPPBYGGING TIL EN SOLCELLEVEKSELRETTER MED FLERE AV FUNKSJONENE I LISTEN OVER | S.34 |
| FIGUR 35. MULTISTRENG VEKSELRETTER | S.35 |
| FIGUR 36. EKSEMPEL PÅ BRUK AV EN DC-DC OMFORMER I ET SOLCELLESYSTEM | S.37 |
| FIGUR 37. EFFEKT-OPTIMERERE I ET SOLCELLESYSTEM | S.38 |
| FIGUR 38. FREMGANGSMÅTEN TIL MAKSIMAL EFFEKT PUNKT SØKING | S.39 |
| FIGUR 39. ALGORITMEN TIL FORSTYRR OG OBSERVER METODEN I FORM AV ET FLYTDIAGRAM | S.39 |
| FIGUR 40. ARBEIDSSOMRÅDET TIL EN MPPT SATT INN I EN IV- OG PV-KURVE | S.41 |
| FIGUR 41. DEN MAKSIMALE EFFEKT PUNKTSØKERENS ARBEIDSSOMRÅDE UTENFOR IV-KURVEN | S.42 |
| FIGUR 42. SKYGGELAGGING PÅ ET SOLCELLEANLEGG MED VERTIKALE OG HORIZONTALTAL MODULER | S.43 |
| FIGUR 43. SOLCELLEMODUL MED N ANTALL CELLER I SOLEN OG SOLCELLEMODUL MED ÉN SKYGGELAGT CELLE | S.44 |
| FIGUR 44. IV-KURVE FOR EN SOLCELLEMODUL UNDER FORSKJELLIGE SKYGGESITUASJONER | S.45 |
| FIGUR 45. INFRARØDT BILDE AV HOTSPOT-DANNELSE PÅ EN SOLCELLEMODUL | S.45 |
| FIGUR 46. SOLCELLEMODUL MED TRE BYPASSDIODER OG DENS IV-KURVE NÅR EN CELLE ER SKYGGEDEKKET | S.46 |
| FIGUR 47. SOLCELLESTRENGER MED OG UTEN STRENGDIODER UNDER EN SKYGGESITUASJON | S.47 |
| FIGUR 48. SKYGGEPÅVIRKNING PÅ ÉN SERIEKOBLET STRENG OG DEN RESULTERTE IV-KURVEN | S.48 |
| FIGUR 49. SKYGGEPÅVIRKNING PÅ TO SERIEKOBLEDE STRENGER SOM ER PARALLELLKOBLET | S.48 |
| FIGUR 50. PYRANOMETER | S.49 |
| FIGUR 51. FOTOELEKTRISK SENSOR | S.50 |
| FIGUR 52. SOLINNSTRÅLINGSKURVE FOR EN DELVIS OVERSKYET DAG OG EN SKYFRI DAG I SØR-NORGE | S.50 |
| FIGUR 53. SOLCELLEMODULER INTEGRERT I VINDUER OG FASADE PÅ BYGG | S.51 |
| FIGUR 54. GJENNOMSNITTLIG PRIS FOR INSTALLERTE SOLCELLEANLEGG PÅ NYE HJEM I USA | S.52 |
| FIGUR 55 VISER O.S. BRAGSTADS Plass 2 FØR BYGGINGEN AV FASADEN | S.53 |
| FIGUR 56 VISER O.S. BRAGSTADS Plass 2 ETTER BYGGINGEN AV FASADE | S.53 |
| FIGUR 57. VISER EN DETALJSSKISSE AV FASADEN | S.54 |
| FIGUR 58. VISER VENTILASJONSVINDUENE ØVERST OG NEDERST I FASADEN | S.55 |
| FIGUR 59. VISER TEMPERATURFORSKJELLEN MELLOM HULROMMET OG OMGIVELSENE OVER ET ÅR | S.56 |
| FIGUR 60. VISER RESULTATET AV SPØRREUNDERSØKELSEN FØR OG ETTER OPPFØRINGEN AV FASADEN | S.57 |
| FIGUR 61. BILDE AV EN MODUL MED 60 CELLER | S.58 |

| | |
|---|-------------|
| FIGUR 62. BILDE AV EN MODUL MED 90 CELLER | S.59 |
| FIGUR 63. ORIGINAL OPPKOBLING AV ANLEGGET | S.61 |
| FIGUR 64. ORIGINAL OPPKOBLING AV VEKSELRETTERSYSTEMET | S.62 |
| FIGUR 65. 1/4 AV SOLVEGGEN | S.63 |
| FIGUR 66. EN AV KOBLINGSBOKSENE TIL STRENGENE | S.63 |
| FIGUR 67. KOMBINASJONSBOKSEN OG THEIA HE-T 2.0 VEKSELRETTER | S.64 |
| FIGUR 68. DATA FRA SOLVEGGEN 23.6.2001 | S.66 |
| FIGUR 69. ENERGI PRODUKSJON EVER TO PERIODER | S.67 |
| FIGUR 70. PRODUKSJONSKURVE FOR 29.8.2014 | S.67 |
| FIGUR 71. PRODUKSJONSKURVE FOR 1.9.2014 | S.67 |
| FIGUR 72. PRODUKSJONSKURVE FOR 11.2.2015 | S.68 |
| FIGUR 73. PRODUKSJONSKURVE FOR 12.2.2015 | S.68 |
| FIGUR 74. PRODUKSJON FRA BAA I 2014 | S.69 |
| FIGUR 75. PRODUKSJON FRA BAB I 2014 | S.69 |
| FIGUR 76. PRODUKSJON FRA BAC I 2014 | S.69 |
| FIGUR 77. PRODUKSJON FRA BAD I 2014 | S.69 |
| FIGUR 78. TESTKRETS | S.71 |
| FIGUR 79. MÅLING PÅ EN STRENG MED SOL | S.71 |
| FIGUR 80. MULTIMETERE I TESTKRETSEN MED STRØM OG SPENNING | S.72 |
| FIGUR 81. PVPM 1000CX | S.73 |
| FIGUR 82. MÅLINGER I KOBLINGSROMMET OG PÅ INDIVIDUELL STRENG | S.73 |
| FIGUR 83. OPPVARMEDE SOLCELLER | S.74 |
| FIGUR 84. TERMO- OG VANLIG BILDE FRA FORSIDEN AV FASADEN | S.74 |
| FIGUR 85. TERMO- OG VANLIG BILDE FRA BAKSIDEN AV EN MODUL | S.75 |
| FIGUR 86. LTSPICE MODELL AV EN SOLCELLE, IV-KURVE OG PV-KURVE | S.75 |
| FIGUR 87. LTSPICE MODELL AV ANLEGGETS 60 CELLERS MODUL MED TRE BYPASSDIODER | S.76 |
| FIGUR 88. SERIEKOBLEDE MODULER, DER DEN RØDE FIRKANTEN VISER OMRÅDET SOM ER DEKKET AV SKYGGE | S.76 |
| FIGUR 89. IV- OG PV-KURVE FOR DE SERIEKOBLEDE MODULENE MED SKYGGE | S.77 |
| FIGUR 90. PARALLELLKOBLEDE MODULER, DER DEN RØDE FIRKANTEN VISER OMRÅDET SOM ER DEKKET AV SKYGGE | S.77 |
| FIGUR 91. IV- OG PV-KURVE FOR DE PARALLELLKOBLEDE MODULENE MED SKYGGE | S.78 |
| FIGUR 92. SKYGGE PÅ ANLEGGET NÅR IV-KURVENE UNDER BLE MÅLT | S.79 |

| | |
|--|-------------|
| FIGUR 93. MÅLT SOLINNSTRÅLING RETT ETTER IV-KURVE MÅLINGENE I KOBLINGSROMMET | S.79 |
| FIGUR 94. MÅLT SOLINNSTRÅLING RETT ETTER IV-KURVE MÅLINGENE I KOBLINGSROMMET | S.80 |
| FIGUR 95. IV-KURVE FOR BAA MED SOL 17.11.14 | S.80 |
| FIGUR 96. IV-KURVE FOR BAB MED SOL 17.11.14 | S.81 |
| FIGUR 97. IV-KURVE FOR BAC MED SOL 17.11.14 | S.81 |
| FIGUR 98. IV-KURVE FOR BAD MED SOL 17.11.14 | S.82 |
| FIGUR 99. VEGETASJONEN FORAN DAGENS ANLEGG | S.85 |
| FIGUR 100. SOLENS BANE FOR DET SIMULERTE ANLEGGET PÅ GLØSHAUGEN GJENNOM ÅRET MED INDIKERT SKYGGETAP | S.86 |
| FIGUR 101. MISFARGING AV CELLENE OG SKITT PÅ MODULENE | S.88 |
| FIGUR 102. DETALJERTE BILDER AV DEGRADASJONEN PÅ TO AV CELLENE | S.88 |
| FIGUR 103. DE TO STRENGENE DET BLE MÅLT PÅ. UTHEVET MED RØD FIRKANT | S.91 |
| FIGUR 104. IV-KURVE MÅLING AV DEN ØVERSTE MÅLTE STRENGEN MED TILHØRENDE PV-KURVE | S.91 |
| FIGUR 105. SIMULERINGSMODELL AV DEN ØVERSTE STRENGEN DET BLE MÅLT PÅ I BILDET OVER | S.92 |
| FIGUR 106. RESULTATET AV SIMULERINGEN FOR DEN SKYGGEDEKKEDE STRENGEN | S.92 |
| FIGUR 107. SIMULERINGSMODELL AV BAB FRA KAPITTEL 5.1 | S.94 |
| FIGUR 108. RESULTATET AV SIMULERINGEN FOR BAB MED SKYGGE | S.94 |
| FIGUR 109. SIMULERINGSRESULTAT AV EN ANLEGGSEDEL UNDER STC-FORHOLD | S.95 |
| FIGUR 110. BILDE FRA OVERVÅKNINGSMONITOREN I ELEKTROBYGGET | S.97 |
| FIGUR 111. FORSLAG ÉN DER MAN SERIEKOBLER I KOBLINGSBOKSEN | S.99 |
| FIGUR 112. FORSLAG TO DER MAN SERIEKOBLER STRENGER PÅ TVERS AV ANLEGGET | S.99 |

| | |
|---|------|
| TABELL 1: FASADENS MÅL OG AREAL | S.55 |
| TABELL 2 VISER METEOROLOGISKE DATA FRA SOLCELLEANLEGGETS LOKASJON | S.57 |
| TABELL 3 VISER REFLEKSJONSFAKTOREN TIL FORSKJELLIGE OBJEKTER | S.58 |
| TABELL 4 VISER MODULENES PARAMETERE SOM HAR BLITT MÅLT I EN SOLSIMULATOR UNDER STC-FORHOLD | S.59 |
| TABELL 5 VISER CELLENES INDIVIDUELLE PARAMETERE UT IFRA TABELL 4 | S.60 |
| TABELL 6 VISER STRENGENES ORIGINALE ELEKTRISKE DATA UNDER STC-FORHOLD | S.62 |
| TABELL 7 VISER HVER ANLEGGSDELS ORIGINALE ELEKTRISKE DATA UNDER STC-FORHOLD | S.63 |
| TABELL 8 VISER DE VIKTIGSTE PARAMETERNE TIL THEIA HE-T 2.0 | S.64 |
| TABELL 9 VISER RESULTATENE TIL SIMULERINGEN AV EN SKYGGEDEKKET STRENG. | S.77 |
| TABELL 10 VISER RESULTETENE TIL SIMULERINGEN AV TO PARALLELLKOBLEDE STRENGER | S.78 |
| TABELL 11 VISER DEGRADASJONS RATE TIL TO MONO- OG POLYKRSTALLINSKE MODULER | S.89 |
| TABELL 12 VISER STRENGENS PARAMETERE FRA MÅLINGEN | S.92 |
| TABELL 13 VISER STRENGENS PARAMETERE FRA SKYGGESIMULERINGEN | S.93 |
| TABELL 14 VISER SIMULERINGSRESULTATENE AV EN STRENG I ANLEGGET UNDER STC-FORHOLD | S.93 |
| TABELL 15 VISER RESULTATENE AV SIMULERINGEN TIL BAB | S.95 |
| TABELL 16 VISER SIMULERINGSRESULTATENE TIL EN ANLEGGSDEL UNDER STC-FORHOLD | S.96 |

Forkortelser

| | | |
|-------------|---|---|
| AC | - | Alternating Current/vekselstrøm |
| DC | - | Direct Current/Likestrøm |
| NOCT | - | Nominell Operating Cell Temperature |
| STC | - | Standard Test Conditions |
| AM | - | Air Mass |
| MPP | - | Maximum Power Point |
| MPPT | - | Maximum Power Point Tracker |
| PR | - | Performance Ratio |
| FF | - | Fill Factor |
| PV | - | Photovoltaic |
| kWp | - | Kilowatt peak |
| BIPV | - | Building integrated photovoltaic |
| NTNU | - | Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet |
| EVA | - | etylen vinyl acetat |
| Isc | - | Kortslutningsstrømmen |
| Voc | - | Den åpne kretsspenningen |
| Impp | - | Strømmen ved det maksimale effektpunktet |
| Vmpp | - | Spenningen ved det maksimale effektpunktet |
| Pmpp | - | Effekten ved det maksimale effektpunktet |

1.0 Innledning

1.1 Motivasjon

I dagens Norge kommer det meste av den produserte effekten fra fornybare energikilder, henholdsvis vannkraft. Dette er i seg selv ikke noe problem, men det finnes en rekke andre teknologier som kan benyttes for å drive med fornybar kraftproduksjon. Den fornybare energikilden som til dags dato er minst utnyttet i Norge i forhold til dens potensialet er solenergi, som tilsvarer en energimengde på flere tusen ganger jordens energibruk på årsbasis. En regner med at den totale installerte kapasiteten i Norge ligger på om lag 9000kWp, noe som kan økes betraktelig om en går inn for det. [7]

Historisk sett har en i Norge bare benyttet solceller til mindre anlegg som ikke er knyttet til nettet, der hytter, båter og kystverkets installasjoner står for de fleste av disse anleggene. Blant disse er det hytter som til nå har flest installasjonene, og det regnes med at antallet ligger på rundt 100 000 mindre anlegg. Selv om de fleste anleggene i Norge er svært små finnes det også et fåtall større anlegg, der solveggen på NTNU er et godt eksempel med sine 15kWp installert effekt. [7]

I de senere årene har energikravene til nye bygninger blitt betydelig strengere. Dette kan føre til et økt bruk av solcelleteknologier i bygninger, noe som kan hjelpe solceller inn i det norske markedet i en større grad. Ettersom at solcelleanlegg tradisjonelt sett har blitt installert på allerede eksisterende bygg, har det ikke vært fokus på det estetiske utseendet til anleggene. Dette kan være en av årsakene til at slike anlegg ikke har blitt benyttet i større skala. Ved å integrere modulene i et bygg(BIPV), blir dette problemet løst, og selve anlegget blir en integrert del av bygget. Det er i dag flere produsenter som leverer slike installasjoner, både i form av krystallinske- og tynnfilm teknologier.[7]

I denne oppgaven vil det nevnte BIPV-anlegget på NTNU bli undersøkt. De senere årene har produksjonen av energi falt til en brøkdel av hva den opprinnelig var. Det er derfor svært interessant å finne ut hva årsaken til dette produksjonsfallet er med tanke på videre utbygging av solenergi i Norge. Oppgaven vil også gjennomgå teoretiske aspekter rundt den krystallinske solcelleteknologien, samt oppbyggingen av nett-tilknyttede anlegg og hvilke degraderende effekter som gjør seg gjeldende på dette anlegget.

1.2 Oppgaven

Denne oppgaven vil fokusere på å forstå seg på anlegget og dermed kunne identifisere feilen som har oppstått. Anlegget vil dermed bli analysere, karakterisere og feilsøket ved hjelp av en grundig visuell gjennomgang og målinger av strøm og spenningskarakteristikken. Ettersom anlegget er utsatt for mye skygge vil dens effekt på solceller og anleggskonfigurasjoner bli undersøkt grundig gjennom et litteraturstudium og simuleringer i LTspice. Skyggesituasjonen på dette anlegget vil også bli undersøkt for å finne ut hvilken effekt den har på denne lokasjonen.

Om feilen i anlegget blir oppdaget tidnok til at det kan fikses før endt mastergrad vil energiproduksjonen til anlegget bli fulgt gjennom den resterende delen av oppgaven. Denne kan dermed settes opp mot anleggets forventede produksjon og tidligere målinger for å finne ut hvor godt anlegget fungerer etter 15 år.

For å forstå seg på anlegget vil oppbyggingen av nett-tilknyttede solcelleanlegg bli undersøkt generelt, før installasjonen på Gløshaugen bli beskrevet og gjennomgått. Solcellene, modulene og strengene vil bli grundig studert, med en detaljert beskrivelse, sammenligninger mot målte IV-kurver og eventuell degradering som har oppstått. Dagens anleggskonfigurasjon av modulene vil bli satt opp mot hvilke problemer skygge kan føre til.

Oppgaven vil også inkludere forslag til hvordan anlegget kan fikses ut ifra hvilke alternativer som eventuelt passer best i dette tilfellet.

1.3 Tilknytning til andre prosjekter

I denne oppgaven vil en liten del av fordypningsprosjektet bli gjenbrukt [8]. Dette utgjør ikke mye i rapporten, der et par delkapitler i kapittel to har blitt kopiert over og redigert for å få en helhetlig tekst.

Et annet fordypningsprosjekt skrevet av Jørgen Wanvik[6] vil blir benyttet som referanse når skyggetapene i anlegget blir undersøkt. I dette prosjektet er PVsyst blitt brukt for å simulere et lignende anlegg med samme skyggeforhold, og gir dermed en god indikasjon på hvilke tap anlegget på NTNU har i virkeligheten fra skygge.

2.0 Teori

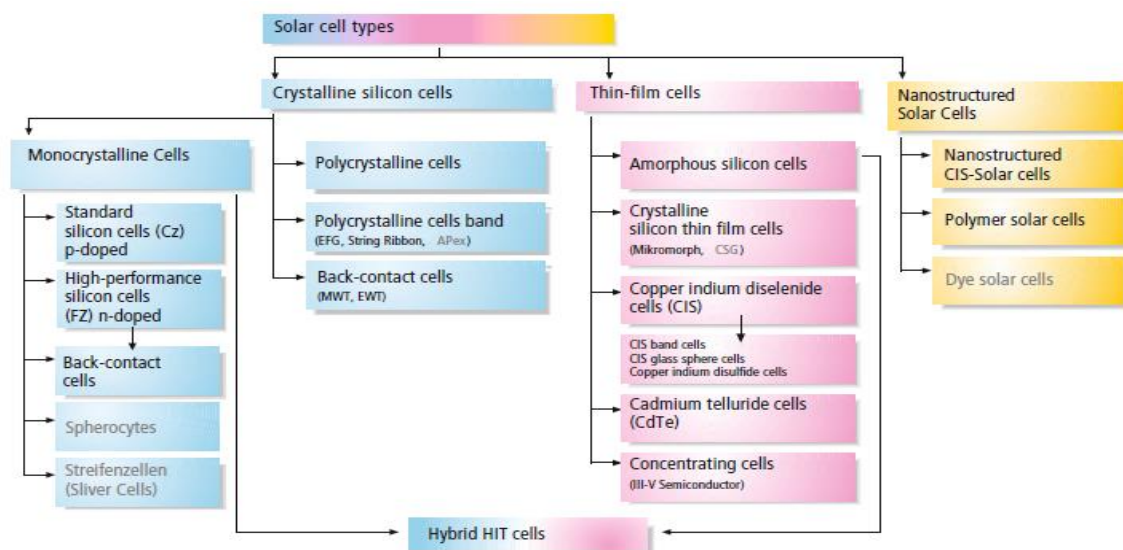
2.1 Solcelle teknologiens opprinnelse

Solcelleteknologien er basert på den fotoelektriske effekten som først ble observert av fysikeren Edmund Becquerel i 1839. Den gang fantes det derimot ingen praktiske applikasjoner for dette fenomenet, og det var heller ikke forstått hvordan det fungerte. Forklaringen på dette spesielle fenomenet ble ikke gitt før på begynnelsen av 1900-tallet. I 1904 publiserte Albert Einstein en avhandling som inneholdt forklaringen på den fotoelektriske effekten, noe som var en av grunnene til at han ble tildelt Nobelprisen i fysikk i 1921. Selv om fenomenet nå var forstått tok det allikevel 50 år før den første praktiske solcellen ble introdusert.

Den første moderne solcellen ble utviklet hos Bell laboratoriet i 1954 av Daryl Chapin, Calvin Souther Fuller og Gerald Pearson, og hadde en virkningsgrad på 6 %. På grunn av ekstremt høye produksjonskostnader for de tidlige solcellene var det få felt som benyttet seg av dem de første tiårene. Den eneste plassen de ble brukt var i romindustrien, der de forsynte satellitter med energi. Selv om utviklingen originalt gikk sakte for seg steg etter hvert virkningsgraden på cellene, og prisen begynte å synke. Under oljekrisen på 1970-tallet kom et økende press for utviklingen av alternative energikilder, noe som hjalp utviklingen av solceller til kommersielt bruk. Dette førte til at solceller ble benyttet andre steder enn i romindustrien, først til frittstående strømforsyning på alt fra kalkulatorer til hytter, og siden i anlegg på alle størrelser knyttet opp mot strømnettet. [2, S.1-3]

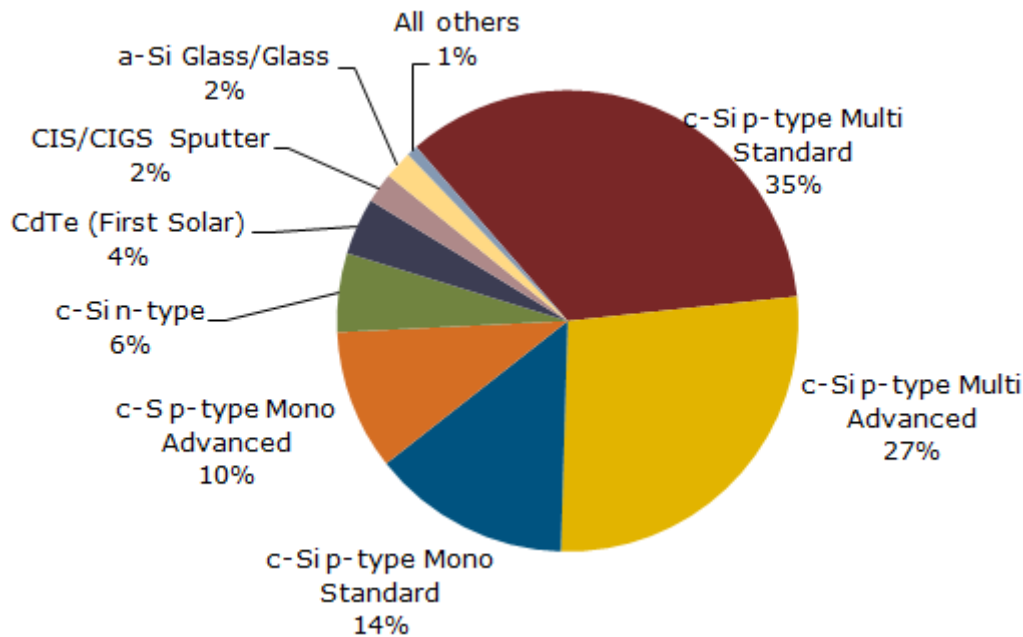
2.2 Dagens solcelleteknologier

Siden den første solcellen ble designet har det blitt utviklet en rekke forskjellige teknologier for kommersielt bruk som benytter et vidt spekter av materialer i cellene. Som en kan se på figuren under kan en i dag dele opp solceller i tre hovedgrupper, krystallinske-, tynn-film- og nanostrukturerte solceller. [2, S.30]



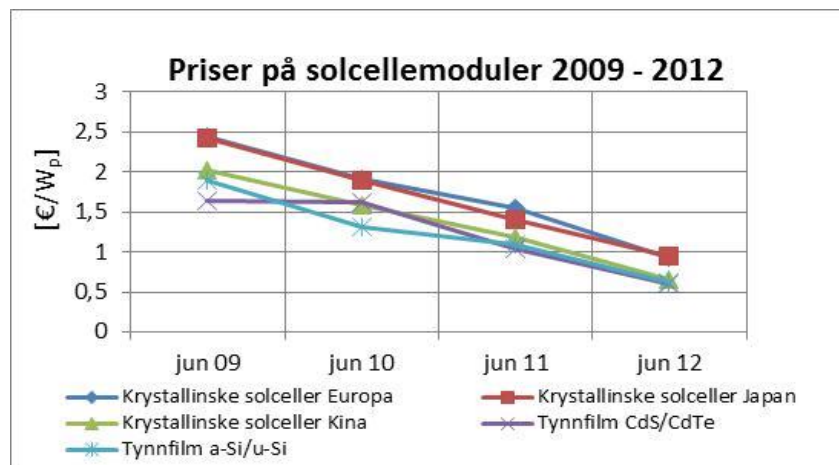
Figur 1. Oversikt over solcelleteknologier[2, S.30]

I dagens marked er det de krystallinske solcellene som er mest utbredt. Som en kan se i figuren under står de for om lag 90 % av alle solcellemodulene som blir produsert, noe som skyldes at de er en relativt utprøvd og sikker teknologi. Denne andelen av markedet forventes derimot å forandre seg noe i løpet av de neste årene ettersom utviklingen av tynn-film teknologiene er i sterk forbedring. Markedsandelen til de krystallinske solcellene kan dermed synke litt, men det ser fortsatt ut til at de skal beholde ledelsen ettersom Kinas produksjon av billige krystallinske moduler ikke ser ut til å opphøre. De nano-strukturerte solcellene har foreløpig ingen stor andel på markedet, dette skyldes at de enda er i utviklingsstadiet og ikke er tilgjengelig for kommersielt bruk. [2, S.30]



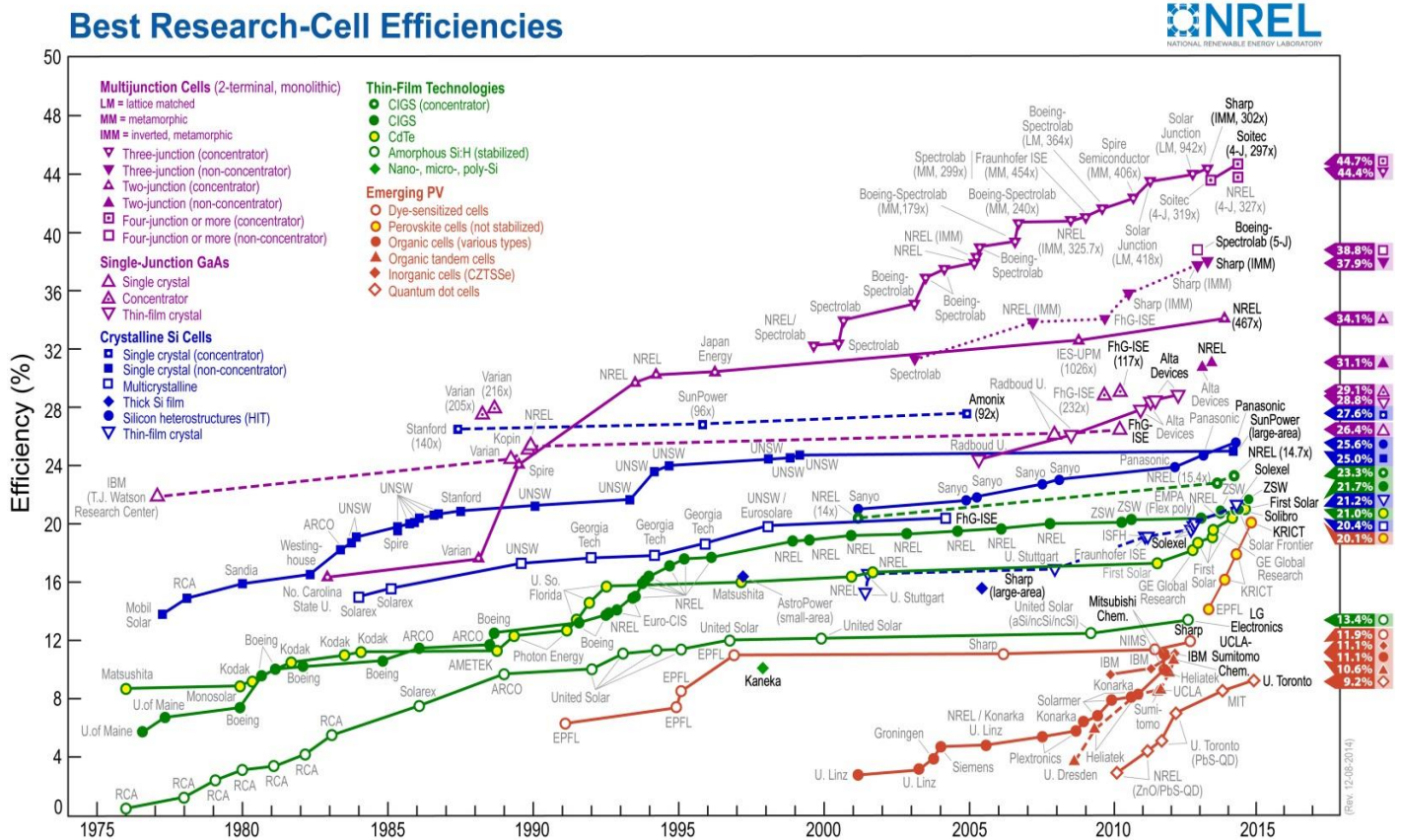
Figur 2. Produksjonsoversikt for solcellemoduler i 2014 [8]

Siden solceller først ble introdusert på markedet har prisen for moduler og solcelle systemer falt drastisk. Tar en Tyskland som et eksempel har prisen for nett-tilknyttede systemer falt med over 80 % siden slutten av 1980-tallet[2, S.5]. Denne trenden ser ikke ut til å forandre seg og prognoser viser at prisen vil fortsette å falle i framtiden[figur 24]. På figuren under kan en klart se at denne prognosen stemmer med prisutviklingen på solcellemoduler i Europa mellom 2009 og 2012.



Figur 3. Prisutvikling for solcelleteknologier[9]

Samtidig som prisene for de forskjellige solcelleteknologiene har fortsatt å falle har virkningsgraden hos dem økt drastisk. Figuren under viser tydelig at dette stemmer for alle solcelleteknologiene. For solcellemoduler på markedet er ikke virkningsgraden så god som vist på figuren under ettersom at den bare viser laboratorieceller, men den gir fortsatt en god indikasjon på utviklingen.



Figur 4. Utviklingen av virkningsgraden i laboratorieforhold til solcelleteknologier[10]

2.2.1 Krystallinske solceller

2.2.1.1 Produksjon av krystallinske solcellemoduler

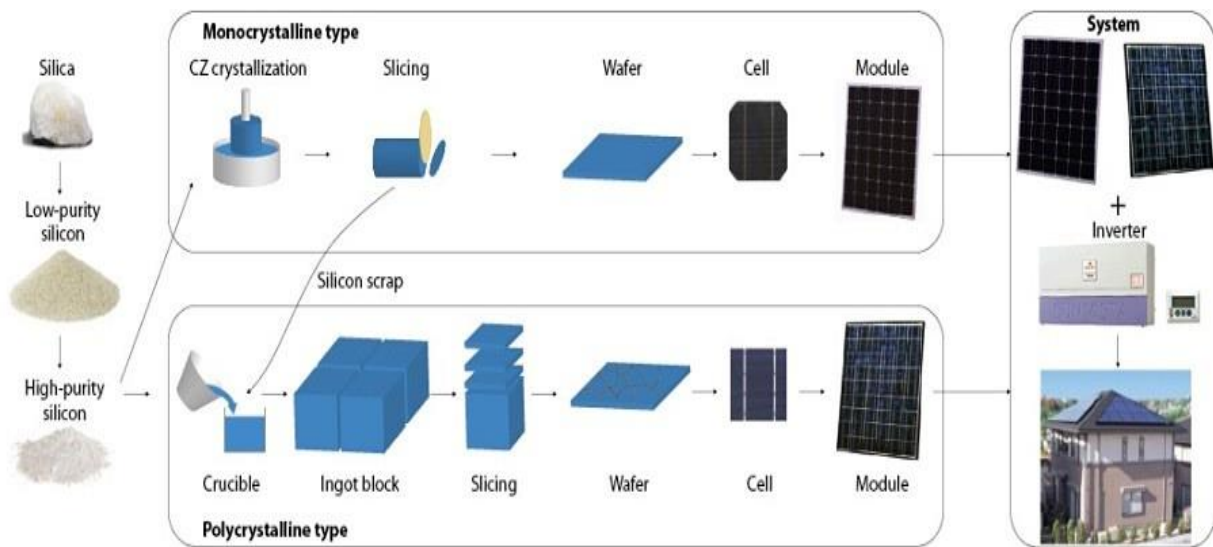
Krystallinske solceller er hovedsakelig bygd opp av Silisium og kan deles opp i to hovedgrupper; mono- og polykrystallinske. De monokrystallinske solcellene er bygd opp av en wafer bestående av en enkel krystall i et homogent krystall-gitter, mens de polykrystallinske cellene er bygd opp av en wafer bestående av en rekke krystaller avskilt av korngrenser.

For å benytte Silisium i produksjon av solceller kreves det at materialet er ekstremt rent. Denne typen Silisium blir kategorisert som solar grade Silisium, og blir hovedsakelig produsert ved hjelp av en metode kalt Siemensprosessen. For å foredle Silisium starter en med kvartssand(SiO₂). Denne blir sendt gjennom en metallurgisk og kjemisk prosess og ender opp som en væske i form av Hydrogen og Triklorsilan(Cl₃SiH₄). Denne væsken kan deretter bli destilert slik at den ønskelige renheten i materialet blir oppnådd. For å hente ut Silisiumet fra denne væsken blir den varmet opp til gassform(1000-1200 grader celsius) og sendt inn i en reaktor der Silisiumet fester seg til

høyforedelede silisiumstaver. Denne prosessen gir solar grade Silisium som kan bli brukt videre i produksjonsfasen.

Som en kan se på figuren under finnes det to måter å produsere krystallinske solcelle wafere på, rettet størkning og Czochralski metoden. Den første gir polykrystallinske wafere, mens den andre gir monokrystallinske wafere.

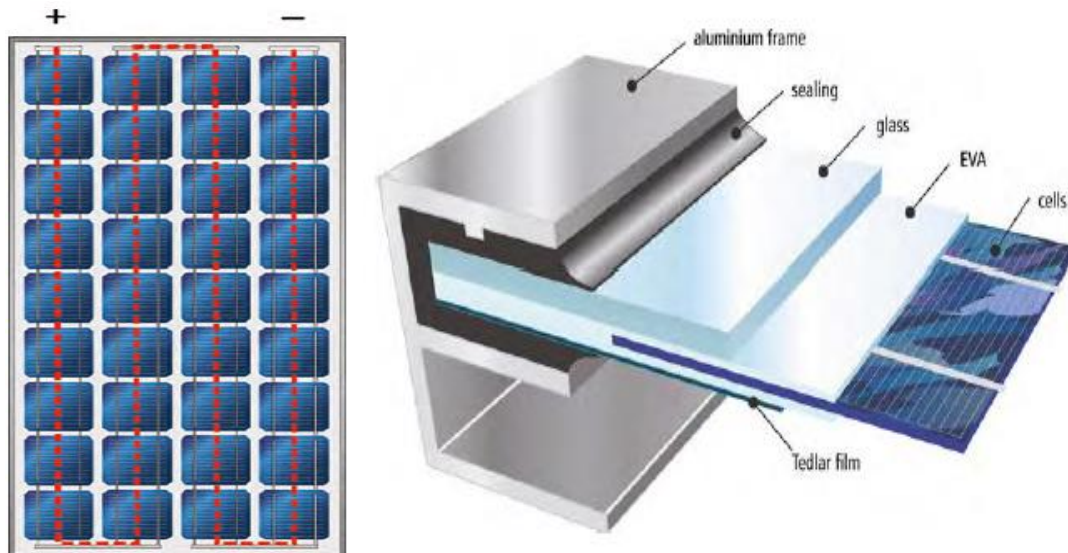
Rettet størkning benytter én form der smeltet silisium sakte blir kjølt ned fra bunnen av og oppover. Dette gjør at silisiumskrySTALLene kan gro individuelt, avdelt med korngrenser, og danne mønsteret som en finner hos de polykrystallinske cellene. Czochralski metoden benytter en roterende silisium krystall som sakte blir dratt opp av flytende Silisium, noe som gjør at waferen blir bestående av én enkel krystall. [2, S.30-32]



Figur 5. Produksjon av mono- og polykrystallinske moduler. [11]

Disse to produktene blir deretter delt opp i wafere som har en tykkelse på ca. 0,2-0,25mm. Etter oppkuttingen blir de rengjort og behandlet med syre for å fjerne rester fra oppdelingsprosessen og merker i overflaten. Deretter blir de dopet for å danne N-type og P-type Silisium, henholdsvis Fosfor for n-type og Bor for p-type. Dette skaper en p-n overgang inne i waferen (se 2.3 for forklaring).

Når waferene har blitt dopet og oppnådd de rette forutsetningene for å kunne produsere strøm blir de dekket av et antireflekerende lag på forsiden som skal føre til at minst mulig av sollyset blir reflektert fra overflaten deres. Etter dette er gjort blir strømlederne festet på begge sider av waferene, noe som krever at en varmer opp lederne som skal bli festet på forsiden. Dette må bli gjort for at lederne foran skal smelte gjennom det antireflekerende laget og få kontakt med silisiumet. Det siste steget for at waferene skal bli regnet som ferdigproduserte solceller er at kantene må syre behandles for å hindre at en kortslutning kan oppstå der.



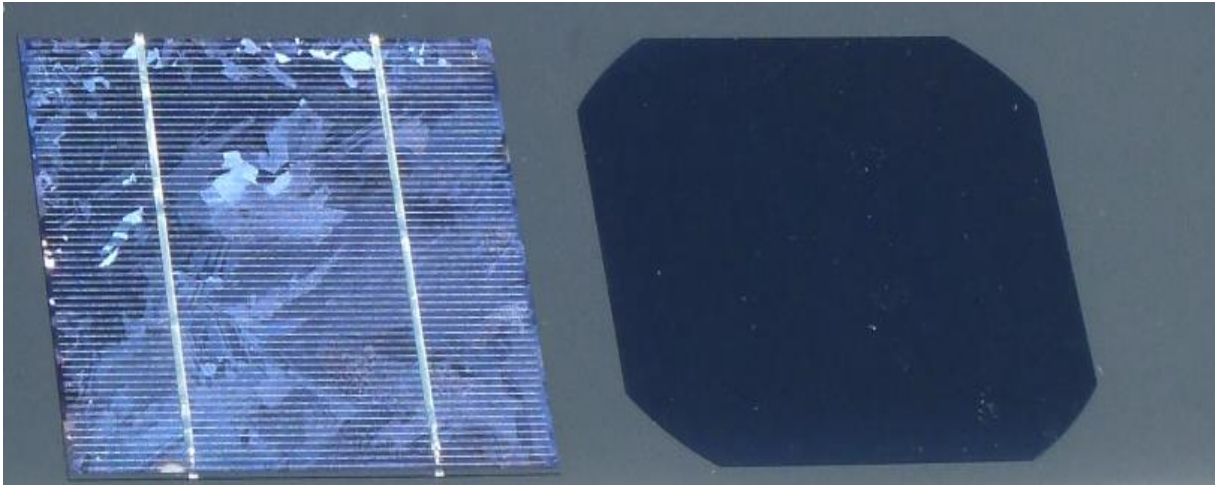
Figur 6. Oppbyggingen til en standard solcellemodul. [2 s.73 og 83]

Når solcellene er ferdigproduserte blir de satt sammen til moduler. Dette gjøres ved å seriekoble en rekke solceller slik en kan se på figuren over. Seriekoblingen er nødvendig for å øke spenningen i hver modul, der én enkel celle har en åpen kretsspennning på om lag 0,6V. De fleste standardmodulene har 36 til 72 celler som er seriekoblet, men det finnes også spesiallagde moduler med færre eller flere slik som noen av dem en finne på solcelleveggen på Gløshaugen. Etter at cellene er seriekoblet vil bypassdiodene bli påmontert før modulen blir innkapslet i EVA(etylen vinyl acetat). Dette er det mest anvendte materialet i dag, og blir brukt på mer enn 95 % av modulene. Dette materialet har flere funksjoner. Det hjelper med mekanisk støtte av cellene, fungerer som isolasjon rundt dem og beskytter dem fra uønsket stråling, fuktighet og temperaturstress. EVA kan bli skadet av UV stråling om det blir direkte belyst av solen, noe som blir løst ved å montere en glassplate på forsiden. Dette glasset er ekstremt gjennomsiktig og er spesialdesignet for å reflektere mest mulig UV-stråling, men så lite lys som mulig. Baksiden av en standard modul blir som regel dekket av en film som ikke slipper gjennom lys, men det finnes også mange andre materialer som er i bruk. Til slutt vil rammen, forseglingen og koblingsboksen bli påmontert. Rammen består som regel av aluminium og forseglingen består av silikon eller gummi. Koblingsboksen blir brukt til å koble modulene sammen eller koble dem til strømnettet i bygningen de er montert på. [2, S.73-84], [2, S.37-45]

2.2.1.2 Poly- og Monokrystallinske

Som nevnt over står krystallinske solceller for om lag 90 % av dagens marked. De kan bli delt inn i to hovedgrupper der det er de polykrystallinske som har den største markedsandelen på rett over 60 % [Figur 2]. Dette skyldes hovedsakelig at produksjonsprosessen krever mindre energi, og dermed fører til at den ferdige modulen er rimeligere enn hva den monokrystallinske er. Men selv om de polykrystallinske har den høyeste markedsandelen har de ikke den beste virkningsgraden av de to typene. For de kommersielle modellene ligger virkningsgraden hos de polykrystallinske solcellene på mellom 13- og 17 %, mens den ligger på 14- til 19 % hos de monokrystallinske. Denne forskjellen skyldes oppbyggingen av selve cellene. De polykrystallinske består av flere krystaller som er avskilt av kornrensere, mens de monokrystallinske bare består av én enkel krystall med et homogent krystall-

gitter. Korngrensene i de polykrystallinske cellene fører til et økt tap sammenlignet med de monokrystallinske. [2, S.32-34]



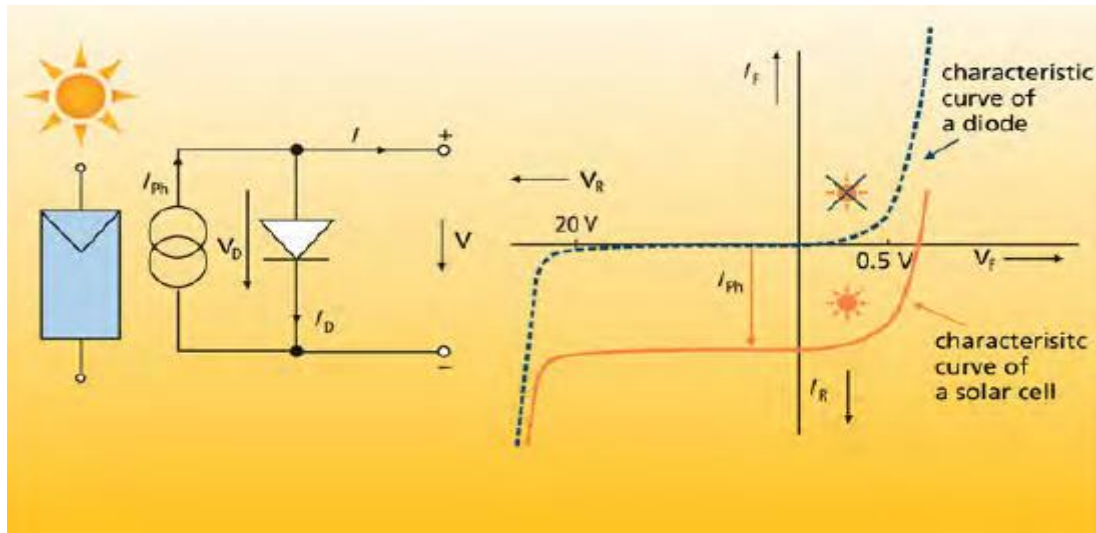
Figur 7. Poly-(venstre) og Monokrystallinske(høyre) solceller[12]

Individuelt har solcellene en åpen kretsspennning på ca. 0,6V og en kortslutningsstrøm som kan variere fra ca. 3A til 16A, noe som gjelder for både mono- og polykrystallinske solceller. Grunnen til at kortslutningsstrømmen kan variere så mye er at solcellene kommer i mange forskjellige størrelser og teknologier.

Den krystallinske solcelleteknologien har generelt en veldig lang levetid, der garantien som ofte blir oppgitt av produsentene sier at modulenes virkningsgrad ikke skal falle under 80 % av den opprinnelige virkningsgraden i løpet av de første 25 eller 30 årene de er i bruk. Tilbakebetalingstiden for de to forskjellige teknologiene er heller ikke så gal. De polykrystallinske solcellemodulene har en tilbakebetalingstid på mellom to og fire år før energien som ble brukt under produksjonen av en modul er tilbakebetalt. Hos de monokrystallinske solcellemodulene er den heller ikke så gal, men den er litt lenger på grunn av at produksjonsprosessen er dyrere og krever mer energi. [2, S.32-34]

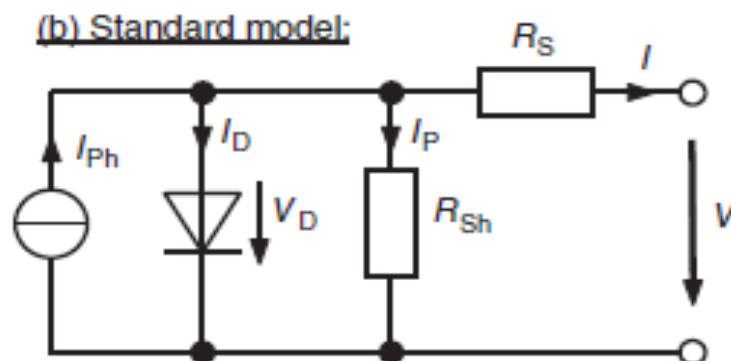
2.3 Solcellens elektriske egenskaper

En solcelle kan i prinsippet betraktes som en stor silisiums diode. Dette er fordi begge har tilnærmet like elektriske egenskaper, noe en kan se på figuren under. Her representerer den mørke kurven en typisk strøm og spenning karakteristikk til både en ubelyst solcelle og en typisk diode, mens den oransje kurven representerer en belyst solcelle. Ettersom solcellen produserer strøm når den blir belyst er det normalt å inverttere den oransje kurven, slik en kan se i en typisk IV-kurve(se fig. 12 og 13).



Figur 8. Typisk strøm og spennings karakteristikk for diode, ubelyst solcelle og belyst solcelle[2 s.64]

Standard modellen til en solcelle kan beskrives ved hjelp av en ekvivalent krets, som vist i figuren under. Denne kretsen kalles en enkel-diode krets, og den består av én diode, én strøm kilde og to motstander. Strømkilden vil si den elektriske strømmen som blir produsert av solcellen når den er belyst og blir kalt for fotostrømmen, I_{ph} . Når solcellen ikke blir belyst kan den bli beskrevet som en diode, men kan fortsatt generere en strøm om den er koblet til en spenningskilde. Denne strømmen blir kalt for mørk strøm, I_D . Serie motstanden R_s beskriver de ohmske tapene som dannes i lederne på forsiden av solcellen, samt tapene i kontakten mellom metallet og halvlederen. Den siste motstanden, parallell-motstanden R_{sh} , beskriver lekkestrømmen fra solcellens kanter og kortslutninger som kan oppstå i p-n overgangen inne i solcellen. [2, S.63-65][24, S.476-478]

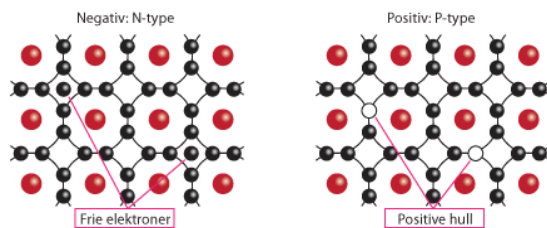


Figur 9. Ekvivalent krets til en solcelle[3, S.83]

2.3.1 Den fotoelektriske effekten

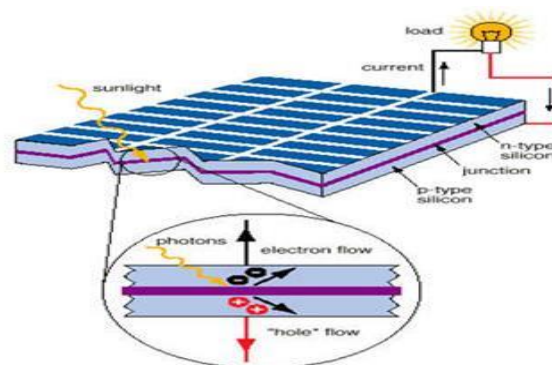
Poly- og monokrystallinske solceller benytter fotoner(lys) fra solen for å produsere elektrisitet. Teknologien bygger på den fotoelektriske effekten som beskriver hvordan elektroner som er bundet til atomer kan absorbere energi fra fotoner og komme opp i en høyere energitilstand. Dette gjør at solcellene kan gi fra seg frie elektroner til andre stoffer som metall i en elektrisk krets. For at denne prosessen skal fungere kreves det et fotovoltaisk materiale, altså en halvleder, som for det meste vil si krystallinsk silisium(Si) i de teknologiene som blir vektlagt her. Men det er også mulig å benytte andre materialer som amorfe silisium(a-Si), kobber indium diselenid(CIS) og kadmium tellurid (CdTe).

For at silisium skal benyttes i en solcelle er det spesielle krav rundt produksjonsprosessen av materialet, dette fører til at det kreves mye energi for å lage det. I krystallinske solceller blir det som nevnt tidligere benyttet «solar grade» silisium, som er meget rent med få forurensninger i krystallstrukturen. Dette blir produsert ved hjelp av to prosesser, som er beskrevet i kapittel 2.2.1.1. Etter at silisiumet er produsert blir det delt opp i tynne skiver kalt wafere med en tykkelse på omtrent er 0,2–0,25mm. Disse blir deretter dopet ved å diffundere inn urenheter i dem. På den ene siden av waferen blir det diffundert inn et materiale for å skape et underskudd av elektroner i krystallgitteret, som Bor(B). Mens på den andre siden blir det diffundert inn et materiale som skaper et overskudd av elektroner, som Fosfor(p). Dette gir wafere med en p-type side og en n-type side,



Figur 10. Dopet n- og p-type silisium[13]

altså en side som er positivt ladet og en som er negativt ladet. De to sidene har også veldig forskjellig tykkelse, der n-type laget er på rundt 0,5 μm og p-type lagets tykkelse er på rundt 0,2 – 0,25mm. Mellom disse to lagene oppstår det et skille som blir kalt for en p-n overgang med to forskjellige halvledertyper på hver side. På n-type siden av skillet er det ekstra frie elektroner i det ytterste skallet hos de inn-dopede atomene(P) som kan bevege seg fritt i krystallgitteret. Om de frie elektronene blir fjernet vil dette laget gå over til å bli positivt ladet. På p-type siden oppstår det elektronhull i det ytterste skallet hos de inn-dopede atomene(B) som også kan bevege seg fritt i krystallgitteret ved hjelp av diffusjon eller drift. Om disse hullene blir fylt med elektroner vil dette laget gå over til å bli negativt ladet.



Figur 11. Oppbyggingen av et solcellepanel med n- og p-type lagene, pn-overgangen og strømningsretningen av elektroner[14]

Siden det er et overskudd av elektroner på den ene siden av p-n overgangen og et overskudd av elektronhull på den andre vil de frie elektronene fra n-type silisiumet begynne å diffundere over skillet til p-type silisiumet og fylle alle hullene, mens elektronhullene diffunderer over til n-type silisiumet for å dekke forskjellen. Dermed vil n-type silisiumet gå over til å bli positivt ladet, mens p-type silisiumet vil gå over til å bli negativt ladet. De forskjellige ladningene av materialet på hver side av overgangen fører til at et elektrisk felt oppstår over skillet mellom de forskjellige typene silisium. Det elektriske feltet hemmer etter hvert strømmen av frie elektroner og elektron hull over skillet og fører til at et område med få ladningsbærere oppstår rundt p-n overgangen. Oppstår det nå et fritt elektron på p-type siden vil dette bli fanget opp av det elektriske feltet og overført til n-type siden, noe som i silisium krever 1,11eV med energi.

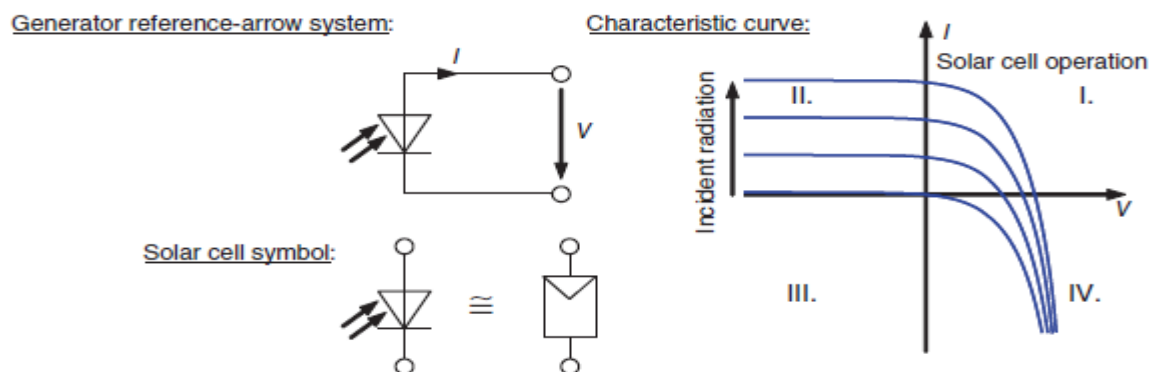
Det er nettopp dette som skjer i en krystallinsk solcelle. Når et foton med høy nok energi treffer et atom og slår løs et elektron i grensesjiktet med det elektriske feltet vil dette frie elektronet bli overført til n-type siden. Dette ødelegger likevekten mellom de to områdene, og for å gjenoppnå balansen må elektronet tilbake til p-type siden. Dette går derimot ikke på grunn av det elektriske feltet. Den eneste måten tilbake blir derfor gjennom den elektriske kretsen som går mellom de to lagene.[2, S.49-61],[24, S.469-476],[25],[26],[27]

2.3.2 Kortslutningsstrøm og den åpne kretsspenning

Kortslutningsstrømmen, I_{sc} , vil i prinsippet si den strømmen som blir levert fra solcellen når den er kortsluttet, altså når spenningen er lik null. Denne strømmen kan defineres som lik fotostrømmen, I_{ph} , som en kan se på ligning (2) under.

Ligning for den karakteristiske kurven for en solcelle:

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_s \cdot \left(e^{\frac{V}{m \cdot V_T}} - 1 \right) \quad (1)$$



Figur 12. Karakteristiske kurver av en solcelle som er belyst[3, S.77]

Ut i fra ligning (1) finner en sammenhengen mellom kortslutningsstrømmen og fotostrømmen:

$$I_{SC} = I(V = 0) = I_{Ph} - I_S \cdot (e^0 - 1) = I_{Ph} \quad (2)$$

Og ettersom fotostrømmen blir generert av fotoner kan en si at den er proporsjonal med solinnstrålingen, E . Dermed vil også kortslutningsstrømmen være proporsjonal med solinnstrålingen, som en kan se i ligningen under og i figur 12.

$$I_{SC} = I_{Ph} = const \cdot E \quad (3)$$

| | | |
|----------|---|--|
| I | - | Total strøm |
| I_{Ph} | - | Fotostrøm |
| I_D | - | Mørk strøm |
| I_s | - | Metningsstrømmen |
| I_{SC} | - | Kortslutningsstrømmen |
| V | - | Spenningen |
| m | - | Ideal faktor for å bedre simulere ekte solceller |
| V_T | - | Termisk spenning |
| E | - | Solinnstråling |

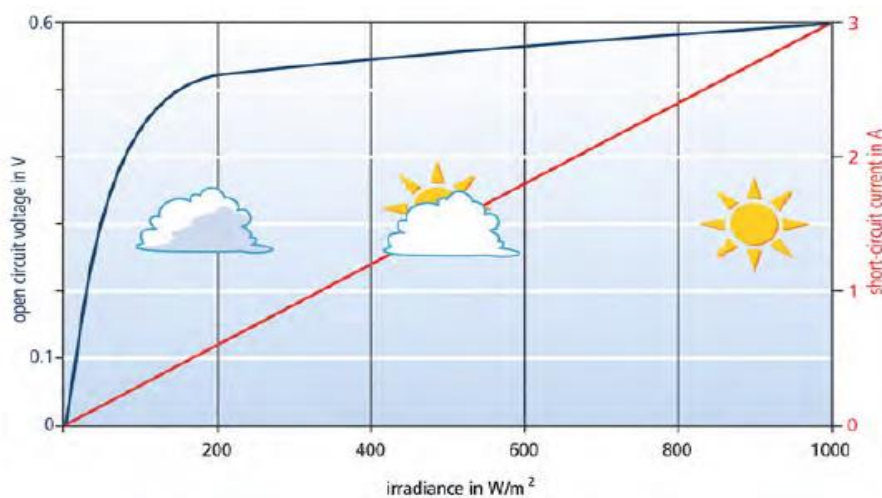
Spenningen som oppstår når strømmen i solcellen blir lik null blir kalt for den åpne kretsspenningen. Denne kan en finne ved å benytte ligning (1), og skrive den om til ligningen under:

$$V_{OC} = V(I = 0) = m \cdot V_T \cdot \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_S} + 1\right) \quad (4)$$

Denne ligningen kan bli forenklet litt ved å ignorere +1 for små verdier av I_{SC}/I_S :

$$V_{OC} = m \cdot V_T \cdot \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_S}\right) \quad (5)$$

- I_s - Metningsstrømmen
- I_{SC} - Kortslutningsstrømmen
- V - Spenningen
- m - Ideal faktor for å bedre simulere ekte solceller
- V_T - Termisk spenning
- V_{OC} - Åpen kretsspenning



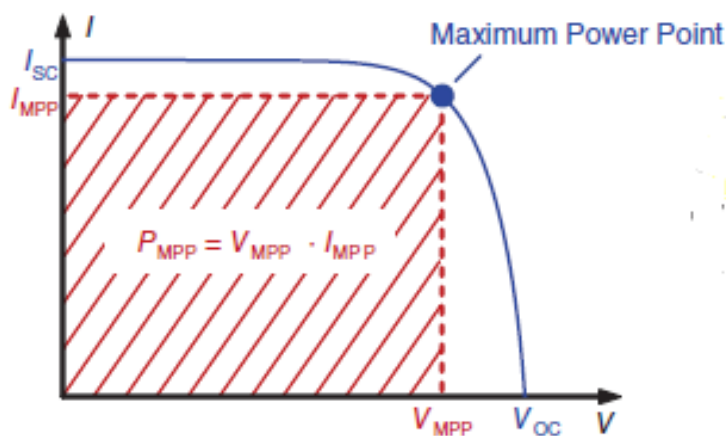
Figur 13. Sammenhengen mellom solinnstråling, kortslutningsstrømmen og åpen kretsspenning[2 s.69]

Krystallinske solcellene har som regel en åpen kretsspenning på ca. 0,5V til 0,6V og en kortslutningsstrøm som omtrent ligger på 3A til 6A, men kan variere opp til 16A for spesielle design. Dette gjelder både for mono- og polykrystallinske solceller. Til forskjell fra kortslutningsstrømmen er ikke den åpne kretsspenningen like avhengig av solinnstrålingen, noe som er vist i figuren over. [3, S.78-79], [2, S.32], [3, S.67]

2.3.3 Det maksimale effekt punktet og IV-kurven

IV-kurven kan benyttes til å fastslå mange viktige parametere for en solcelle, og viser dens strøm og spenningskurve. De to første parametere ble presentert i det forrige kapitlet og kalles for kortslutningsstrømmen og den åpne kretsspenningen til en solcelle. Disse to punktene beskriver verdien til de to ytterpunktene av IV-kurven. Videre kan en også benytte kurven til å beskrive det maksimale effektpunktet, fyll faktoren og virkningsgraden til en solcelle. De to siste av disse parametere vil bli beskrevet i kapittel 2.3.4 og 2.3.7.

En solcelle kan jobbe i mange forskjellige «arbeid-soner» eller «arbeids-punkter», så lenge de ligger solcellens IV-kurve. Det mest effektive av disse punktene, der solcellen produserer mest energi, kaller for det maksimale effektpunktet(P_{mpp}). Dette punktet blir gitt av de to parametere I_{mpp} og V_{mpp} , og ligger på et punkt av IV-kurven der arealet under grafen er størst. Dette kan en se illustrert på figuren under. [3, S.79]



Figur 14. IV-kurve med MPP, I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} og V_{mpp} [3 s 78]

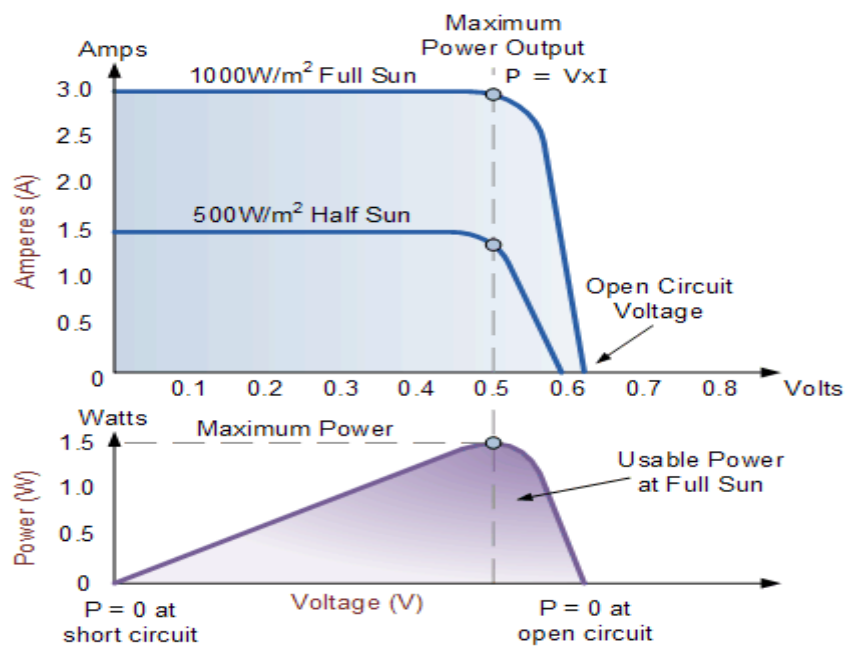
Den produserte effekten når solcellen ligger på det maksimale effektpunktet kan som sagt over bli funnet ved å regne ut arealet under grafen med de to parametere I_{mpp} og V_{mpp} som ytterpunkter, noe som gir ligningen under:

$$P_{MPP} = I_{MPP} \cdot V_{MPP} \quad (6)$$

P_{MPP} - Den produserte effekten når solcellen ligger på det maksimale effektpunktet

I_{MPP} - Strømmen ved det maksimale effektpunktet

V_{MPP} - Spenningen ved det maksimale effektpunktet

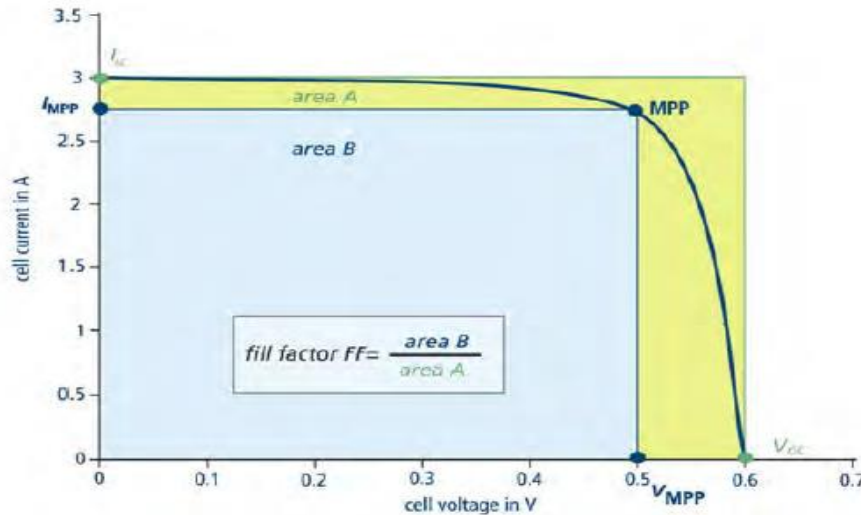


Figur 15. sammenhengen mellom IV- og PV-kurvene[4]

Regner en ut hva den produserte effekten vil være langs hele IV-kurven kan en benytte resultatene til å lage en effekt-spennings kurve. Denne kurven gir en god representasjon av hvordan den produserte effekten vil forandre seg langs IV-kurven og viser tydelig hvor det maksimale effektpunktet ligger. [3, S.79]

2.3.4 Fyll faktoren

Fyll faktoren, FF, er en måte å vise hvor bra en solcelle fungerer på, altså kvaliteten til en solcelle. For å finne fyll faktoren deler en produktet av $I_{MPP} \cdot V_{MPP}$ med produktet av $I_{SC} \cdot V_{OC}$, altså den maksimalt produserte med den maksimalt teoretiske effekten (se ligning 7).



Figur 16. Utregning av Fyll faktoren til en solcelle [2 s.69]

Fyll faktoren:

$$FF = \frac{\text{area} - B}{\text{area} - A} = \frac{P_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (7)$$

Den produserte effekten kan nå regnes ut som vist under ettersom fyll faktoren gir forholdet mellom den maksimalt produserte og den maksimalt teoretiske effekten:

$$P_{MPP} = I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF \quad (8)$$

I_{SC} - Kortslutningsstrømmen

V_{OC} - Åpen kretsspenning

P_{MPP} - Den produserte effekten når solcellen ligger på det maksimale effektpunktet

I_{MPP} - Strømmen ved det maksimale effektpunktet

V_{MPP} - Spenningen ved det maksimale effektpunktet

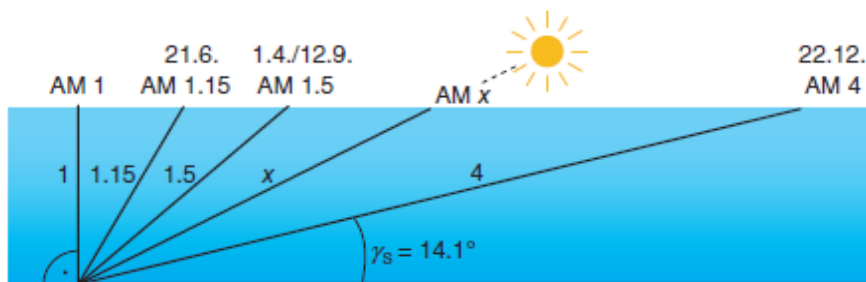
FF - Fyll faktor

Verdien av fyll faktoren vil for det meste ligge i området mellom 0,75 og 0,85 for krystallinske solceller. [3, S.79], [2, S.69]

2.3.5 STC og NOCT

“Standard test conditions”, eller standard testforhold som det er på norsk beskriver forholdene som blir brukt for at en skal kunne sammenligne forskjellige solceller med hverandre. Disse forholdene er spesifisert i standardkodene IEC 60904/DIN EN 60904, og sier at

- Solinnstrålingen skal ligge på 1000 W/m^2
- Solcelle temperaturen skal ligge på $25^\circ \text{ C} \pm 2^\circ \text{ C}$
- Lysspekteret skal være forhåndsdefinert med en luftmasse på $AM = 1,5$ (se figur under)



Figur 17. Forklarer begrepet luftmasse (AM). 1,5AM betyr at sollyset må reise 1.5 ganger avstanden sammenlignet med en vertikal innstråling gjennom atmosfæren [3 s.23]

En solcelles produserte effekt under standard testforhold blir betegnet W_{peak} , så om et anlegg blir kategorisert til å produsere 15 KW_{peak} beskriver dette hva anlegget vil produsere når forholdene er som forklart over.

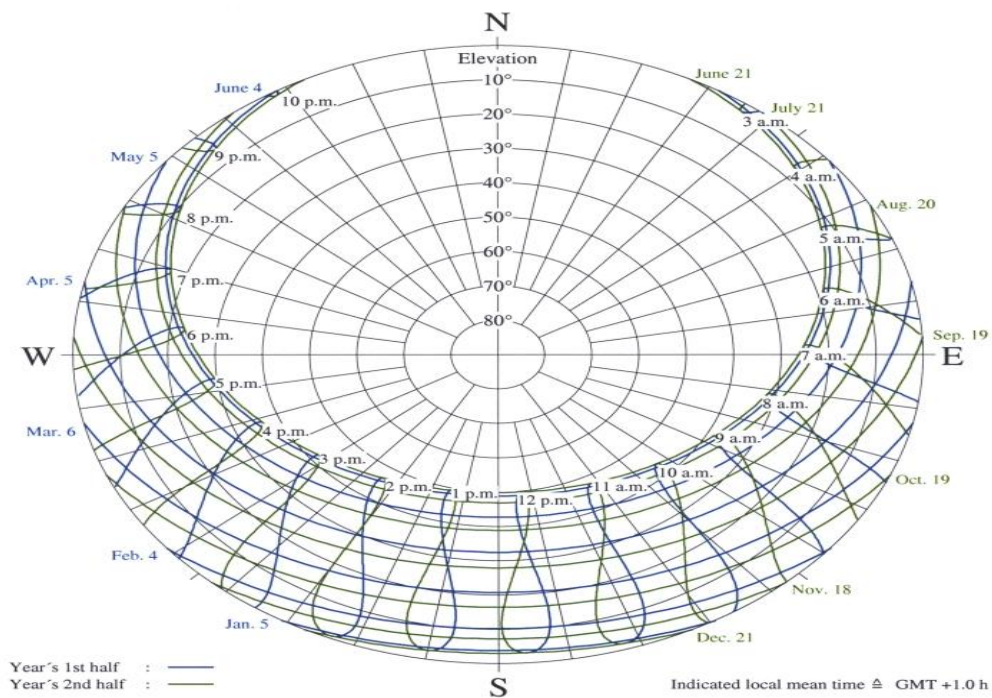
“Nominal operating cell temperature” eller Nominell celledetemperatur under drift som det er på norsk gir et anslag om hvor mye en solcellemodul blir varmet opp under drift og er som regel oppgitt i databladet til solcellemodulen. Dette anslaget blir gitt under spesifiserte driftsforhold,

- Der solinnstrålingen ligger på 800 W/m^2
- Omgivelsestemperatur på 20° C
- Vindhastighet på 1 m/s

For en krystallinsk silisiums-solcellemodul vil denne temperaturen ligge på om lag $45 - 50^\circ \text{ C}$. [2, S.68], [3, S.143]

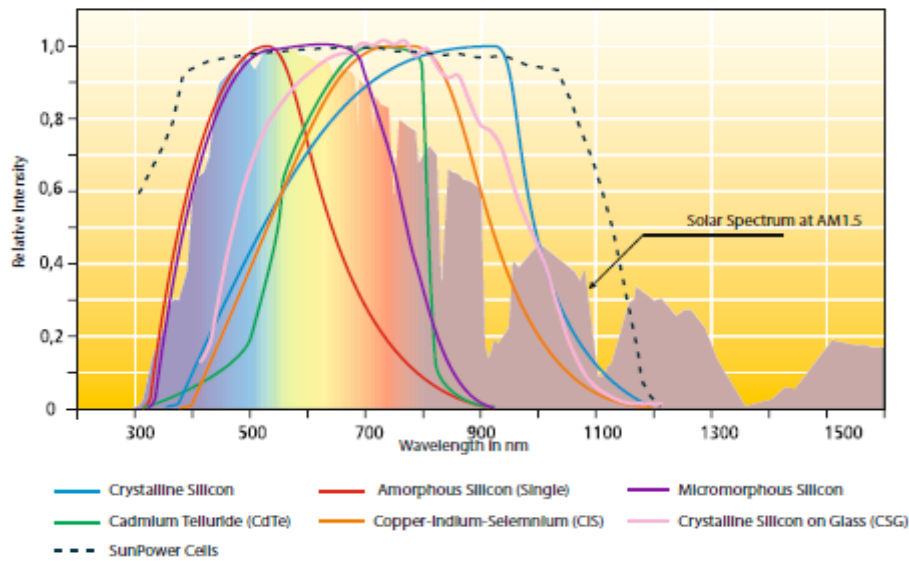
2.3.6 Solinnstråling

Solinnstrålingen som treffer jorden har et ekstremt stort utnyttings potensiale og kan sammenlignes med at den har kapasitet til å dekke dagens energiforbruk med omlag 10000 ganger det årlige energiforbruket på verdensbasis. Denne innstrålingen er også avhenger av hvor på jorden og hvilken årstid målingene blir tatt. Dette skyldes planetens vinkling mot solen, som har en rotasjonsaksen med en helning på $23,26^\circ$ i forhold til planetens baneplan. Norge har derfor svært ulik innstråling om en ser på sommerstid i forhold til vinterstid, noe en kan se i figuren under som viser solens gang i løpet av et år i Trondheim, Norge. [2, S. 15]

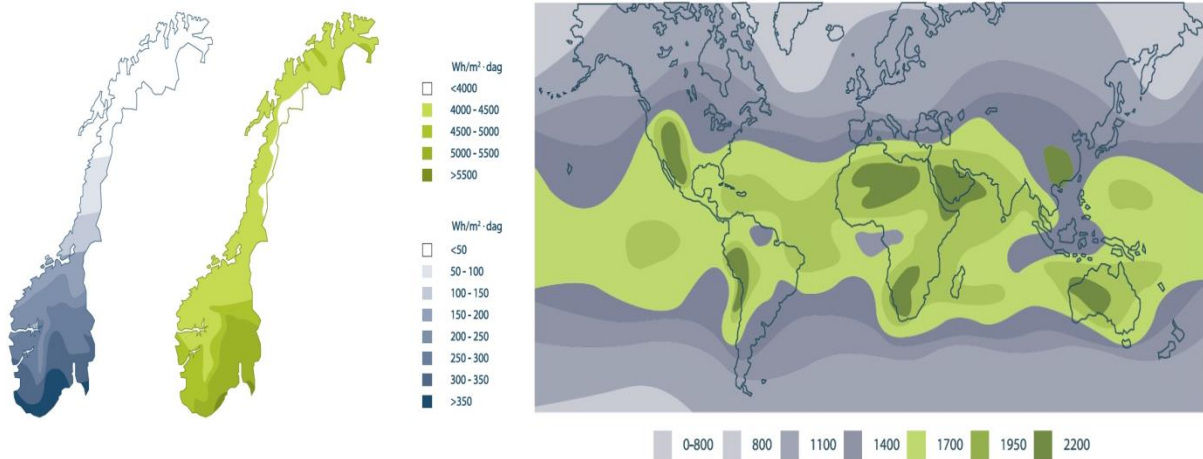


Figur 18. Solens gang på årsbasis i Trondheim[15]

Solinnstrålingen som treffer jorden er forhåndsbestemt og blir kant for solkonstanten. Denne konstanten beskriver sollyset som treffer jorden før det passerer gjennom atmosfæren, og ligger på $1367 \frac{W}{m^2}$ [2, S.16]. Innstrålingen kan bli delt opp i et lysspekter med forskjellige bølgelengden. Selve lyset består av elektromagnetisk stråling i form av fotoner. Mye av denne strålingen kan ikke bli utnyttet, og det er bare en spesifikk del av spekteret som blir benyttet av et solcellepanel for å produsere strøm. Mange av fotonene blir absorbert, reflektert eller spredt av atmosfæren før de treffer bakken og vil derfor aldri nå ned til et solcellepanel eller kunne bli utnyttet av det. Den delen som kan bli utnyttet av et solcellepanel med dagens teknologi kan en se i figur 19. Figuren viser hvilke teknologier som fungerer best i forhold til lysets forskjellige bølgelengder. [2, S.20]



Figur 19. Forskjellige solcelleteknologiers sensitivitet i forhold til lysspekteret ved AM1.5[2 s.70]



Figur 20. Innstråling på en horisontal flate for Norge i januar og juli (i Wh/m²*dag) og verden (i kWh/m² og år)[9]

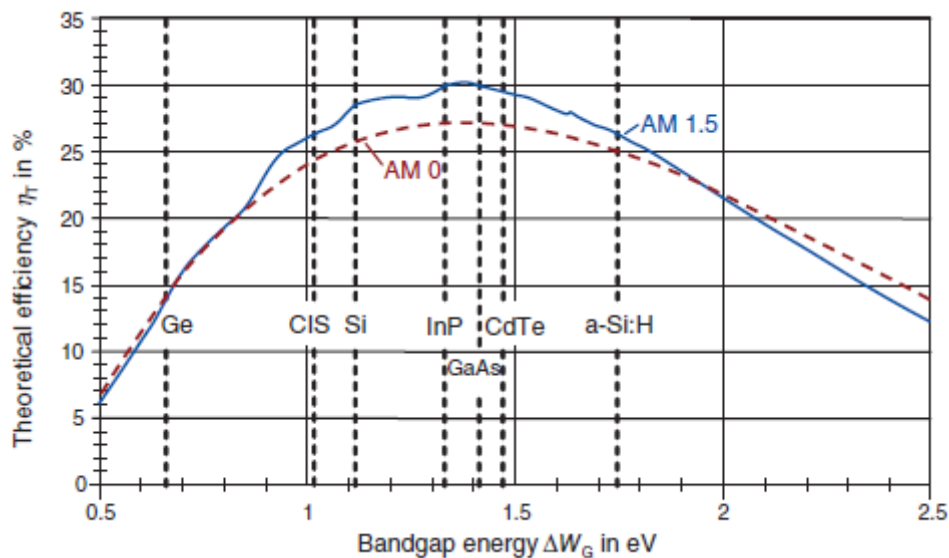
Som nevnt over varierer solinnstrålingen etter hvor på planeten en befinner seg. Figuren over viser gjennomsnittlig solinnstråling for Norge i januar og juli, og verden på årsbasis.

Den totale solinnstrålingen som treffer en flate på bakkenivå, for eksempel en solcellemodul, blir kalt for den globale solinnstrålingen. Denne kan deles opp i tre hoveddeler, nemlig direkte-, diffust- og reflektert sollys. Direkte sollys vil si det sollyset som kommer direkte fra solen, og ikke blir forstyrret av andre elementer før det treffer modulen. Diffust sollys vil si sollys som har blitt forstyrret av andre elementer og dermed blitt spredt. Dette lyset kommer fra alle retninger og oppstår når sollys treffer skyer, vannpartikler, svevestøv, samt andre forstyrrende elementer. Det reflekterte sollyset kommer fra andre overflater som er truffet av sollys og reflekterer det mot modulen. Dette lyset kan komme fra asfalt, gress, snø, samt andre objekter som er plassert foran en modul eller et anlegg. [3, S.24-25]

2.3.7 Virkningsgrad

Som nevnt i kapitel 2.2 har virkningsgraden for solcelleteknologiene økt betydelig i løpet av de siste tiårene. Figuren i det kapitelet henviser bare til laboratorieceller, og viser derfor ikke hvordan virkningsgraden er for solceller på det kommersielle markedet. Men som nevnt i kapitel 2.2.1.2 er virkningsgraden hos solceller på markedet kommet opp i et respektabelt nivå. For de krystallinske modellene ligger virkningsgraden hos de polykrystallinske på mellom 13- og 17 %, mens den ligger på 14- til 19 % hos de monokrystallinske. Dette er derfor ikke så langt fra hva en har oppnådd i laboratorieforhold. [2, S.32-33]

Virkningsgraden til solceller er avhengig av en rekke faktorer. Den viktigste av disse er den teoretiske virkningsgraden det benyttede materialet i solcellen kan oppnå. Som en kan se på figuren under ligger denne på 28,6 % ved AM1.5 for silisium, som blir benyttet i krystallinske solceller. Den teoretiske virkningsgraden til andre teknologier er annerledes på grunn av at det kreves forskjellige mengder med energi for å flytte elektroner over båndgapet i cellen. Målet med alle solcelleteknologiene er å oppnå så lik virkningsgrad for kommersielle celler som det en teoretisk kan oppnå for hvert materiale. [3, S.92]



Figur 21. Teoretisk virkningsgrad for solcelleteknologier med én p-n overgang[3 s. 92]

Selv om materialene som blir benyttet i solceller har denne maksimale teoretiske virkningsgraden finnes det en måte å gjøre den høyere på. Dette er å benytte solceller med mer enn én p-n overgang, der hver celledel absorberer forskjellige deler av lysspekteret. Ved å gjøre dette har en klart å lage solceller med en virkningsgrad på 46 % under laboratorieforhold.[28]

Skal en regne ut virkningsgraden til en ferdigprodusert solcelle eller modul, er det de andre faktorene som må bli tatt hensyn til. Denne virkningsgraden får en ved å dele den produserte effekten med solinnstrålingen, slik som er vist i ligningen under. I denne har ligning (8) blitt benyttet for å vise hvordan den maksimalt produserte effekten blir regnet ut.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A \cdot E} = \frac{FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC}}{A \cdot E} \quad (9)$$

| | | |
|-----------|---|---|
| η | - | Virkningsgraden |
| P_{MPP} | - | Den produserte effekten når solcellen ligger på det maksimale effektpunktet |
| A | - | Areal av solcellen/modulen |
| E | - | Solinnstråling |
| FF | - | Fyll faktor |
| V_{OC} | - | Åpen kretsspenning |
| I_{SC} | - | Kortslutningsstrømmen |

Den oppgitte virkningsgraden som følger med solcellemodulene er alltid oppgitt for STC-forhold, og blir kalt for den nominelle virkningsgraden. En benytter her samme ligning som vist over, bortsett fra at den maksimalt produserte effekten er regnet ut ifra hva solcellemodulen kan levere under disse spesifikke forholdene (se 2.3.5).

Som regel er ikke forholdene til en utplassert solcellemodul slik som de er under STC-forhold, og da benytter en den originale ligningen over. Derfor er virkningsgraden til en solcellemodul avhengig av solinnstrålingsintensiteten. [3, S.80]

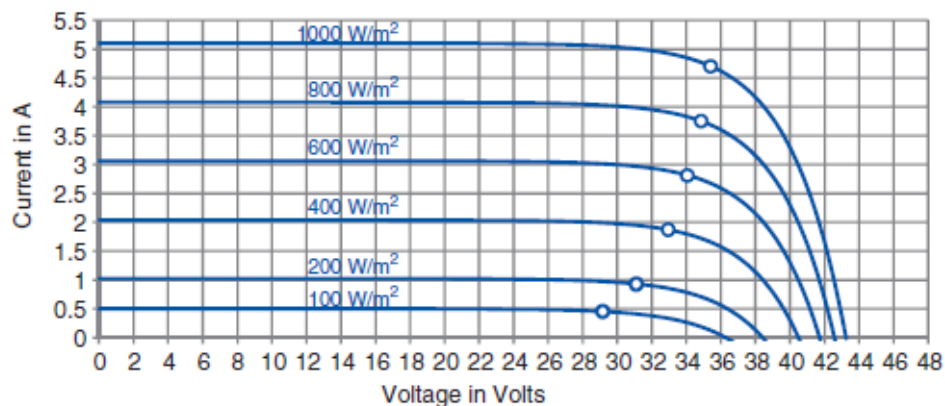
2.3.8 Performance ratio

Performance ratio, eller ytelses-forholdet forklarer hvor nærme en solcelle under operasjon kommer ytelsen til en solcelle under ideelle forhold. Solcellesystemet blir sammenlignet med et system som er av lik oppbygging med ingen tap og som opererer under like forhold. Normale verdier for et solcelleanlegg ligger på om lag 75- til 85 %. [3, S.237]

2.3.9 Variasjon i Temperatur og solinnstråling

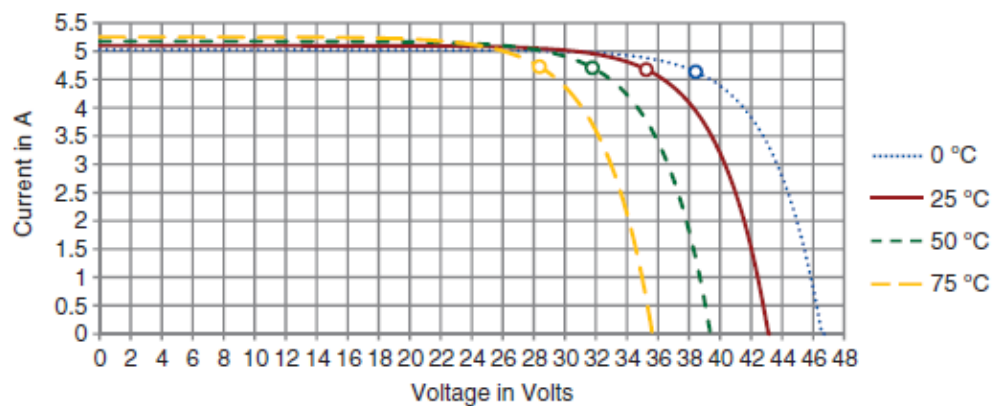
IV-kurven til en solcelle varierer kraftig ved skiftende solinnstråling og celledetemperatur. Den er derfor sjeldent lik kurven som ofte følger med databladet til en solcellemodul, der denne viser hvordan modulen opererer under standard testforhold. Som en kan se i figur 13 synker kortslutningsstrømmen lineært med synkende solinnstråling, mens den åpne kretsspenningen blir lite påvirket.

På figuren under kan en se hvordan IV-kurve karakteristikken forandrer seg ved forskjell i solinnstrålingsintensiteten.



Figur 22. IV-kurve med varierende solinnstråling, konstant modultemperatur (25°C) og AM 1.5 for en modul av type Solarworld SW-165 [3 S. 142]

Selv om den åpne kretsspenningen blir lite påvirket, har en synkende solinnstråling fortsatt en effekt på den. Fra ligning (5) kan en se at den åpne kretsspenningen er logaritmisk avhengig av kortslutningsstrømmen. Dette er grunnen til at den varierer lite med varierende solintensitet, noe som figuren over også viser. [3, S.141]



Figur 23. IV-kurve med varierende modultemperatur, konstant solinnstråling (1000 W/m^2) og AM 1.5 for en modul av type Solarworld SW-165 [3 S. 142]

I figur 22 vises det hvordan en solcellemodul reagerer på forandring i modultemperaturen med en konstant solinnstråling. Til forskjell fra påvirkningen redusert solinnstråling har, har dette mye større innvirkning på den åpne kretsspenningen og svært liten innvirkning på kortslutningsstrømmen. Denne kurven er individuell for hver modultype og blir gitt av modulens temperatur koeffisienter $TC(I_{sc})$, $TC(V_{oc})$ og $TC(P_{mpp})$ som er oppgitt i databladet. Som vist i figuren synker den åpne kretsspenningen en god del, mens kortslutningsstrømmen stiger litt. Dette fører til at det maksimale effektpunktet blir redusert når temperaturen stiger. Ut i fra dette kan en konkludere med at solcellemoduler virker best i lavere temperaturforhold. Det er også viktig å tenke på temperaturforholdene når en bygger et anlegg, ettersom kraftige endringer kan påvirke spenningen i anlegget.

På grunn av at modultyper har forskjellige temperaturpåvirkninger finnes det en standard måte å oppgi en moduls evne til å varme seg opp på. Denne måten blir kalt for NOCT, og er beskrevet i kapittel 2.3.5. NOCT blir som regel oppgitt i modulenes datablad og kan brukes til å regne ut en moduls celledetemperatur under forskjellige værforhold, noe som er vist i ligningen under:

$$v_{cell} = v_A + (NOCT - 20^\circ C) \cdot \frac{E}{E_{NOCT}} \quad (10)$$

| | | |
|------------|---|------------------------------------|
| v_{cell} | - | Modulens operative temperatur |
| v_A | - | Omgivelsestemperatur |
| $NOCT$ | - | Nominal operating cell temperature |
| E | - | Solinnstråling |
| E_{NOCT} | - | Solinnstråling under NOCT-forhold |

Videre kan en benytte modulens operative temperatur til å regne ut den virkelige åpne kretsspenningen og den leverte effekten til en modul i bruk. [1, 477][3, S.142-143]

$$V_{OC} = V_{OC,STC} \left[1 + TC(V_{MPP}) \cdot (v_{Cell} - 25^\circ) \right] \quad (11)$$

| | | |
|---------------|---|--------------------------------------|
| V_{OC} | - | Virkelig åpen kretsspenning |
| $V_{OC,STC}$ | - | Åpen kretsspenning under STC-forhold |
| $TC(V_{MPP})$ | - | Temperatur koeffisient |
| 25° | - | Temperatur ved STC-forhold |

$$P = P_{STC} \cdot \left[1 + TC(P_{MPP}) \cdot (v_{cell} - 25^\circ C) \right] \quad (12)$$

P - Virkelige leverte effekten til en modul

P_{STC} - En moduls effekt under STC-forhold

$TC(P_{MPP})$ - Temperatur koeffisienten

v_{cell} - Modulens operative temperatur

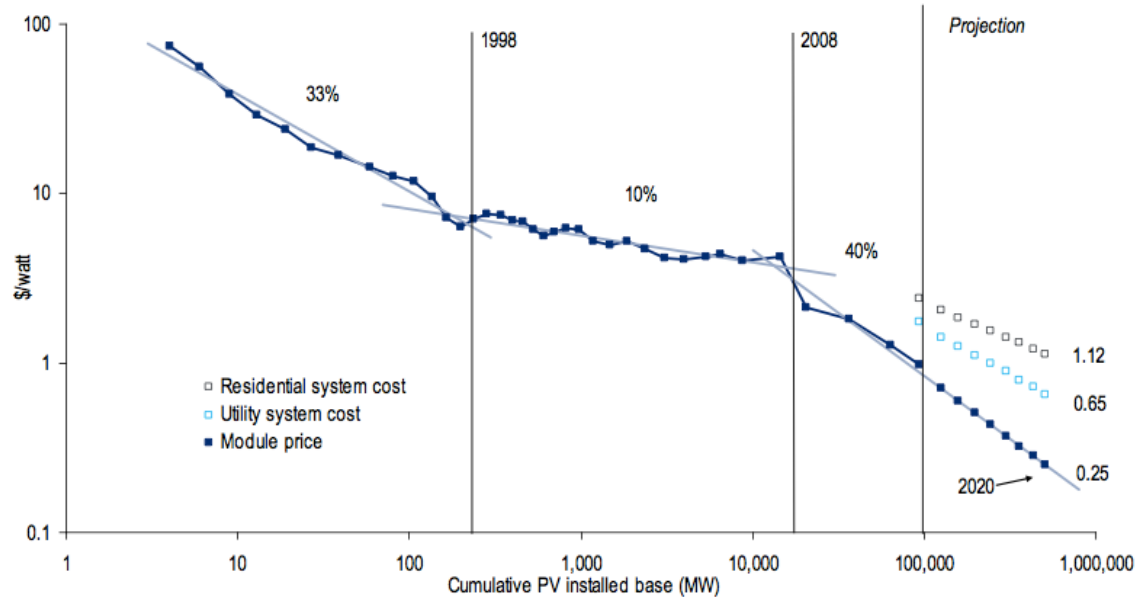
2.4 Nett-tilknyttet solcellesystem

I dette del-kapitlet vil et nett-tilknyttet solcellesystems oppbygging og design bli gjennomgått. Dette blir gjort for å forstå oppbyggingen til et bygningsintegreert anlegg, slik som det som er installert på Gløshaugen, NTNU. Det vil dermed bli lettere å identifisere feilen som har oppstått.

Nett-tilknyttede solcellesystemer finnes i mange former og størrelser. Grunnen til dette er at det er veldig enkelt å designe systemet ut ifra hvor en ønsker å installere et anlegg. Dette skyldes at anlegget hovedsakelig er bygd opp av individuelle solcelle moduler og derfor lett kan spesial-tilpasses til området hvor det skal installeres. I dag finner en systemstørrelser som går fra installasjoner på private hus og hytter der anlegget skal dekke deler av husstandens eget strømforbruk til verdens hittil største anlegg, Topaz Solar Farm i California på 550MWp, som vil forsyne om lag 160000 husstander med strøm[4],[7].

Installasjon av solcelle anlegg har i løpet av de siste årene blitt mer og mer populært ettersom at prisene for solcellemoduler og systemer har falt drastisk. Figur 24 viser hvordan prisen har falt de siste årene, samt prognosen for hvordan prisen vil fortsette å falle i framtiden.

Figure 72. The 'three-speed' scenario; with price forecasts achieved by projecting onto the post-2008 experience curve

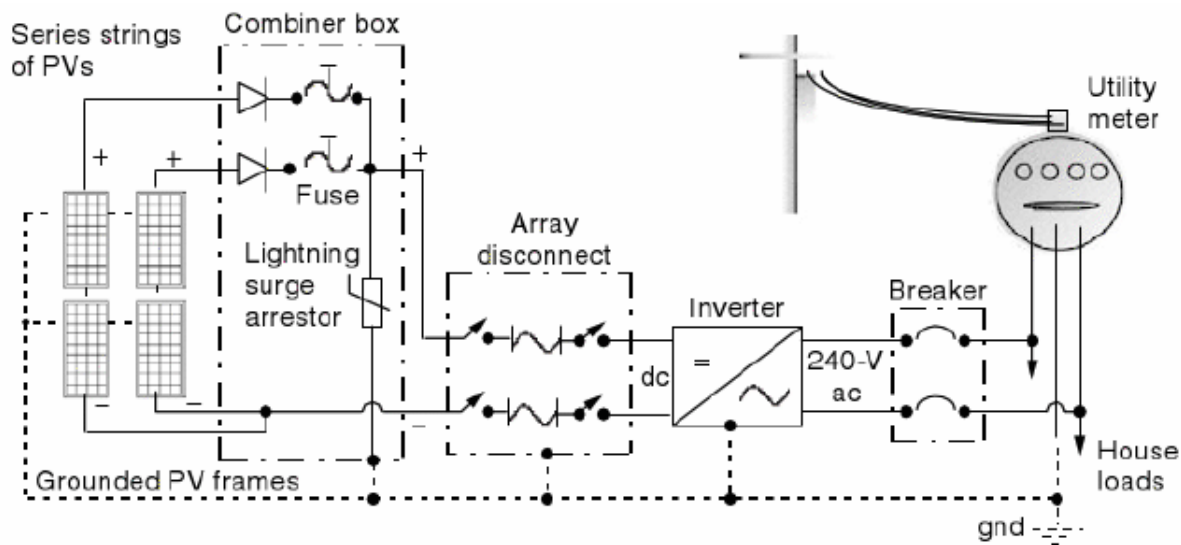


Source: Bloomberg New Energy Finance, Citi Research

Figur 24. Utvikling og framtidig utvikling for modul- og systempriser[16]

Figuren på begynnelsen av neste side viser et typisk nett-tilknyttet solcellesystem fra anleggets monterte solcellemoduler, samt komponentene videre i systemet fram til elektrisiteten blir levert på nettet eller til bygget anlegget er montert på.






I enkelte anlegg er det også plassert en transformator etter vekselretteren om spenningsnivået må økes eller senkes.



Figur 25. Hovedkomponentene i et nett tilknyttet solcellesystem[1 s.318]

2.4.1 Solcelleanleggets utseende og størrelse

I prinsippet er det solcellemodulene i et anlegg som bestemmer hvordan resten av anlegget skal bli bygd opp og se ut. Dette er fordi det er modulene som bestemmer anleggets produserte effekt, noe som tilsier at resten av komponentene må velges etter hvilke- og hvor mange moduler en velger. Størrelsen på et anlegg blir bestemt ut ifra hvilke behov utbyggeren har. Et anlegg skal kanskje dekke en husstands eller et kontors elektriske behov, eller det skal fungere som et kraftverk og bare levere strøm til nettet. Det er derfor også viktig å velge riktig modultype. Dette kommer av at hver teknologi leverer forskjellige mengder energi per areal og at plassen en skal installere modulene på kan ha en betydning for hvilke type som velges. Som en kan se i tabellen under kreves det veldig forskjellig areal fra forskjellige teknologier for å produsere 1kWp. [2, S.193-194]

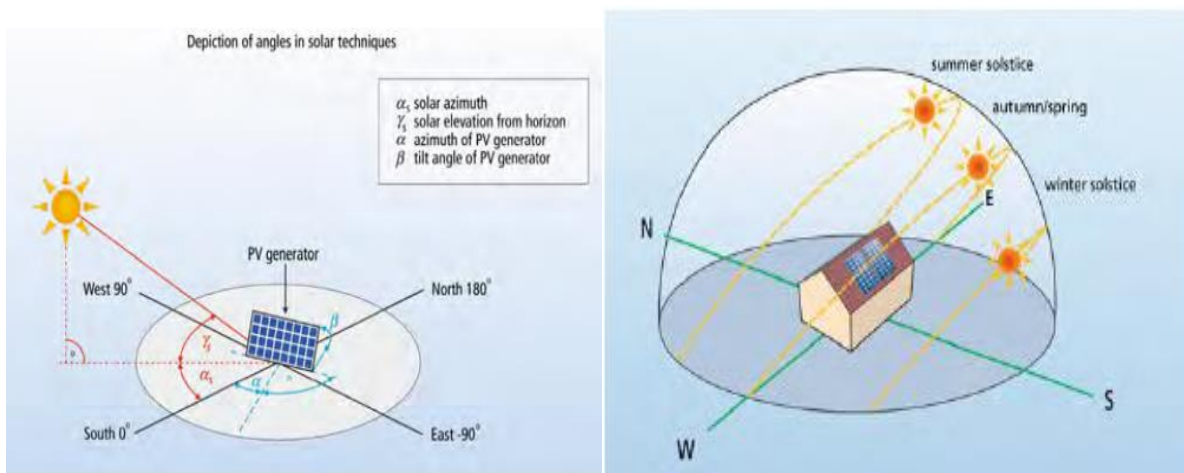
| Solar Cell Material | Module Efficiency | Required Surface Area for 1 kWp |
|---|-------------------|---|
| High performance silicon (rear contacts, HIT) | 16–18 % | 5–6 m ²  |
| Monocrystalline Silicon | 11–16 % | 6–9 m ²  |
| Polycrystalline Silicon | 10–15 % | 7–10 m ²  |
| Thin Film: Copper-Indium-Selenide (CIS) | 6–11 % | 9–17 m ²  |
| Cadmium Telluride (CdTe) | 6–11 % | 9–17 m ²  |
| Micromorphous Silicon | 7–12 % | 8,5–15 m ²  |
| Amorphous Silicon | 4–7 % | 15–26 m ²  |

Figur 26. Mengden areal forskjellige teknologier krever for å produsere 1kWp[2 s. 194]

En annen faktor som er viktig å ta hensyn til er hvor anlegget skal plasseres. Beliggenheten som blir valgt må undersøkes for å finne ut hvordan skyggeforldene er, den beste orienteringen til modulene i forhold til solen, omgivelsestemperaturen og hvordan anlegget skal bli konfigurert. Hvordan skygge påvirker solcellemoduler og anlegg vil bli gått dypere inn på i neste kapittel.

Solcellemodulenes orientering

Solcellemodulenes orientering i anlegget er hovedsakelig bestemt av to ting, nemlig byggets eller plassens utseende der anlegget skal installeres og hvor på planeten anlegget befinner seg. Det første punktet kan en ikke gjøre så mye med. Om en bare har anledning til å bygge på en sørvendt og vertikal flate på siden av et bygg, så må en bygge der. Det andre punktet bestemmer hvordan en bør vinkle solcellemodulene mot solen i forhold til modulenes gitte plass på planeten.



Figur 27. De bestemte vinklene benyttet til å orientere en modul(vendtre) og solens bane på enkelte dager på den nordlige halvkule(høyre) [2, S.19]

På mange anlegg er solcellemodulene fastmontert i en gitt retning og vinkel mot solen, noe som tilsier at de ikke kan bevege seg etter solens forflyttelse på dagen og i løpet av året. Det er derfor viktig å bestemme den beste orienteringen til modulene for å utnytte sollyset best mulig når dette er situasjonen.

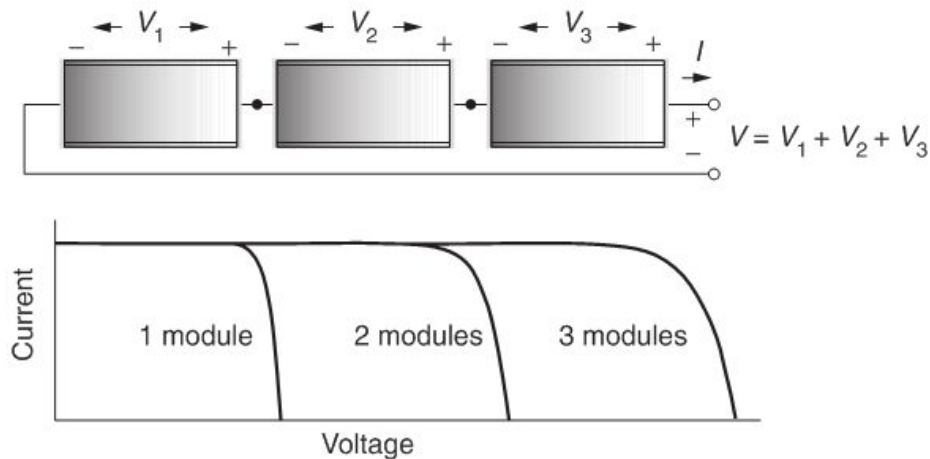
Som en kan se på figuren over til høyre, kan en si at solcellemodulene bør bli montert direkte sørover når en befinner seg på den nordlige halvkule. Dette vil si at modulen blir montert med en azimuth vinkel på 0° og at solcellemodulene er tilnærmet plassert rett mot det punktet hvor solen står høyest på himmelen i løpet av dagen og gir den største solinnstrålingen.

En annen vinkel som må bestemmes for solcellemodulene er den vertikale vinklingen, også kalt for zenith vinkelen. Denne gir modulenes vinkel mot himmelen i forhold til anleggets horisontale flate på jorden. Som en tommelfingerregel her kan en si at denne vinkelen er lik breddegraden anlegget befinner seg på. Ser en på Gløshaugen blir altså denne vinkelen lik $63,4^\circ$. [2, S.19]

Ettersom den beste løsningen hadde vært å plassere solcellemodulene rett mot solen til en hver tid har enkelte større anlegg blitt installert med såkalte «solar trackers». Disse er montert på hver modul eller en liten mengde moduler og kan snu dem i en eller to akser mot solen. Grunnen til at en som regel ikke benytter seg av disse er at de er dyre og svært komplekse. Sjansen for at de går i stykker er derfor rimelig stor i forhold til risikoen for at et fastmontert anlegg skal gå i stykker. [5, S.175]

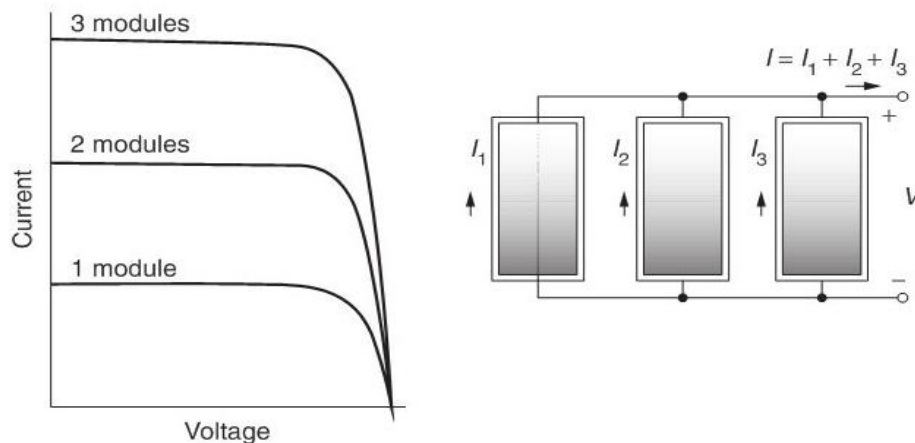
Serie- og parallellkobling av et solcelleanlegg

Som nevnt tidligere har hver krystallinske solcelle en åpen kretsspenning på 0,5 til 0,6V under STC-forhold. For å øke denne spenningen serierkobler man cellene sammen for å danne en modul, noe som fører til at den får en spenning som ligger på et passende nivå. På figuren under ser en hvordan serierkobling av solceller eller moduler bare øker spenningen og ikke strømmen. Strømmen er derfor lik for en celle og for en hel modul eller streng bestående av samme solceller hvis en bare serierkobler. Når en designer et anlegg vil en derfor sette sammen moduler til en streng med et ønsket spenningsnivå. [3, S.135-136]



Figur 28. Resultatet av å serierekoble solcellemoduler[1 s. 288]

Som også er nevnt tidligere kan kortslutningsstrømmen til en solcelle variere kraftig og ligger i et område på ca. 3A til 16A under STC-forhold, noe som er avhengig av hvordan solcellen er bygd opp. Som regel vil kortslutningsstrømmen ligge i et område fra ca. 3A til 6A under STC-forhold. I mange tilfeller vil en derfor ikke øke strømmen drastisk når en bygger et anlegg. Som vist i figuren under økes strømmen ved å parallell-koble solceller, moduler eller strenger til det ønskede nivået, mens spenningen holdes på et fast nivå og ikke øker. I dagens anlegg på Gløshaugen har hver anleggsdel en kortslutningsstrøm 20A under STC-forhold. [3, S.134-135]



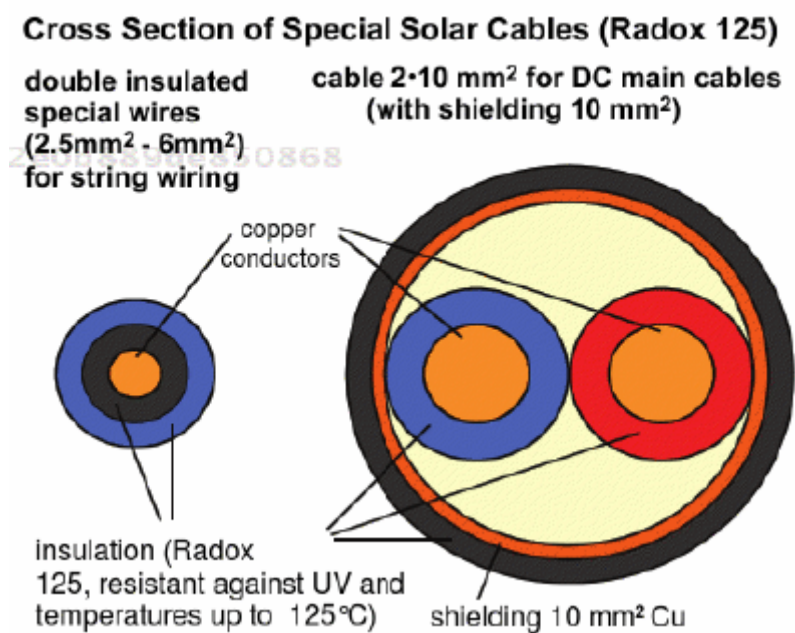
Figur 29. Resultatet av å parallell koble solcellemoduler[1 s. 288]

2.4.2 Kabler og koblingsbokser

Ettersom solcelle-systemer for det meste er eksponert for store mengder sollys og andre værphenomen er det spesielle krav til kablene som blir benyttet i disse systemene. Punktene under presenterer viktige designløsninger og egenskaper som kablene i solcelle-systemet må ha.

Kablene bør:

- Ha dobbel isolering for sikkerhet, spesielt for lyn beskyttelse og mot jordingsfeil og kortslutningsfeil.
- Tåle høye doser med UV stråling fra solen
- Tåle høye temperaturer på grunn av høye celletemperaturer. Kablene bør ha en klassifisert drifts temperatur på over 85 °C, helst opp mot 100 °C
- Være halogen fri
- Være selvslukkende
- Skal helst ikke være brennbar
- Være fargekodet for lett å forstå systemoppbyggingen, samt at systemet blir lettere å fikse



Figur 30. Eksempel på solcelle-system kabler for sammenkobling av strenger og for sammenkobling av hele anlegget[5 s. 189]

Selve kablene i systemet bør være koblet sammen i terminaler eller med skruer og kabelfester. Når de blir koblet sammen inni en koblingsboks bør de alltid komme inn i boksen fra undersiden, noe som hindrer at vann, jord og andre uønskede materialer trenger inn.

På baksiden av en konvensjonell solcellemodul er det som regel festet en liten koblingsboks med én inngang og én utgang for lett å kunne koble moduler sammen i strenger. For å koble disse strengene sammen benytter en én koblingsboks. Modulene i en streng vil som oftest være seriekoblet opp til systemspenningen for anlegget. Kobler en flere strenger sammen i koblingsboksen vil disse som regel være parallellkoblet, og det er bare strømmen som øker. I større anlegg er det også hoved koblingsbokser som er plassert i nærheten av vekselretterne til systemet.

En benytter ikke bare koblingsboksen til å koble sammen strenger. Den inneholder også en del beskyttelse for systemet, som utkoblingsterminaler, streng/blokkedioder, streng sikringer og overbelastningsbeskyttelse. Disse beskyttelsessystemene vil bli beskrevet i de neste delkapitlene. [5, S.189-196]

2.4.3 Beskyttelse systemer

Et solcellesystem trenger en rekke beskyttelsessystemer, og komponentene som blir installert i et slikt system har spesielle krav for hva de må tåle. Kravene for kablene er nevnt i forrige kapittel, men resten av systemet som er utsatt for elementene må også tåle UV stråling, snø, is, nedbør, høye temperaturer, osv.

Selve systemer må kunne tåle en testspenning, V_p . Denne testspenningen må være mye høyere enn hva systemets maksimale åpne kretsspenning kan bli. Testspenningen er også avhengig av hvilken klasse solcellesystemet ligger under. Om et system har en høy driftsspenning, det vil si over 120V, må det være kategorisert under klasse 2 eller høyere. Denne klassen har strengere krav til komponenter i systemet, som tykkelse på isolasjon, tålegrense for temperatur og høyere toleranse for spenning. Under denne klassen blir test spenningen regnet ut som vist i ligningen under:

[5, S.187-188]

$$V_p = 4 \cdot V_{OCA} + 2kV \quad (13)$$

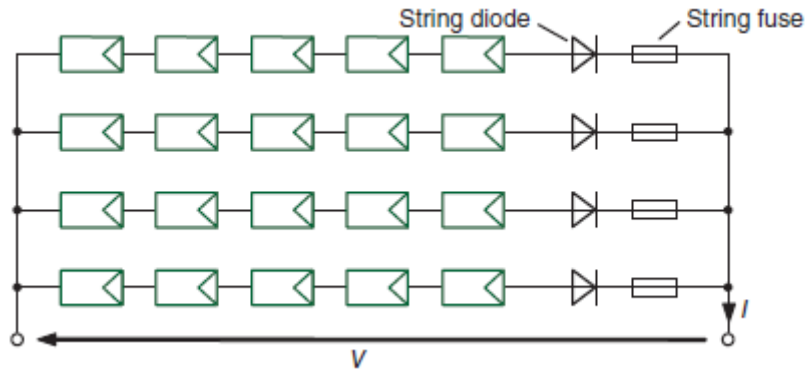
V_p - Minimum test spenning

V_{OCA} - Maksimum åpen kretsspenning for hele systemet

kV - Kilovolt

En kan dermed, ut ifra ligning 13, definere den maksimale driftsspenningen til et system:

$$V_{OCA} = \frac{V_p - 2kV}{4} \quad (14)$$



Figur 31. Solcellesystem med flere strenger, inkludert streng dioder og sikringer[3 s. 147]

Som nevnt over har et solcellesystem en rekke beskyttelsessystemer, også kalt for overstrøms systemer. Disse systemene vil bli gjennomgått under, i mer detalj. På figuren over er det plassert streng dioder og streng sikringer på hver streng. Streng diodene vil bli beskrevet i neste kapittel sammen med bypass dioder som også er en del av beskyttelsessystemet til et anlegg(3.1.2).

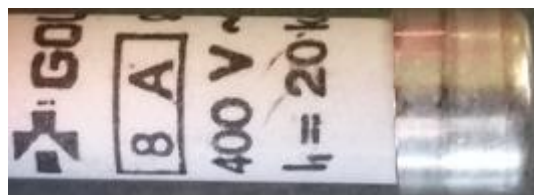
Streng sikringer

I figuren over ser en at sikringene er plassert i enden av hver streng og har dermed evnen til å koble fra én streng fra systemet om nødvendig. Hver modul i systemet er bare klassifisert til å tåle en viss mengde med strøm, og om denne strømmen blir større enn klassifiseringen tilsier kan modulen svikte og bli ødelagt. Dette kan for eksempel forekomme om det oppstår en revers strøm fra andre strenger i et parallellkoblet solcellesystem. Grunnen til at dette kan skje vil bli forklart i neste kapittel om skyggelegging, ettersom det er en av hovedårsakene til slike feil. En annen årsak kan være lynnedslag i systemet.

Sikringer er som regel bare nødvendig når antallet med parallellkoblede strenger i en solcellemodul-ving blir så stor at strømmen overgår modulenes klassifisering eller om lyn-avledningen ikke er tilstrekkelig. Systemer som bare består av én eller to strenger pleier som regel ikke å behøve sikringer på strengen(e).

Ettersom sollys har evnen til å bli forsterket under enkelte tilfeller når det passerer gjennom en sky(cloud enhancement) er det viktig at dette blir tatt hensyn til og at sikringene er gode nok til å tåle den økte strømmen som kan oppstå.

Solcellesystemer har spesielle sikringer som er produsert med tanke på utfordringene som kan oppstå i et solcelleanlegg. Disse sikringene blir klassifisert som gPV- eller gR sikringer. [5, S.191-192]



Figur 32. Strengsikring for anlegget på Gløshaugen[17]

Effektbrytere

Det finnes også alternativer til tradisjonelle sikringer i strengene, nemlig effektbrytere. Disse er bedre egnede ettersom at en ikke behøver å bytte dem ut hver gang de bryter, slik som en må gjøre med standard sikringer. Men i forhold til de vanlige sikringene har de en veldig stor ulempe. De er mye dyrere, og blir derfor som regel bare benyttet i større anlegg. [5, S.192]

Som vist i figur 25 har nett-tilknyttede solcelleanlegg også én effektbryter på AC siden for å kunne koble hele anlegget fra nettet.

Hoved-last bryteren på DC siden

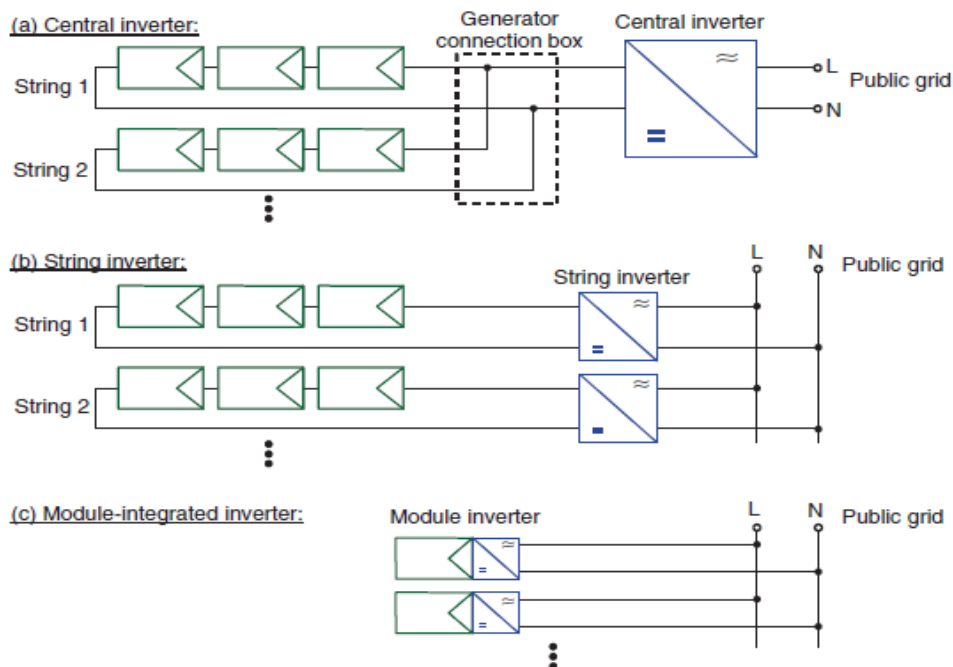
På DC siden av anlegget er det plassert hoved-last brytere som er installert for å kunne koble denne siden av anlegget av. Denne bryteren isolerer solcellemodul-siden fra omverdenen, og er essensiell om en skal jobbe på solcelleanlegget. Om en fjerner en sikring eller kobler fra en effektbryter uten først å koble fra denne hovedbryteren kan farlige situasjoner oppstå, slik som lysbuer. Det er viktig at denne bryteren er klassifisert for anlegget, altså at den må tåle mer enn den strømmen og spenningen som anlegget maksimalt kan produsere. I større anlegg slik som det på Gløshaugen er denne bryteren plassert i hoved koblingsboksen nærme vekselretteren. [5, S.192]

Overlast beskyttelse

Overlast beskyttelse er beregnet på å beskytte anlegget mot kraftige overlaste som kan oppstå. Et eksempel som kan oppstå i solcelleanlegg er lynnedslag. Det er derfor viktig at anlegget blir bygd med dette i tankene. Anlegget bør ha installert overlast avledere, som varistorer (spenningsavhengig motstand) eller overspenningsavledere i koblingsboksene (se figur 24). [5, S.192]

2.4.4 Vekselrettere

En vekselretter er en av de viktigste komponentene i et nett-tilknyttet solcellesystem. De har som oppgave å konvertere solcellemodulenes produserte DC-strøm til AC-strøm som kan leveres på nettet.



Figur 33. Forskjellige vekselretteropplegg for solcellesystemer [fundamentals s. 170]

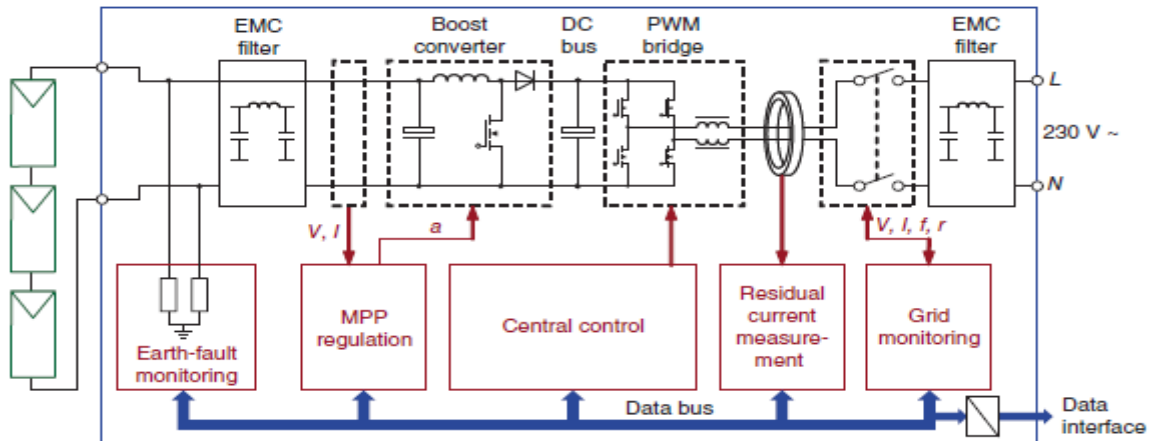
Figur 33 og 35 viser fire forskjellige vekselretteropplegg som blir brukt i nett-tilknyttede solcellesystemer. Disse fire oppleggene vil bli gjennomgått i mer detalj i delkapitlene under.

Listen under forklarer egenskapene vekselretterne bør ha i et solcellesystem:

- Omforme DC → AC
- Høy virkningsgrad
- Strømmen ut fra AC-siden må være synkron med frekvensen på nettet
- Inneholde en MPPT
- Kunne overvåke strømnettet for å hindre at solcellesystemet kommer i en situasjon der det er isolert fra nettet og fortsetter å produsere strøm
- Kunne overvåke solcellesystemet med tanke på personellsikkerhet:
 - Isolasjonsovervåking når vekselretteren inneholder en trafo
 - Jordfeilovervåking når vekselretteren ikke inneholder en trafo
- Datainnsamling av viktige parametere i systemet

[Sikkert fra Photovoltaics - Fundamentals, Technology and Practice, s. 171]

Figur 34 på begynnelsen av neste side viser en typisk oppbygging av en solcellevekseletter uten en installert trafo.



Figur 34. Oppbygging til en solcellevekselretter med flere av funksjonene i listen over, uten installert trafo.[3 s. 172]

2.4.4.1 Sentrale-Vekselrettere

Som overskriften antyder bruker en bare én enkel vekselretter når en snakker om sentrale vekselrettere for solcellesystemer. Figur 33 viser konseptet på en enkel og grei måte. Her blir strengene i anlegget parallellkoblet i én eller flere koblingsbokser før de blir ført inn i den sentrale vekselretteren. Fordelen med dette konseptet er at det er enkelt å designe og at det bare behøves én vekselretter i systemet. Dette fører dermed til at anlegget blir billigere å bygge, og det blir derfor benyttet i mange solcellesystemer. Effekten til disse vekselretterne kan gjerne variere stort, og er avhengig av anleggets størrelse.

Det finnes i hovedsak to store ulemper med dette designet. Ettersom alle solcellemodulene er koblet sammen i én vekselretter er det bare én MPPT for hele systemet. Hvis én av de parallelle strengene blir delvis eller helt skyggelagt kan det føre til «mismatching» tap og store problemer for MPPT (se kapittelet om skyggelegging). Den andre store ulempen med et slikt design, er at det blir store mengder med DC-kabler i systemet. Dette kan føre til at den produserte DC-effekten må bli overført over rimelig store avstander, noe som kan gi problemer for anlegget om det oppstår feil på grunn av at det er vanskelig å bryte likestrøm. Det kan også gi økte DC-tap i anlegget. [3, S.169-170]

2.4.4.2 Streng-Vekselrettere

Dette konseptet er utviklet for å prøve å forbedre enkelte av problemene med systemer der en bare benytter én enkel sentral vekselretter. Som en kan se i figur 33 er det én vekselretter per streng. Dette gjør at koblingsboksene på DC-siden kan fjernes, noe som fører til at den produserte effekten fra hver enkel streng blir ført inn i «sin egen» vekselretter. Dette løser en del av problemet med for lange DC-kabler.

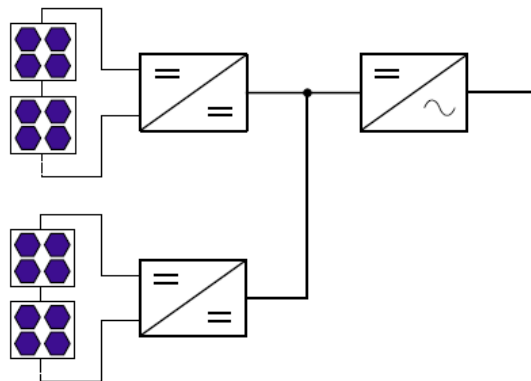
En annen fordel med dette konseptet er at hver vekselretter har sin egen MPPT. En kan dermed styre hvilket effektpunkt hver individuelle streng skal ligge på, noe som fører til mindre «mismatching» tap.

Ettersom det behøves flere vekselrettere vil prisen på anlegget gå opp, men med forbedringene som er nevnt over kan en spare inn en viss del av den opprinnelige økonomiske investeringen.

Dette konseptet kan i realiteten bli utvidet litt ved at en fører to parallellkoblede strenger inn på en og samme vekselretter. Dette kan gjøres når hver streng er helt lik og når de ikke blir utsatt for regelmessig skygger. [3, S.170],[11]

2.4.4.3 Multistreng-Vekselrettere

Dette konseptet er en blanding av de to forestående konseptene. Her går flere strenger fra en del av et anlegg inn på én vekselretter. Den store forskjellen her, i forhold til et anlegg med én sentral vekselretter, er at hver streng har sin egen DC-DC omformer med MPPT innebygd. Multistreng-vekselretteren får dermed en uniform DC-strøm fra omformerne, mens hver streng kan operere på et individuelt effektpunkt om skyggeforholdene er varierende fra streng til streng. En kan dermed begrense «mismatching» tap, og samtidig begrense deler av den økonomiske investeringen. [3, S.176]



(c) Multistring inverter.

Figur 35. Multistreng vekselretter[18]

2.4.4.4 Modul-Vekselrettere

Som vist i figur 33 er modul-vekselretterne festet på baksiden av hver enkel solcellemodul i et anlegg. Dette gjør at hver vekselretter blir forholdsvis liten, noe som gjør at de også blir kalt for mikro-vekselrettere. Den store fordelen med dette konseptet er at hver modul kan styres individuelt, og dermed kan operere på et eget effektpunkt. Dette gjør at «mismatching» tap blir meget redusert samtidig som eventuelle tap fra en DC-side blir tilnærmet eliminert ettersom det bare blir modulene som vil utgjøre denne siden av anlegget.

Ulempene med dette konseptet er at de økonomiske investeringene vil bli større, samt at vedlikeholds-kravene vil øke. Dette er fordi vekselretterne blir utsatt for de samme vær-elementene som solcellemodulene blir utsatt for og kan dermed gå raskere i stykker. [3, S.170][11]

2.4.4.5 Valg av Vekselretter i systemet

Når en velger hvilken vekselretter en skal benytte i et solcelleanlegg er det viktig å se på hvordan anlegget er designet, hvordan solinnstrålingsforholdene er på plassen og hvordan skyggeforholdene er.

Et større anlegg består ofte av en rekke individuelle strenger som er parallellkoblet og ført inn i én sentral vekselretter. Denne topologien fungerer som regel fint så lenge anlegget ikke blir utsatt for skyggeforhold (se kapittel 3.1.3). Når en bygger et anlegg bør en derfor velge én av de nevnte topologiene over ut ifra skyggeforhold og økonomi.

Størrelsen på vekselretteren eller vekselretterne blir ofte bestemt på to forskjellige måter:

- Den nominelle tilførte effekten til vekselretteren blir satt lik den nominelle avgitte effekten til solcellemodulene under STC-forhold. Så om et anlegg er klassifisert som et 15kWp anlegg vil vekselretterens nominelt tilførte effekt klassifisering bli satt til den samme.
- Ettersom den nominelt avgitte effekten til et solcellesystem er avhengig av områdets solinnstråling, som for det meste ikke tilsvarer STC-forholdene, varierer vekselretterens størrelse fra anleggets klassifisering. Vekselretterne blir ofte underdimensjonerte og ligger på en plass mellom 60-80 % av den nominelle avgitte effekten til solcellemodulene under stc-forhold. Dette varierer selvfølgelig fra anlegg til anlegg og hvor en befinner seg.

For å definere forskjellen mellom solcellesystemets installerte effekt under STC-forhold og vekselretterens maksimale effekt benytter en én parameter kalt for størrelsesfaktoren, eller «sizing factor». Denne gir vekselretterens størrelsesforskjell i prosent og regnes ut ved hjelp av ligningen under:

$$SF = \frac{P_{INV}}{P_{PV,tot}} \cdot 100 \quad ,[\%] \quad (15)$$

SF - Sizing factor

P_{INV} - Vekselretterens maksimale effekt

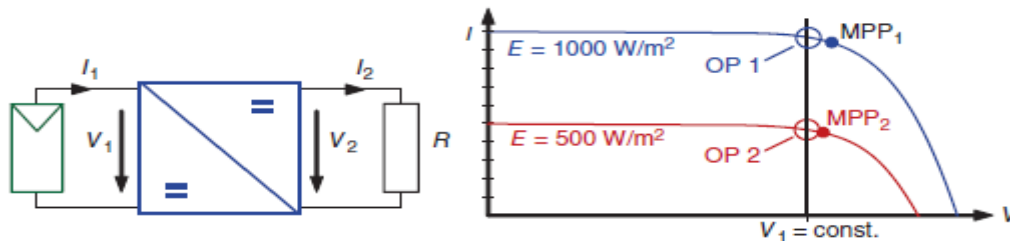
$P_{PV,tot}$ - Solcellesystemets installerte effekt under STC-forhold

[17],[20]

2.4.5 DC-DC omformer i solcellesystemer

DC-DC omformere kan bli brukt til enten å øke(boost omformer) eller senke(buck omformer) DC-spenningen i et system. I et solcellesystem kan de benyttes til å tilpasse spenningen i systemet til det nivået en ønsker på DC-siden, eller som hjelp med å finne MPP.

DC-DC omformerne kan for eksempel benyttes til å holde spenningen på et bestemt nivå selv om solinnstrålingen varierer. Dette er vist i figuren under



Figur 36. Eksempel på bruk av en DC-DC omformer i et solcellesystem[3 s. 162]

Ligningen under viser hvordan en ideell DC-DC omformer virker med samme effekt inn og ut. Ønsker en for eksempel å forandre på spenningen, må strømmen også forandres.

$$P_1 = V_1 \cdot I_1 = V_2 \cdot I_2 = P_2 \quad (16)$$

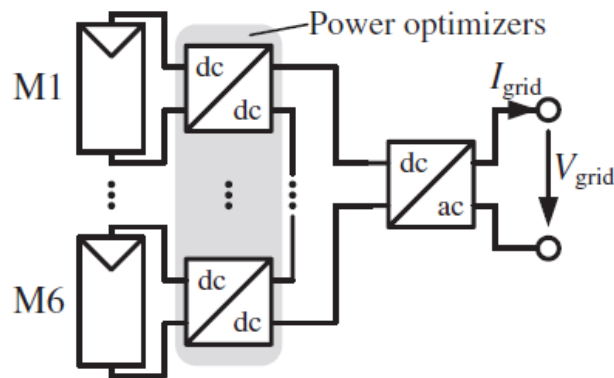
- P_1 - Tilført effekt
- V_1 - Spenning på solcellesiden
- I_1 - Strøm på solcellesiden
- V_2 - Spenning på vekselrettersiden
- I_2 - Strøm på vekselrettersiden
- P_2 - Avgitt effekt

Det er selvfølgelig viktig å huske at ideelle omformere ikke eksisterer, men de har en svært god virkningsgrad. Som regel ligger denne på over 95 %. [3, S.162]

Effekt-optimierer

En effekt-optimierer er en DC-DC omformer som er integrert i hver enkel solcellemodul og blir benyttet til å forbedre konseptet med streng-vekselrettere. Når en bare benytter streng-vekselrettere kan det oppstå problemer med for eksempel «mismatching» mellom modulene i strengen. Dette skyldes ulike skyggeforhold for de forskjellige modulene. Alle modulene i en streng blir tvunget av veksleretteren til å operere i samme effektpunkt selv om de individuelt sett ikke produserer mest effekt på det spesifikke punktet. Når en effekt-optimierer blir plassert på hver av modulene kan de styre hvilket effektpunkt de skal ligge på individuelt for hverandre. De fungerer derfor på en måte som en MPPT for hver modul. Ved bruk i et system kan de begrense tapene fra «mismatching» på grunn av skygge med mellom 15- og 50 % på årsbasis.[11],[30],[31]

I et slikt system er det effekt-optimiererene som er seriekoblet for å øke spenningen til det ønskede nivået. Ettersom det ikke blir noen «mismatching» mellom hver modul. Figuren under viser en illustrasjon for hvordan de er integrert i systemet. [11]



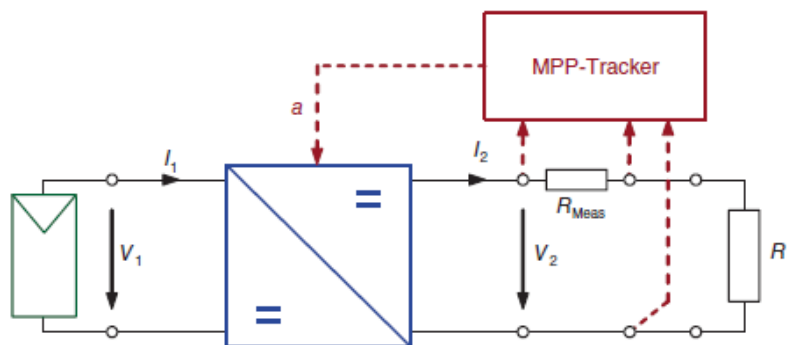
Figur 37. Effekt-optimierer i et solcellesystem[19]

2.4.6 MPPT

Som nevnt tidligere har solcellemoduler et maksimalt effektpunkt der de kan levere mest mulig effekt(MPP). Dette punktet er avhengig av solinnstrålingen og temperaturen i et spesifikt tidspunkt. Forandres dette forandres også dette punktet.

For å kunne bestemme hva strømmen og spenningen skal være i én solcellemodul for å oppnå dette punktet benytter en «maximum power point tracker» eller maksimalt effektpunkt søker som det er på norsk.

Figuren under viser prinsippet bak denne søkerens framgangsmåte. Enkelt forklart forandrer den omformerens «duty factor», eller drifts faktor for å kunne bestemme hva strømmen og spenningen skal være i en solcellemodul. Driftsfaktoren bestemmer forskjellen på de innmatede- og de utmatede parameterne til omformereren. [3, S.167], [1, S.305]

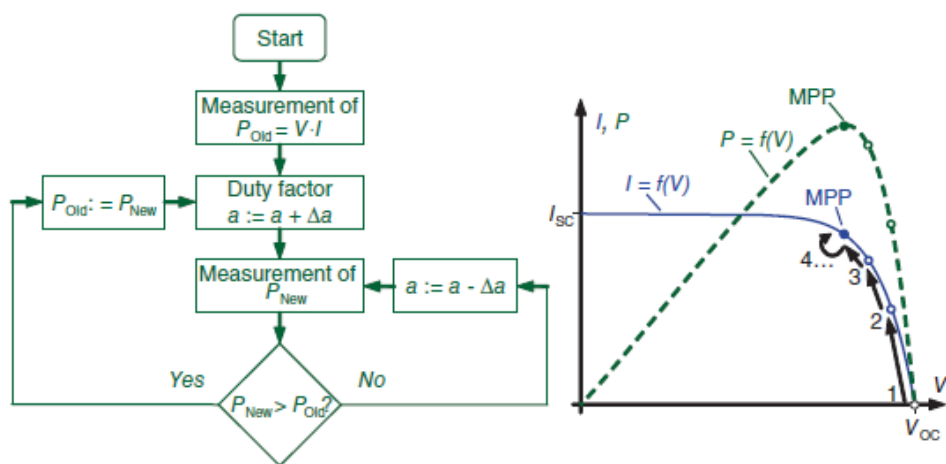


Figur 38. Fremgangsmåten til maksimal effektpunkt søking[3 s. 168]

Det har i løpet av årene blitt utviklet en rekke metoder for å komme fram til det maksimale effektpunktet. Under blir fire av disse metodene beskrevet.

Forstyrr og observer metoden

Dette er den mest populære metoden for å identifisere det maksimale effektpunktet til én solcellemodul, én streng eller et anlegg. Metoden fungerer ved å regne ut en effekt for så å enten øke eller senke driftsfaktoren, måle på nytt, og se om effekten har økt eller sunket. Som regel starter den på den åpne kretsspenningen og senker driftsfaktoren derfra til den får finjustert seg inn på det maksimale effektpunktet. Dette er i prinsippet en prøve og feile metode. Figuren under viser framgangsmåten til metoden. [3, S.167]



Figur 39. Algoritmen til forstyrr og observer metoden i form av et flytdiagram[3 s. 168]

Differensiell konduktans metoden

Denne metoden baserer seg på at skråningsvinkelen vil være lik 0 ved det maksimale effektpunktet i effekt-spennings kurven, altså at $\frac{dP}{dV} = 0$ (17) ved dens toppunkt. Ettersom $P = IV$ kan en si at:

$$\frac{dP}{dV} = I \frac{dV}{dV} + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \approx I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (18)$$

Setter en ligning (18) inn i ligning (17) får en at:

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \text{ i toppunktet der MPP ligger.} \quad (19)$$

P - Effekt

I - Strøm

V - Spenning

Om ligning (19) ikke stemmer vil en enten ligge til høyre eller venstre for toppunktet.

Når denne metoden er i bruk sender den en spenning inn på solcellemodulen ved forhåndsbestemte tidsintervaller, måler den elektriske ledningsevnen, ser om det har vært noen endringer, for dermed å kunne bestemme om det maksimale effektpunktet har forandret seg. Den gir deretter omformeren en ny driftsfaktor ut ifra om spenningen må økes eller senkes. [1, S.306-308]

Stasjonærspenningsmetoden

Dette er en svært lite nøyaktig metode. Den går ut på å forandre spenningen som modulene arbeider på kun to ganger i året, et spenningsnivå for vinteren og et for sommeren. Ideen baserer seg på at spenningen vil være høyere når temperaturen er lav og lavere når temperaturen er høy. [1, s.305-308]

Fraksjonert tomgangsspenningsmetode

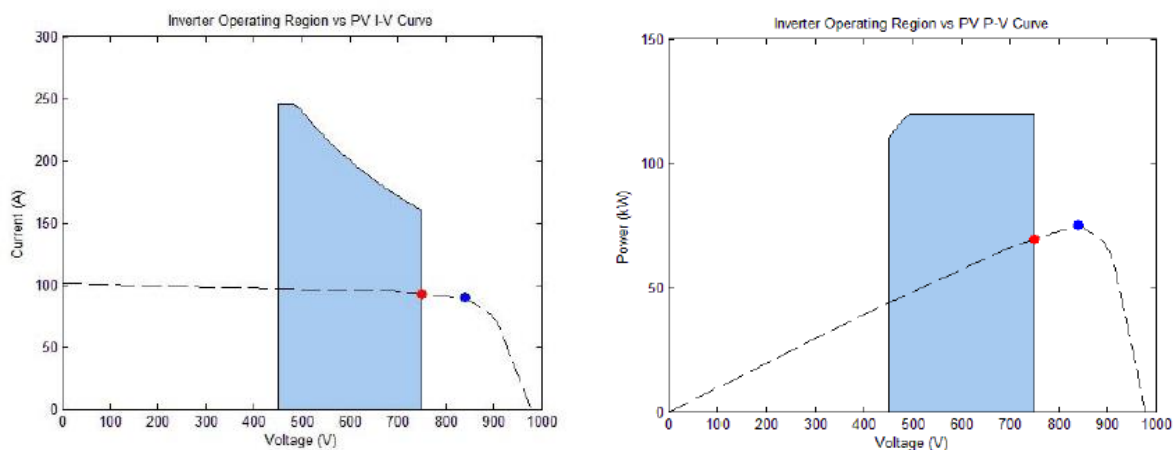
Denne metoden går ut på å bestemme spenningen som modulene arbeider på etter et forhåndsbestemt nivå. Dette nivået er en viss prosentandel av den målte åpne kretsspenningen til modulen. Hver gang det oppstår en endring i det maksimale effektpunktet må en måle den åpne kretsspenningen, noe som kreves at modulen må være koblet fra lasten. [1, S.306]

Arbeidsområdet til en vekselretters MPPT

Uansett hvilken vekselrettertopologi en velger er det viktig at vekselretteren passer til solcellesystemet, med tanke på systemets effekt, strøm og spenning. Hvilken størrelse et systems vekselretter bør være ble undersøkt i kapittel 2.4.4.5. Her vil den maksimale effektpunkt søkerens arbeidsområde bli undersøkt.

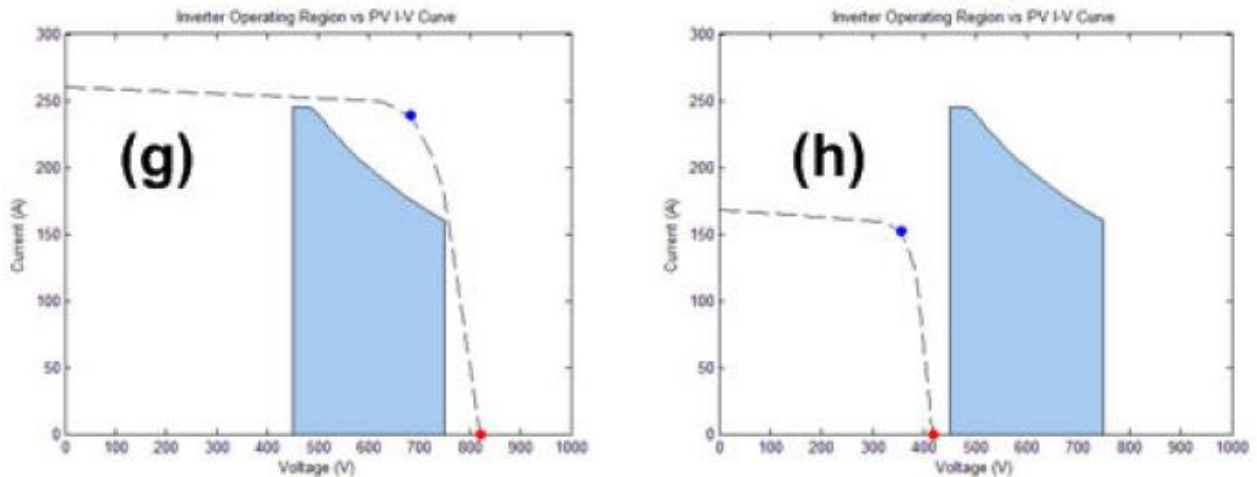
For å velge riktig vekselretter er det altså ikke bare viktig å tenke på systemets effekt. En må også tenke på hvilket strøm- og spenningsområde det maksimale effektpunktet befinner seg i. Som en kan se i vedlegg D har vekselretteren Theia HE-t 2.0 én maksimal effektpunktsøker med et arbeidsområde som strekker seg fra 230- til 480 Vdc. Det vil si at om det maksimale effektpunktet for et system befinner seg utenfor dette området vil ikke denne vekselretteren kunne finne det og i stedet velge det beste punktet som ligger innenfor dens arbeidsområde.

Figur 39 viser arbeidsområdet til en maksimal effektpunkt-søker satt inn i en IV- og PV-kurve. Her kan en se at søkeren ikke er rangert for det gitte solcellesystemet og det maksimale effektpunktet som systemet blir tvunget til å arbeide i blir lavere enn hva det burde ha vært (rød prikk). Den blå prikken representerer systemets maksimale effektpunkt og bør alltid ligge innenfor det området søkeren er rangert for. Det er derfor veldig viktig å undersøke hva det beste området er for hvert system. Dette området kan variere ut ifra solinnstråling og hva temperaturen er for et system.



Figur 40. Arbeidsområdet til en MPPT satt inn i en IV- og PV-kurve[20]

I det verst tenkelige senarioet vil ikke arbeidsområdet til den maksimale effektpunktsøkeren ligge innenfor systemets IV-kurve i det hele tatt. Da reagerer vekselretterne i systemet ved å tvinge det til åpen krets modus, og systemet vil ikke produsere noen effekt i det hele tatt. Et slikt senario er vist i figur 41 under.[21]



Figur 41. To eksempler der IV-kurver og den maksimale effektpunktsøkerens arbeidsområde ikke krysser hverandre[20]

2.4.7 Misforholds tap

Når en serie- og/eller parallellkobler flere solcellemoduler i et anlegg vil nødvendigvis ikke den totale effekten til anlegget være lik den effekten en oppnår når en summerer opp den oppgitte effekten til hver individuelle solcellemodul. Anleggets totale effekt kan skille seg fra modulenes effekt på grunn av et fenomen kalt for «mismatching», eller misforhold på norsk.

Dette fenomenet kan ha flere årsaker. Selv om modulene skal være like trenger ikke nødvendigvis modulenes IV-kurve karakteristikk å være det, noe som kan føre til at modulene har forskjellige MPP eller at det samme MPP som befinner seg på et annet arbeidspunkt. Dette kan komme av produksjonsprosessen, der produsentene følger en viss produksjons toleranse. Det kan altså originalt være små forskjeller fra modul til modul.

En annen årsak som kan ha en stor betydning er skygge, enten fra skitt, snø, blader og andre stasjonære fenomener, eller fra skyer, trær, bygninger og andre bevegelige fenomener. Dette kan som over føre til at hver modul har forskjellige MPP. Neste kapittel vil gå dypere inn på hva skygge har å si for et solcelleanlegg.

Ser en på figur 44 kan skygge på en enkel celle i en modul føre til at MPP forandres drastisk, spesielt i situasjonen der det ikke er installert bypassdioder. Når flere moduler med ulike skyggeforhold blir koblet sammen i serie- og/eller parallellkobling kan de forskjellige modulene i anlegget ha veldig forskjellige MPP. Hvor bra systemet håndterer dette er basert på hvilken systemtopologi som er valgt, altså hvor vekselretterne er plassert og hvilket arbeidsområde MPPT har. [3, S.148]

3.0 Skyggelegging

Skyggelegging av solcelleanlegg kan være et veldig alvorlig problem og bør være en viktig del når en designer et nytt anlegg. Alvorlighetsgraden til skyggeleggingen kan bestemmes ut ifra en rekke forskjellige faktorer:

- Hvor mye av anlegget som er skyggelagt og hvor alvorlig skyggeleggingen er
- Hvordan anlegget er oppkoblet, med tanke på celler, bypass/blokke dioder og moduler
- Hvordan skyggen oppfører seg, altså bevegelsen til skyggen og hva som kaster den
- Komponenter i anlegget, spesielt med tanke på vekselretterne

[2, S.184]

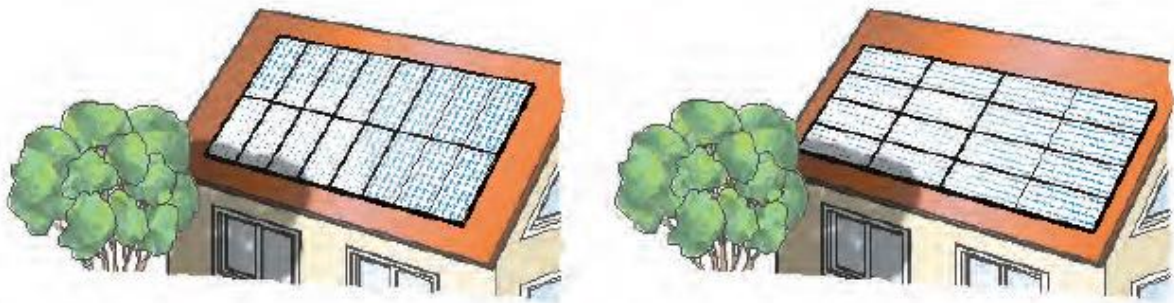
3.1 Skyggepåvirkning av et solcelleanlegg

Selv små mengder med skygge kan ha en stor påvirkning på et solcelleanlegg. Denne skyggen kan komme fra svært mange forskjellige kilder, der alt fra trær, bygninger, skyer og andre moduler i anlegget kan være kilden.

Som vist i kapittel 2.3.2 er kortslutningsstrømmen til en solcelle proporsjonal med solinnstrålingen og forandrer seg lineært med den (figur 13). Dette betyr at desto mer skygge én solcelle blir utsatt for, desto mindre blir kortslutningsstrømmen dens.

I samme kapittel er det også vist at den åpne kretsspenningen blir påvirket av solinnstrålingen, men i mye mindre grad. Fra ligning (5) kan en se at den er logaritmisk avhengig av kortslutningsstrømmen, og dermed også solinnstrålingen. En solcelle må derfor være nesten totalt skyggelagt før den åpne kretsspenningen faller drastisk. I realiteten vil ikke dette scenarioet oppstå på dagtid ettersom en solcelle alltid vil være belyst av diffust lys. Ser en på en klarværsdag vil diffust lys representere om lag 15 % av lyset som treffer en solcelle på et horisontalt plan. [1, S.218]

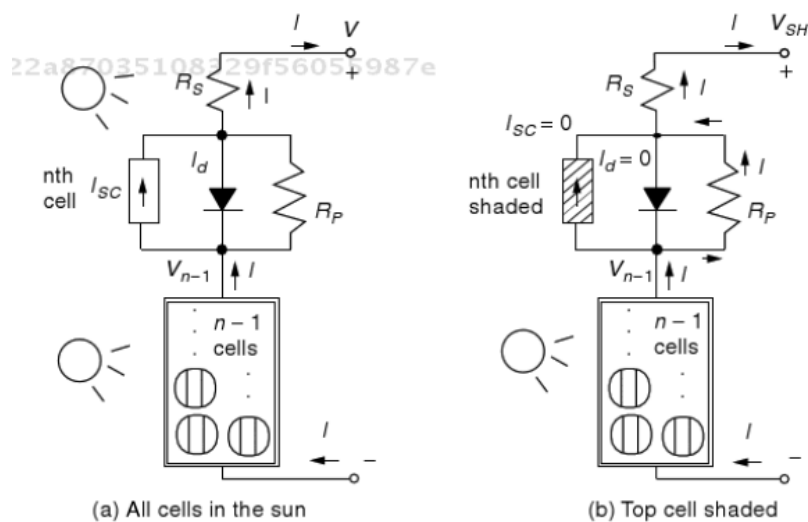
Hvordan skygge påvirker en solcellemodul eller et anlegg bestemmes av hvordan det er oppkoblet og hvordan skyggen beveger seg over anlegget.



Figur 42. Skyggelegging på et solcelleanlegg med vertikale og horisontale moduler [2 s. 184]

Som en kan se på figuren over kan den samme skyggen ha forskjellig innvirkning på et anlegg av lik størrelse når modulene er arrangert annerledes. På bildet til venstre blir tre av modulene delvis skyggelagt, mens på bildet til høyre er bare to av modulene delvis skyggelagt. Ut ifra hvordan modulene er koblet opp innvendig vil denne skyggen påvirke de to forskjellige scenarioene svært ulikt (se kapittel 3.1.2). [2, S.184-185]

3.1.1 Skygge på en solcellemodul



Figur 43. Solcellemodul med n antall celler i solen og solcellemodul med n antall celler i solen og en skyggelagt [1 s. 295]

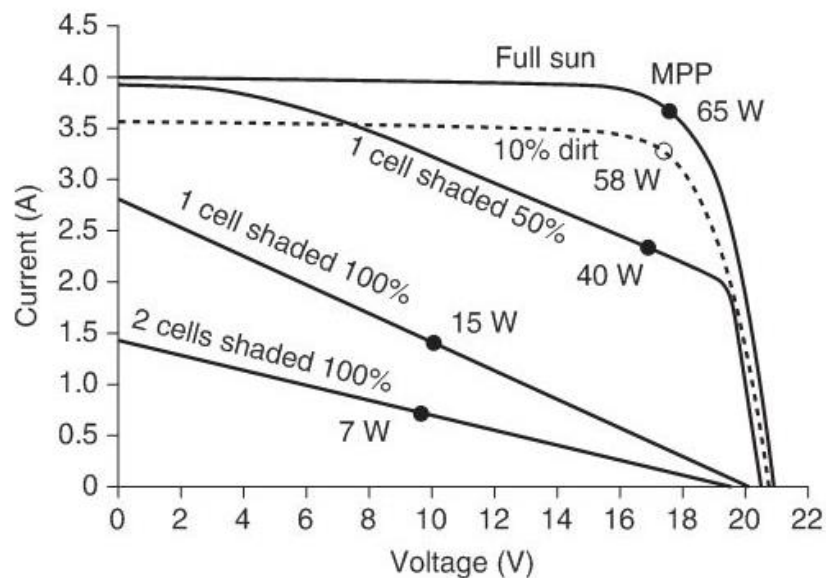
I figuren over vises en solcellemodul der den siste solcellen i serien er vist i form av en ekvivalentkrets. Hos figur (a) er ingen av solcellene utsatt for skygge, mens hos figur (b) er den øverste solcellen helt skyggelagt. Situasjonen som er vist i figur(a) er altså en normalt operativ modul, mens det i figur (b) vil oppstå problemer på grunn av den ene solcellen som er skyggelagt.

Når den øverste solcellen er skyggelagt vil det føre til at kortslutningsstrømmen hos den blir lik null. Det oppstår dermed et spenningsstap over shunt motstanden, R_p , når strømmen går gjennom denne. Dette fører til at dioden blir reversforspent slik at diodestrømmen blir lik null. All strømmen som kommer fra de operative solcellene må dermed gå gjennom shunt- og seriemotstanden til den solcellen som er skyggelagt. Denne solcellen reduserer dermed spenningen til modulen i stedet for å øke den og forbruker i prinsippet effekt. Denne effekten går til varmeproduksjon og det oppstår en fare for at hotspots kan forekomme, altså ekstra varmeproduksjon på en spesifikk plass på modulen. Spenningsreduksjonen i et slikt scenario kan være relativt stor, noe som gjør det viktig å forhindre at slike scenarier oppstår.

Hvis en tar situasjonen i figur (b), og sier at den øverste solcellen er 50 % skyggelagt i stedet for totalt skyggelagt vil den fortsatt ha en kortslutningsstrøm. Som vist i kapittel 2.3.2 vil kortslutningsstrømmen bli halvert i et slikt scenario. Dette kan fortsatt gå greit hvis strømmen som kommer fra resten av modulen er mindre enn den halverte kortslutningsstrømmen. Solcellen som er delvis skyggelagt vil da fortsatt gi et bidrag til spenningen fra modulen, bare litt redusert.

Et slikt scenario vil ikke oppstå om strømmen fra resten av modulen er større enn den halverte kortslutningsstrømmen. Da vil noe av strømmen gå gjennom shunt motstanden og den samme situasjonen som er beskrevet over vil oppstå.

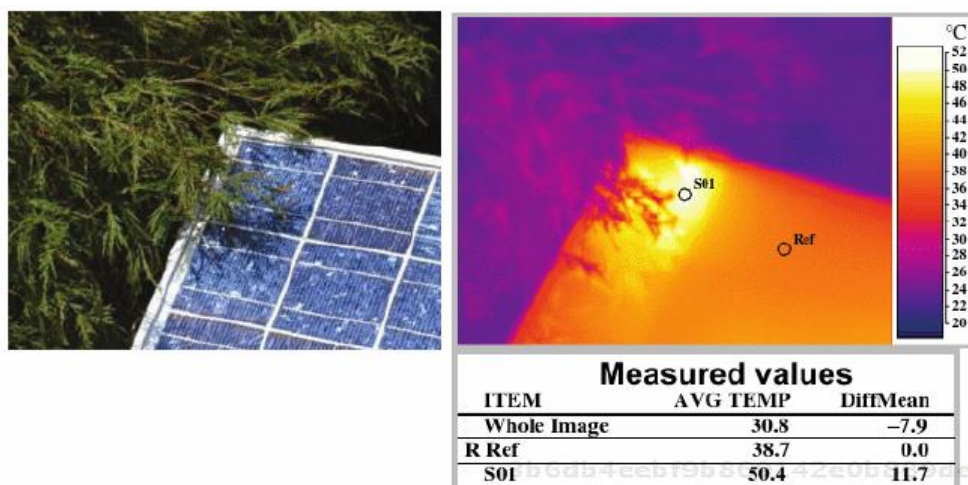
I figur 44 kan en se hvordan forskjellige skyggesituasjoner vil påvirke en solcellemoduls IV-kurve. Her vises også hvilken påvirkning et lag med skitt kan ha ettersom det i prinsippet kan sees på som en svak skyggesituasjon. [1, S.294-299]



Figur 44. IV-kurve for en solcellemodul under forskjellige skyggesituasjoner[1 s. 298]

Hotspots

Som beskrevet over kan skyggelegging av én eller flere solceller i en modul føre til at området som er skyggelagt varmes opp, noe som er vist i figur 45. Dette fenomenet kalles for hotspots og kan føre til skader på den utsatte solcellemodulen. I neste delkapittel blir det beskrevet hvordan et slikt scenario kan avverges. [5, S.141-143]



Figur 45. infrarødt bilde av hotspot-dannelse på en solcellemodul[5 s. 143]

3.1.2 Bypass- og strengdioder

For å hindre at solceller som er skyggelagt skal ha noen stor innvirkning på en solcellemodul eller et større anlegg benyttes dioder som kan «koble fra» de solcellene eller modulene som ikke opererer optimalt. Disse diodene kalles for bypass- og strengdioder, der bypassdioder som regel er integrert i selve solcellemodulen og strengdioder er plassert i enden av hver modulstreng i anlegget.

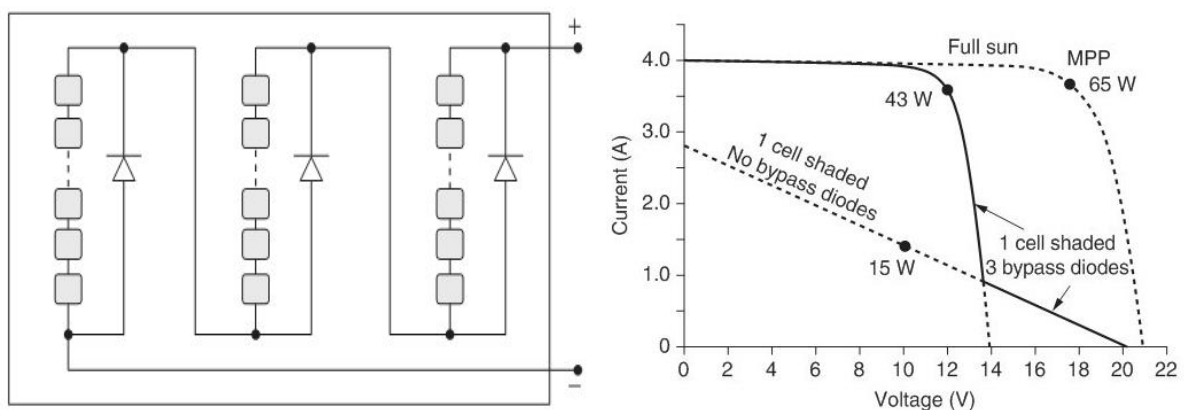
Bypassdioder

Som vist i figur 44 kan skyggelegging av solceller i en modul ha stor påvirkning på dens IV-kurve karakteristikken. For å hindre at skyggelegging skal forandre en solcellemoduls produserte effekt drastisk blir det benyttet bypassdioder. Disse diodene gjør det mulig for strømmen som kommer fra fullt operative solceller til å gå rundt skadede eller skyggedekkede solceller. Senarioet som er beskrevet i forrige delkapittel kan dermed bli avverget.

Når en solcelle blir belyst økes spenningen over den. Dette fører til at eventuelt installerte bypassdioder forblir «avslått», og får dermed ingen strøm som går gjennom dem. Om denne solcellen skulle være dekket av skygge slik som senarioet i forrige delkapittel vil eventuelt installerte bypassdioder bli «slått på» og føre strømmen gjennom seg. I stedet for at en større spenningsreduksjon oppstår vil bypassdioden bare føre til et spenningsfall på om lag 0,6V per solcelle. Benyttes en type dioder kalt for Schottkydioder vil spenningsfallet bli ytterligere redusert til om lag 0,2V.

Den mest gunstige arrangementen av bypassdioder i en solcellemodul vil være å plassere en diode for hver solcelle. Dette gjør at kun den skadede eller skyggedekkede solcellen blir koblet fra. I realiteten blir dette derimot ikke gjort på grunn av økonomiske hensyn. Hver bypassdiode i en solcellemodul dekker en viss mengde solceller. Om en av disse bør bli koblet fra vil hele gruppen med solceller bli koblet fra. Dette er fortsatt et mye bedre senario enn om det ikke var installert noen bypassdioder.

Figuren under viser en solcellemodul med tre integrerte bypassdioder. IV-kurven på siden viser en situasjon der en tredjedel av modulen blir koblet ut under en skyggesituasjon. En kan tydelig se forbedringen bypassdioder har på modulens MPP. Uten bypassdiodene vil modulens produserte effekt i dette tilfellet falle til 15W, mens med tre installerte bypassdioder faller den bare til 43W.

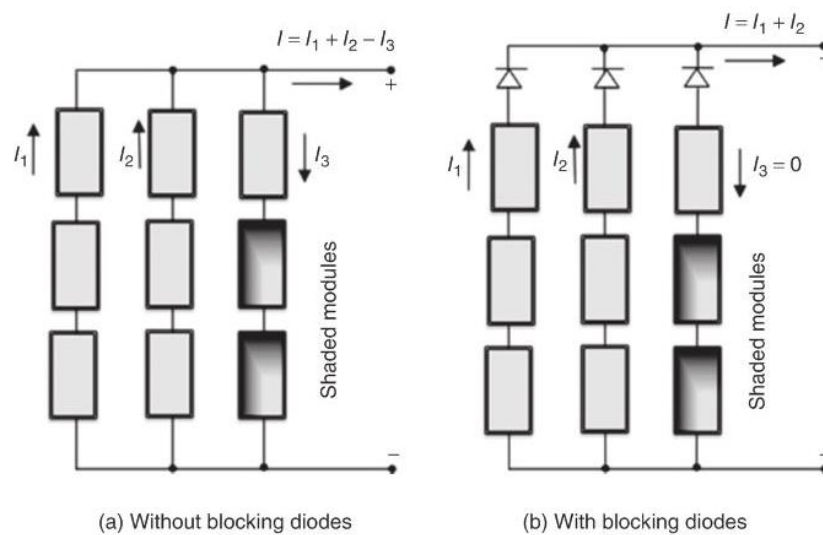


Figur 46. Solcellemodul med tre bypassdioder og dens IV-kurve når en celle er skyggedekket[1 s. 300]

Som nevnt under figur 42 kan arrangementen av solcellemoduler ha stor påvirkning på den produserte effekten når de blir dekket av en skygge. Hvis hver av modulene i denne figuren har tre bypassdioder hver vil alle tre modulene bli koblet fra i senarioet til venstre, mens bare deler av de to skyggedekkede modulene til høyre vil bli koblet fra. [1, S.299-300]

Strengdioder

Strengdioder blir også kalt for blokkedioder og er lokalisert i strengenes koblingsbokser om de er installert. Disse diodene blir benyttet for å koble en hel streng ut av systemet om det skulle være nødvendig. Om situasjonen skulle oppstå der en av strengene i et parallellkoblet system produserer mindre effekt enn de andre strengene vil disse diodene i prinsippet blokkere denne strengen. Dette kan oppstå når én streng er skyggedekket, får en kortslutning eller er skadet. Uten installerte strengdioder kan situasjonen i figur 47a oppstå. Her går en reversert strøm gjennom strengen som er skyggedekket eller skadet. Dette kan føre til skade på modulene og en redusert systemstrøm.



Figur 47. Solcellestrenger med og uten strengdioder under en skyggesituasjon[1 s. 301]

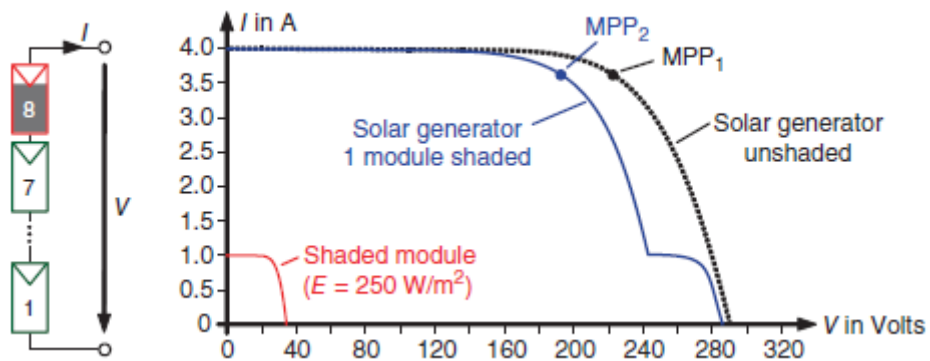
For å benytte strengdioder i et system må de ha en kapasitet til å blokkere en spenning som er dobbelt så stor som strengens åpne kretsspenning under STC forhold, samt tåle all strømmen som vil gå gjennom dem under normal drift.

I nyere tid har en nesten sluttet med å installere strengdioder i nett-tilknyttede solcellesystemer. Grunnen til dette er at nyere studier viser at solcellemoduler kan tåle en reversert strøm som er opp til syv ganger større enn kortslutningsstrømmen dens. Det er også vist at reverserte strømmen sjeldent oppstår i realiteten, og behovet for strengdioder er derfor ytterst liten. Dette gjelder også for strengsikringer. [2, S.119-120]

3.1.3 Skyggelegging av serie- og parallellkoblede solcellemoduler

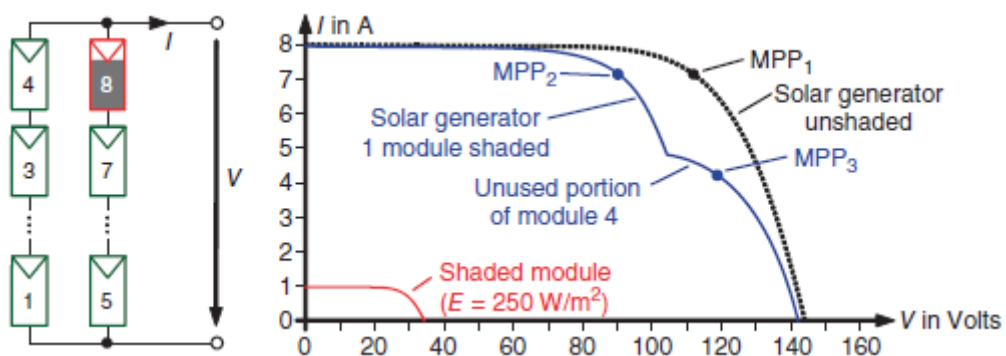
For å undersøke hvordan skyggelegging påvirker serie- og parallellkoblede moduler vil et eksempel bli utnyttet.

I de to figurene under illustreres to forskjellige måter å koble opp et anlegg med åtte moduler med integrerte bypassdioder. Det er så påsatt en skyggesituasjon der den åttende modulen i hvert av alternativene er 75 % dekket av skygge. I figur 48 er alle modulene koblet sammen i serie. Resultatet av dette når den ene modulen delvis er dekket av skygge kan en se i IV-kurven på siden. Her vil spenningsdifferansen mellom de maksimale effektpunktene omlag tilsvare spenningen til en modul.



Figur 48. Skyggepåvirkning på én seriekoblet streng og den resulterte IV-kurven[3 s. 149]

I figur 49 er modulene arrangert i to parallellkoblede strenger med fire moduler i hver. Skyggesituasjonen er den samme som over, mens den resulterende IV-kurven blir annerledes. Her vil spenningsdifferansen mellom de maksimale effektpunktene bli større enn om alle strengene bare skulle vært i en streng. Grunnen til at dette oppstår er at skyggeleggingen av en streng også påvirker nabostrengen når de er parallellkoblede. Når modul nummer åtte delvis er skyggelagt vil det føre til en situasjon der modul nummer fire også oppfører seg som om den delvis skulle vært skyggelagt. Det maksimale effektpunktet vil derfor bli dratt enda lenger ned på IV-kurven.



Figur 49. Skyggepåvirkning på to seriekoblede strenger som er parallellkoblet og den resulterte IV-kurven[3 s. 149]

Ut ifra eksempelet over kan en danne en tommelfingerregel for hvordan en bør koble opp et anlegg som kan bli utsatt for skygge.

«Hvis det er en fare for skygge i et solcelleanlegg bør alle modulene bli koblet sammen i en streng. Denne strengen bør ha sin egen MPPT»

[Hentet fra Photovoltaics - Fundamentals, Technology and Practice, s. 150]

Altså om en har et anlegg som vil bestå av flere enn én streng bør hver av disse strengene ha sin egen MPPT gjennom en strengvekselretter, modul-vekselrettere, effekt-optimerere eller multistrengvekselretter der hver streng har sin egen DC-DC omformer med MPPT innebygd. [3, S.148-150]

3.2 Måling av Solinnstråling

For å vite hvor mye energi et solcelleanlegg vil produsere over tid er det viktig å undersøke områdets solinnstråling. For å gjøre dette benytter en instrumenter som er spesialdesignet til dette formålet. I dag benytter en henholdsvis to forskjellige apparater, nemlig pyranometere og fotoelektriske sensorer.

Figur 50 viser et bilde av et pyranometer. Disse måler den globale solinnstrålingen på et område på det planet de er montert. De fungerer ved at sollyset varmer opp det sorte området beskyttet av glasskuppelen. Hvor mye det blir varmet opp er direkte avhengig av solinnstrålingen, og når en sammenligner temperaturen på det sorte området med omgivelsestemperaturen (hvite området) kan sensoren regne ut hvor mye energi den får fra solen og dermed solinnstrålingen. For at pyranometeret skal operere optimalt er det derfor viktig at glasskuppelen er ren og at det ikke er skitt eller kondens inni den. Det finnes også pyranometere som bare måler direkte solinnstråling. Disse har en beskyttelses-ring rundt selve sensoren slik at bare direkte sollys treffer den.



Figur 50. Pyranometer[21]

Figur 51 viser et bilde av en fotoelektrisk (photovoltaic) sensor. Denne sensoren benytter en solcelle for å måle solinnstrålingen. Ettersom kortslutningsstrømmen til en solcelle er direkte proporsjonal med solinnstrålingen benytter den dette prinsippet for å levere måleresultatene. Disse sensorene er dessverre ikke helt nøyaktige ettersom de bare kan måle den solinnstrålingen som kan benyttes av en solcelle. Det vil si at for eksempel store deler av det infrarøde spekteret ikke blir tatt med i målingene.

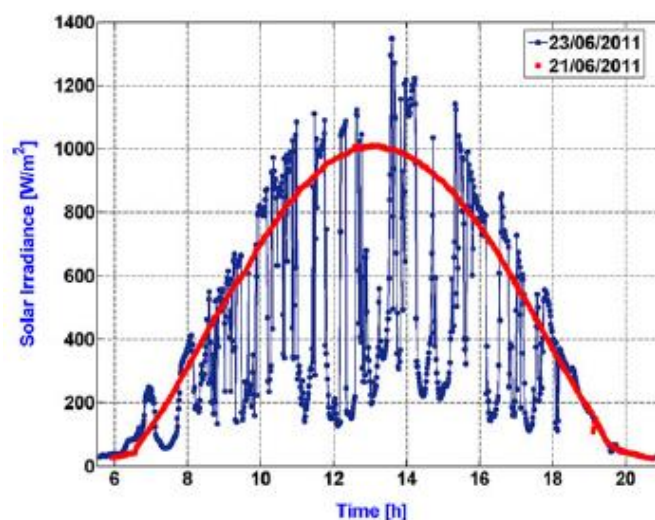
Selv om de ikke er helt nøyaktige viser de fortsatt den solinnstrålingen som et solcelleanlegg av samme type kan utnytte. De kan derfor installeres ved siden av et solcelleanlegg og benyttes til å finne ut om anlegget fungerer optimalt eller om det er feil på det. [2, S.25-26], [1, S.233-235]



Figur 51. Fotoelektrisk sensor[17]

3.3 Skyforsterkelse av solinnstrålingen

Dette er et fenomen som kan oppstå under spesielle sky-forhold. Når et tynt lag med skyer slipper sollyset gjennom seg, for eksempel akkurat i overgangen når en sky driver vekk fra solskiven, kan skyen fungere som et «forstørrelsesglass». Sollyset kan dermed bli forsterket, og kan få høyere solinnstrålingsverdier enn hva det ville hat på en skyfri dag. Ser en på figuren under illustreres det tydelig at solinnstrålingen blir forsterket i svært korte perioder gjennom en delvis overskyet dag (blå graf). Sammenligner en den med en annen solinnstrålingskurve som er målt to dager tidligere på en skyfri dag vises det at denne ikke når opp til de korte forsterkningene av sollyset (rød graf). Solinnstrålingen kan derfor bli sterkere under svært korte perioder når det er delvis overskyet enn om det skulle vært helt skyfritt.



Figur 52. Solinnstrålingskurve for en delvis overskyet dag og en skyfri dag i Sør-Norge på et skrått plan. [22]

Ettersom det i Norge er temmelig vanlig med delvis overskyete situasjoner kan dette fenomenet oppstå regelmessig. Selv om det ofte oppstår har undersøkelser som er gjort i Sør-Norge vist at slike skyforsterkning av sollyset ikke er et stort problem i Norge, og at det ikke bidrar noe særlig til den totale solinnstrålingen over tid. Forsterkningene her er ofte korte på grunn av vindforhold som gjør at skyer driver raskt forbi. [18]

4.0 BIPV – En kort introduksjon



Figur 53. Solcellemoduler integrert i vinduer og fasade på bygg [23 og 5 s.173]

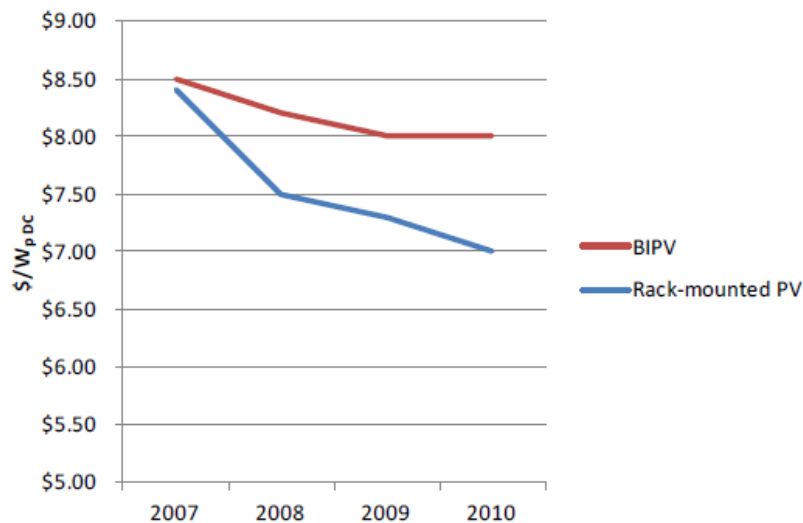
Bygningsintegrerte solcellesystem har i senere år blitt mer og mer populære. I stedet for å feste solcelleanlegget på en allerede eksisterende bygning blir modulene integrert i bygget som en del av det. Modulene kan for eksempel erstatte takstein på et tak, bli brukt som fasade eller bli integrert i en bygnings vinduer. Dette gjør et solcelleanlegg mer estetisk vakkert, men det kan også føre til at strengere krav blir satt på anlegget. Når moduler blir integrert i tak må de også dekke de kravene som ville ha vært satt på taket, som for eksempel vekt fra snø. Et annet stort problem som kan oppstå er overoppvarming av anleggene. De må derfor bli designet slik at det er god ventilasjon rundt modulene.[5, s.171-175]

Anlegget som ble installert på Gløshaugen, NTNU var ikke opprinnelig en del av bygget når det ble bygd, men ble installert som en ekstra fasade for kraftproduksjon og for ekstra isolasjon. Bygningsintegrerte solcellesystemer kan derfor også bli festet på allerede eksisterende bygg og bli en del av dets oppbygging.

Selv om det har blitt mer populært de senere årene å integrere solcellesystemer i et byggs design utgjør det fortsatt en svært liten del av den globalt installerte effekten til solcelleanlegg. I 2009 regnet en med at det var installert en total effekt på om lag 250 til 300 MW på verdensbasis, noe som utgjorde om lag 1 % av verdens totale installerte effekt. En av grunnene til at markedsandelen fortsatt er så liten kan skyldes at det er dyrere å installere bygningsintegrerte enn vanlige solcelleanlegg.

Grafen øverst på neste side viser prisforskjellen for å installere vanlige solcelleanlegg på et tak og bygningsintegrerte solcelleanlegg på et tak i USA (2- to 3kW systemer). Som grafen viser er det billigere å installere tradisjonelle solcelleanlegg. Prisen for begge teknologiene faller, men BIPV

holder ikke følge med konkurrenten. Hvis BIPV blir mer populært og salget øker vil kanskje prisen også falle videre for denne teknologien. [12]



Figur 54. Gjennomsnittlig pris for installerte solcelleanlegg på nye hjem i USA (2- to 3kW systemer)[24]

4.1 Solveggen på Gløshaugen, NTNU

I resten av dette kapittelet vil solveggen bli undersøkt. Her vil det bli sett på:

- Hvordan anlegget er designet og fungerer, både før og etter omkoblingen
- Solinnstråling på anlegget
- Energiproduksjon fra anlegget
- Målinger og simulering som er gjort på anlegget

4.1.1 Solcelleveggens opprinnelse

Solcelleveggen er resultatet av et oppdrag som ble utstedt av BP Norge og BP Solar til NTNU og SINTEF på slutten av 1990-tallet. Oppdraget gikk ut på å utvikle en bygningsfasade med integrert solcelleanlegg(BIPV). Til dette prosjektet ble et allerede eksisterende bygg fra 1970-tallet valgt. Dette bygget befinner seg i O.S. Bragstads plass 2 på Gløshaugen, som er en del av universitetsområdet til NTNU(Vedlegg A). Bygget ble hovedsakelig valgt på grunn av dets beliggenhet i forhold til vinklingen mot sør, som er 25° øst for sørlig retning, og at det får solinnstråling gjennom store deler av året.[10]



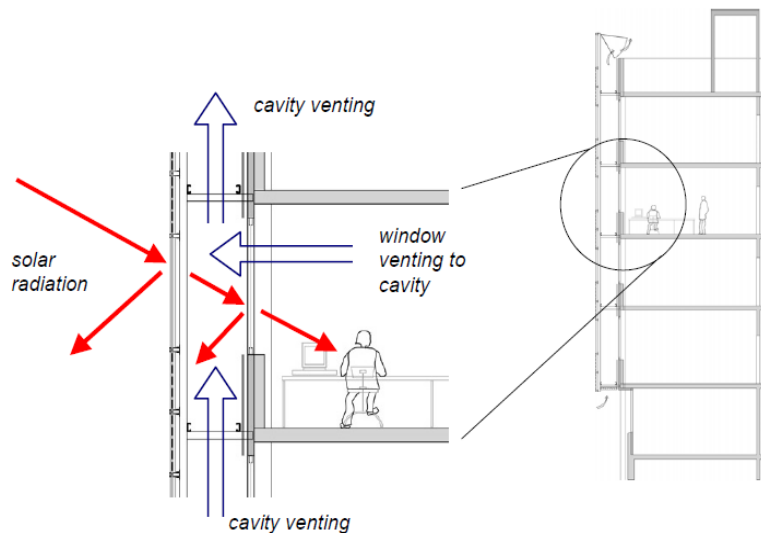
Figur 55 viser O.S. Bragstads plass 2 før byggingen av fasaden[25]



Figur 56 viser O.S. Bragstads plass 2 etter byggingen av fasade.[17]

4.1.2 Konseptet

Konseptet som ble utviklet og montert på bygget er basert på ideen at en kan kombinere to energisparende tiltak i samme konstruksjon. De to tiltakene gir ekstra termisk isolasjon for det eksisterende bygget og hjelper samtidig med å dekke deler av bygningens energibehov med et solcelleanlegg på 15kWp i fasaden.[10]



Figur 57. Viser en detaljsskisse av fasaden[25]

Selve fasaden består av to lag med 0,8 meters mellomrom, der det innerste laget er bygningens originale fasade og det ytterste laget er bygd opp av solcellemoduler, glass og aluminium(som en kan se på bildene over). For å feste det ytterste laget til den allerede eksisterende bygningen ble det benyttet et stål-stillas. Dette stillaset ble boltret fast i bygningens sementgulv med stålbolter, og det ble installert plattformer i hver etasje av konstruksjonen. Plattformene danner ganger i hver etasje mellom den originale fasaden og den eksterne fasaden slik at den lett er tilgjengelig med tanke på vedlikehold, overvåkning og som en eventuell rømningsvei under brann. Hovedgrunnen for at et slikt design ble valgt var at det hadde mange fordeler framfor andre designløsninger, og at en gjerne ville finne ut hvordan dette designet fungerte i praksis. Denne typen fasade kan lett bli montert på utsiden av allerede eksisterende bygg, en trenger derfor ikke gjøre store endringer på det originale bygget før konstruksjonen skal bli installert. Det ekstra fasadelaget skaper også et ekstra termisk lag utenpå bygningen. Dette termiske laget hjelper bygget med å begrense energibruk til oppvarming under de kalde årstidene ettersom mellomrommet i fasaden fanger varme fra solen og hjelper bygget med å øke dets lufttett. Under de varmere delene av året har fasaden et passivt ventilasjonssystem som trekker inn luft i den nederst delen og slipper ut varm luft i den øverst delen av konstruksjonen på grunn av Konveksjon. Dette skaper en luftgjennomstrømning i fasaden og trekker varm luft ut fra bygget. Dette oppnås ved hjelp av en rekke vinduer nederst og øverst i fasaden som blir åpnet og lukket automatisk av elektriske motorer. Disse motorene blir styrt ved hjelp av temperatursensorer, så når temperaturen i fasaden går over eller under en forhåndsbestemt terskel vil motorene åpne eller lukke vinduene ut ifra signaler fra sensorene.[10]



Figur 58 viser ventilasjonsvindue øverst og nederst i fasaden.[17]

Tabell 1: Fasadens mål og areal[10]

| | |
|--------------------------------|------------|
| Totalt areal | $455m^2$ |
| Solcellemodulenes totale areal | $192m^2$ |
| Solcellenes totale areal | $102m^2$ |
| Bredden på fasadens mellomrom | $0.8m$ |
| Modulareal(90 celler) | $1.366m^2$ |
| Modulareal(60 celler) | $0.912m^2$ |

4.1.3 Termisk energifortjeneste

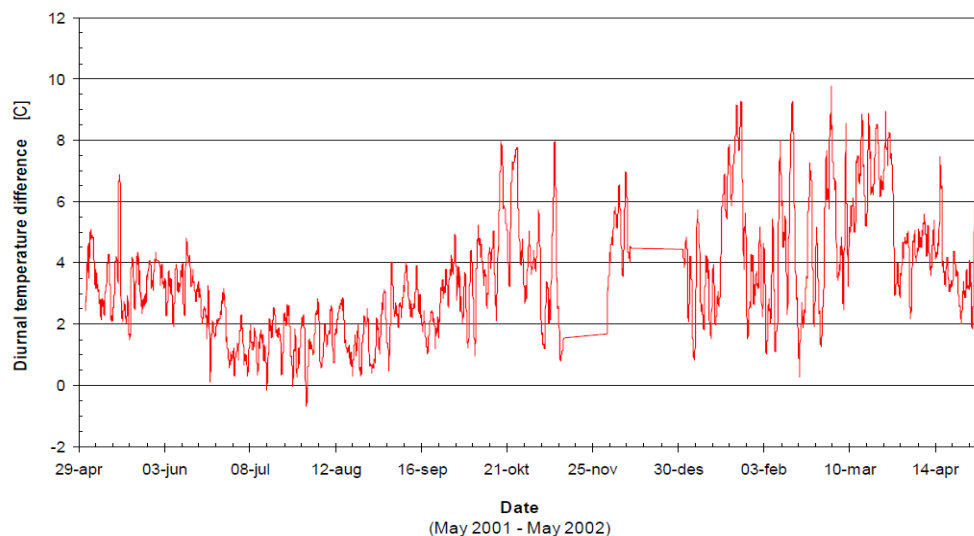
Et av hovedmålene med det valgte konseptet var å finne ut hvor mye en potensielt kunne senke energiforbruket til en eldre bygning uten å forbedre den eksisterende fasaden. Ettersom det valgte bygget ble konstruert på begynnelsen av 1970-tallet har det et betydelig høyere varmetap enn nyere bygninger på grunn av forbedringer innenfor isolasjon av bygg.

Det ekstra laget utenpå bygningen vil i prinsippet fungere som et drivhus og øke temperaturen mellom fasadelagene i forhold til omgivelsestemperaturen til luften. Dette fører til mindre varmetap og et senket energiforbruk til oppvarming under de kalde årstidene. For å finne ut hvor mye en kunne spare på et slikt design ble det utført simuleringer i et dataprogram under utviklingsstadiet av prosjektet. Simuleringene viste at det var mulig å redusere energiforbruket til oppvarming med 7-8 % på årsbasis. Dette resultatet var ikke helt nøyaktig ettersom det var vanskelig å simulere hvor mye lufttettheten til bygget ville bli forbedret med tanke på forskjellige vindforhold. For å få et mer nøyaktig estimat på hvor mye det var mulig å redusere energiforbruket med har det etter konstruksjonen blitt utført flere simuleringer. Simuleringen i en masteroppgave fra 2001 viser at det var mulig å redusere forbruket med 5,3 %, mens simuleringen i en diplomoppgave fra 2001 viser at det var mulig å redusere det med 7,3 %. Selv om disse simuleringene ikke er helt entydige viser de at fasaden gir en merkbar reduksjon i energiforbruket.[36]

Etter konstruksjonen av fasaden ble det utført en detaljert datainnsamling for å kartlegge hvordan fasaden fungerte i praksis. Overvåkningsprogrammet av fasaden ble startet i mai 2001 og varte ett år

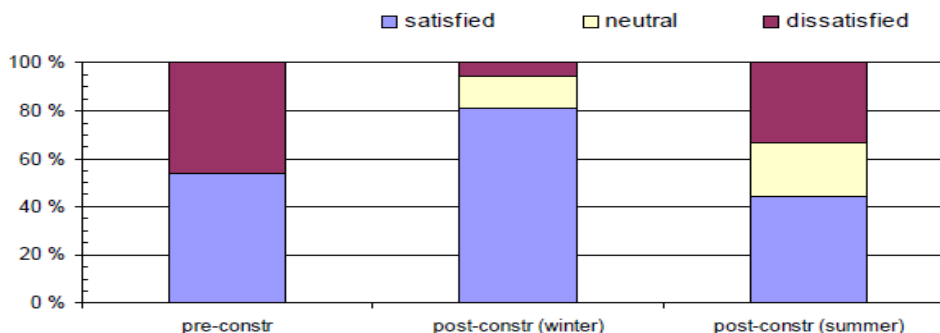
fram i tid til mai 2002. Mye av dataene som ble samlet inn gjennom denne perioden er dessverre forsvunnet på grunn av at ansvaret for anlegget har blitt overført mellom flere avdelinger hos SINTEF og IME fakultetet hos NTNU. Dette har ført til at en ikke helt vet hvor alt av de innsamlede dataene befinner seg.

Selv om ikke alle dataene er intakte har fortsatt en del overlevd. Under overvåkningsperioden ble temperaturforskjellen mellom hulrommet og luften i omgivelsene kartlagt. Som en kan se på grafen under var det en betydelig temperaturøkning i hulrommet i forhold til omgivelsene under store deler av oppvarmings sesongen. Grafen viser også at temperaturen om sommeren ble holdt på et akseptabelt lavt nivå slik at bygningen ikke ble for overopphetet. For at temperaturnivået på sommeren skal bli holdt på dette akseptable nivået må ventilasjonssystemet fungere optimalt gjennom hele sesongen. En studie som ble utført før konstruksjonen av anlegget viste at temperaturforholdene under sommeren vil være på sitt optimale når kontordørene til gangen holdes åpne og det blir trukket kald luft inn fra vinduene på nordsiden av blokken. Denne luftgjennomstrømningen i bygget fungerer på samme prinsipp som forklart i forrige delkapittel. Fasaden fungerer som en pipe som trekker luften gjennom seg fra bunn til topp, men også ut fra vinduene i fasadesiden til bygget.



Figur 59 viser temperaturforskjellen mellom hulrommet og omgivelsene over et år[25]

Etter konstruksjonen av fasaden ble det også utført en spørreundersøkelse av personellet som jobber i bygget for å finne ut hvordan fasaden påvirket temperaturen ut ifra deres synspunkt. Undersøkelsen viser at det var en betydelig forbedring i forhold til hvordan forholdene hadde vært før. Dette kan en tydelig se på resultatet i figuren under.



Figur 60 viser resultatet av spørreundersøkelsen før og etter oppføringen av fasaden[25]

Undersøkelsen viste også at det dessverre kunne oppstå ugunstige temperaturøkninger i den øverste etasjen av bygget under deler av sommerhalvåret, noe som kom av at luftgjennomstrømningen i fasaden kunne snu under spesielle værforhold. Dette problemet skal siden ha blitt fikset, men det er uvisst hvorvidt forholdene har blitt forbedret under disse periodene.[9],[10]

4.2 Solinnstråling ved anlegget

For å vite hvor mye energi solcelleanlegget bør produsere er det viktig å se på de meteorologiske dataene for området og hvordan anlegget er orientert. Ettersom anlegget på Gløshaugen NTNU er montert som en tett fasade på et allerede eksisterende bygg ble modulene installert med lik orientering som bygget. Modulene har der en 90° helningsvinkel, og en azimuth vinkel på minus 25°, altså 25° øst for sørlig retning.

Under planleggingsfasen på slutten av 1990-tallet ble det hentet inn solinnstrålings- og temperaturdata fra lokasjonen. Solinnstrålingsdataene ble hentet inn under samme orientering som anlegget, og er vist i tabellen under:

Tabell 2 viser meteorologiske data fra solcelleanleggets lokasjon[32, 3.1.1]

| | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec |
|--------------------|------|------|------|-----|-----|------|------|------|-----|-----|-----|------|
| W/m ² h | 18 | 81 | 139 | 145 | 142 | 119 | 123 | 130 | 109 | 74 | 40 | 12 |
| Temp av. | -3.4 | -2.9 | -0.7 | 3.2 | 7.9 | 11.3 | 14.4 | 13.3 | 9.5 | 5.1 | 1.5 | -1.0 |

Dataene i tabellen gir en årlig solinnstråling på 826,464 kWh/m² og en gjennomsnittlig temperatur på 2,425 °C.

For å sjekke opp solinnstrålingsdataene ble nettsiden www.soda-is.com benyttet. Denne bruker data som er hentet fra «The HelioClim-3 Database» som blir utgitt av MINES ParisTech - Armines (France). Solinnstrålingstabellen er vist i vedlegg B, og gir en årlig solinnstråling på 822 kWh/m² for Trondheim med samme orientering som anlegget(feilmelding på målinger for januar og desember, men ettersom disse to månedene står for den minste delen av innstrålingen ble det antatt at målingene ellers var brukbare). I disse målingene er det tatt hensyn til refleksjonsfaktorer fra omgivelsene. Ettersom at de består av en blanding av gress, trær, asfalt og snø ble det antatt at denne faktoren

hadde en gjennomsnittlig verdi på omlag 0.2 over året, men den varierer stort ettersom snøforholdene på vinteren er vanskelige å forutsi (se tabell under).

Tabell 3 viser refleksjonsfaktoren til forskjellige objekter [5 s. 51]

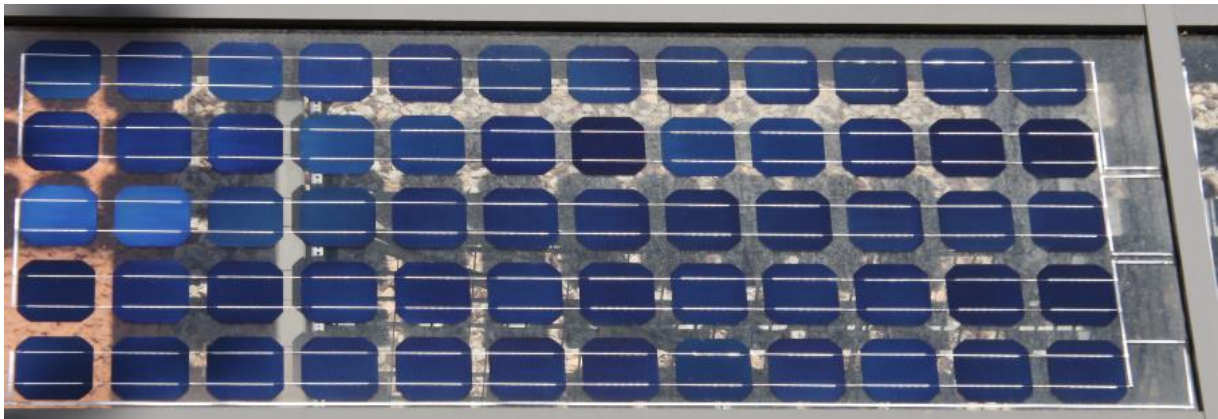
| Type of surface | Reflection factor ρ (albedo) |
|---|-----------------------------------|
| Asphalt | 0.1–0.15 |
| Green forest | 0.1–0.2 |
| Wet ground | 0.1–0.2 |
| Dry ground | 0.15–0.3 |
| Grass-covered ground | 0.2–0.3 |
| Concrete | 0.2–0.35 |
| Desert sand | 0.3–0.4 |
| Old snow (depending on how dirty it is) | 0.5–0.75 |
| Newly fallen snow | 0.75–0.9 |

4.3 Systembeskrivelse

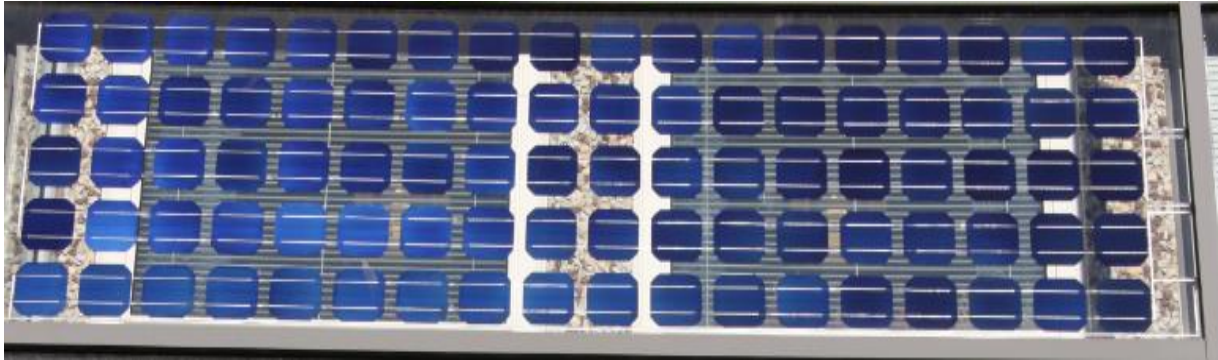
4.3.1 Solcellemodulene

Solcellemodulene for anlegget på Gløshaugen ble i sin tid spesialprodusert for dette anlegget. Det finnes derfor ingen generelle datablader for disse modulene utenom den informasjonen som er gitt i systembeskrivelsen fra BP Solar.

Selve solcellene som er benyttet i modulene kommer fra BP Solars «Saturn technology» linje, og er satt sammen i glass/glass moduler på 60 og 90 celler av typen monokrystallinsk silisium. Her er cellene og lederne satt inn i et lag av harpiks, før de er laminert mellom de to glassplatene. Bildene under viser henholdsvis en modul med 60- og en med 90 celler. [32]



Figur 61. Bilde av en modul med 60 celler [17]



Figur 62. Bilde av en modul med 90 celler[17]

Modulene er designet for å passe perfekt til det gitte formålet i en tolags fasade, spesielt med tanke på deres estetiske utseende ettersom personell i kontorene innenfor vil ha dem rett foran kontorvinduene. Koblingsboksen for modulene er derfor ikke plassert på baksiden av dem, men som kant-koblinger som blir dekket av aluminiums-rammen. Dette kan sees på bildene over. Modulene er også utstyr med tre bypassdioder hver, noe som gjelder både de med 60- og 90 celler. Bypassdiodene er også plassert under aluminiums-rammen på kanten av modulene. Vedlegg E viser detaljsskissen for modulenes design med plassering av bypassdiodene.[32]

I tabellen under er modulenes originale karakteristikk for nominell drift listet opp:

Tabell 4 viser modulenes parametere som har blitt målt i en solsimulator under STC-forhold [32]

| | 90 celler | 60 celler |
|--------------------------------|--------------|--------------|
| Nominell effekt | 195Wp | 130Wp |
| V_{mpp} | 45Vdc | 30Vdc |
| I_{mpp} | 4.3A | 4.3A |
| I_{sc} | 5.0A | 5.0A |
| V_{oc} | 55.0Vdc | 36.7Vdc |
| FF | 0.77 | 0.77 |
| Temperaturkoeffisient V | -0.086V/° C | -0.086V/° C |
| Temperaturkoeffisient I | +0.0025A/° C | +0.0025A/° C |

Under STC-forhold vil altså virkningsgraden for modulene ligge på (fra ligning 9, tabell 1 og tabell 4):

$$\eta_{90} = \frac{P_{MPP}}{A \cdot E} = \frac{FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC}}{A \cdot E} = \frac{0.77 \cdot 55V \cdot 5.0A}{1.366m^2 \cdot 1000W/m^2} = 0.155 \rightarrow 15.5\%$$

$$\eta_{60} = \frac{P_{MPP}}{A \cdot E} = \frac{FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC}}{A \cdot E} = \frac{0.77 \cdot 36.7V \cdot 5.0A}{0.912m^2 \cdot 1000W/m^2} = 0.1549 \approx 15.5\%$$

Virkningsgraden for begge modulstørrelsene er altså tilnærmet lik som forventet. Den er også litt lavere enn hva som er oppgitt i litteraturen for en individuell BP Saturn celle, som ligger på 16 % [10].

Under følger en liste over designkriterier for modulene[32]:

- Solcellene: Monokrystallinsk BP Solars «Saturn technology» celler
- Skal ha høy pålitelighet og trenge minimalt med vedlikehold
- Harpiks teknologi som er svært holdbar med tanke på miljøet(UV, vær)
- Estetisk design
- Modulene er bygd opp av godt utprøvd teknologi
- Følger klasse-2 krav
- Bypassdioder(tre per modul)
- Skal gi delvis skygge-tildekning av kontorene på dagtid
- Skal fungere fint med en omgivelsestemperatur opp til 40 ° C

Ut ifra modulenes parametere i tabell 4 ble hver celles parametere regnet ut. Disse er gjengitt i tabellen under:

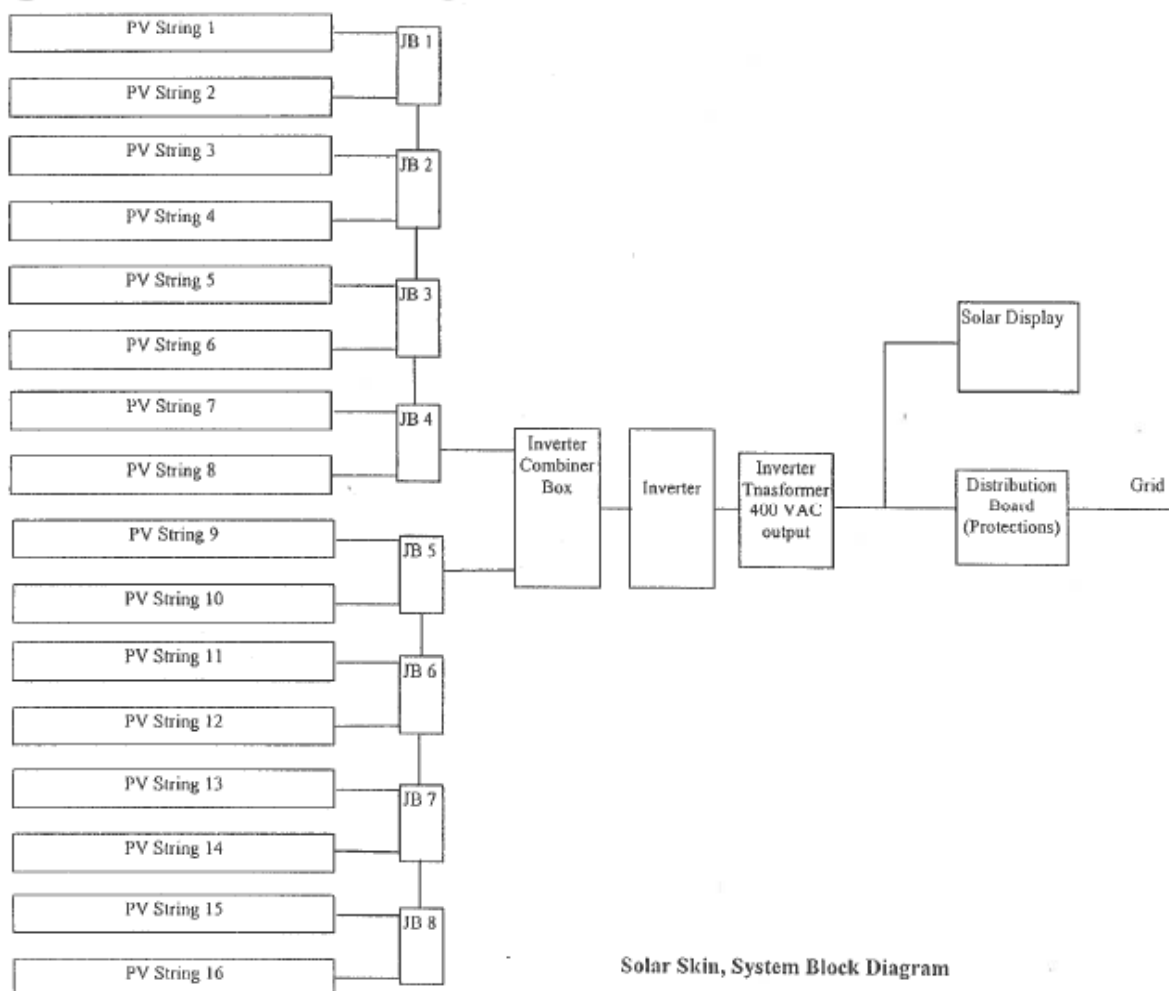
Tabell 5 viser cellenes individuelle parametere ut ifra tabell 4

| | |
|------------------------|---------|
| Nominell effekt | 2.166Wp |
| Vmpp | 0.5V |
| Impp | 4.3A |
| Isc | 5.0A |
| Voc | 0.611V |

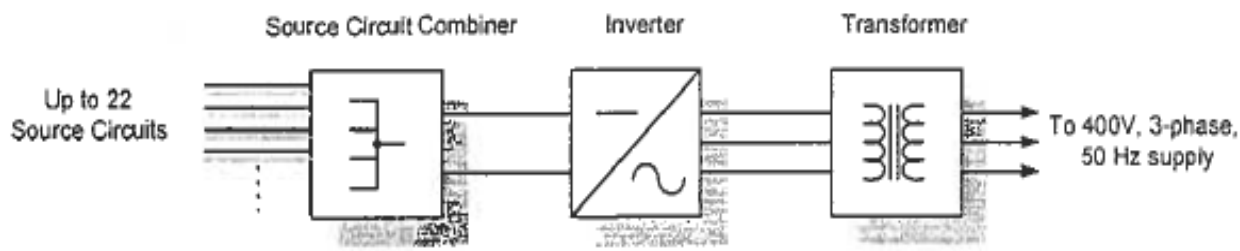
4.3.2 Det opprinnelige systemet

Som nevnt i kapittel 3.1.2 har solcellesystemet en installert effekt på 15kWp, der modulene er integrert i dobbeltfasadens ytterste lag som en kan se i figur 56. Anlegget besto originalt av følgende komponenter[32]:

- Moduler med bypassdioder
- Kabler for å seriekoble modulene i en streng
- Koblingsbokser for å parallell-koble strengene, med strengsikringer og blokkedioder
- Vekselretter system bestående av: Kombinasjons boks på DC-siden med DC-beskyttelse, en sentral vekselretter og transformator
- Distribusjons boks med beskyttelsessystem(inneholdt: effektbryter, frekvens overvåking og spenningsovervåking)
- Monitor for framvisning av produsert energi



Figur 63. Original oppkobling av anlegget[26]



Figur 64. Original oppkobling av vekselrettersystemet[26]

Solcellemodulene var koblet sammen i 16 parallellkoblede strenger, der hver seriekoblede streng bestod av fire 90 cellers moduler og én 60 cellers modul. Den produserte effekten fra modulene ble levert ned til et koblingsrom i kjelleren av bygget til en 12kW sentral vekselretter som var koblet sammen med en 400Vac transformator som kunne isolere systemet fra nettet.[32]

4.3.3 Dagens system

Solveggen ble for noen år siden bygd om fra det originale systemet til slik det er i dag. Som nevnt over besto det gamle systemet av 16 parallellkoblede strenger med én sentral vekselretter. Dette systemet har i prinsippet blitt delt i fire. Nå består det av fire vekselrettere, der hver av dem blir forsynt fra fire parallellkoblede strenger, som hver er på 3,75kWp. Forandringen som ble gjort vises i vedlegg C.

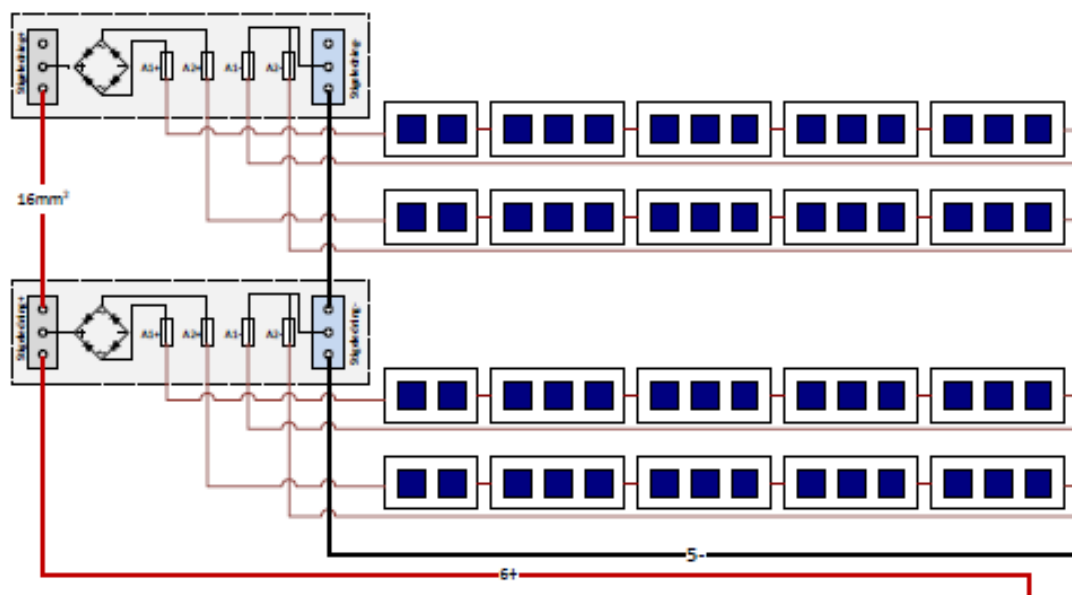
Etttersom anlegget bare ble delt i fire er strengene fortsatt av samme design. I tabellen under kan man se strengenes elektriske data:

Tabell 6 viser strengenes originale elektriske data under STC-forhold

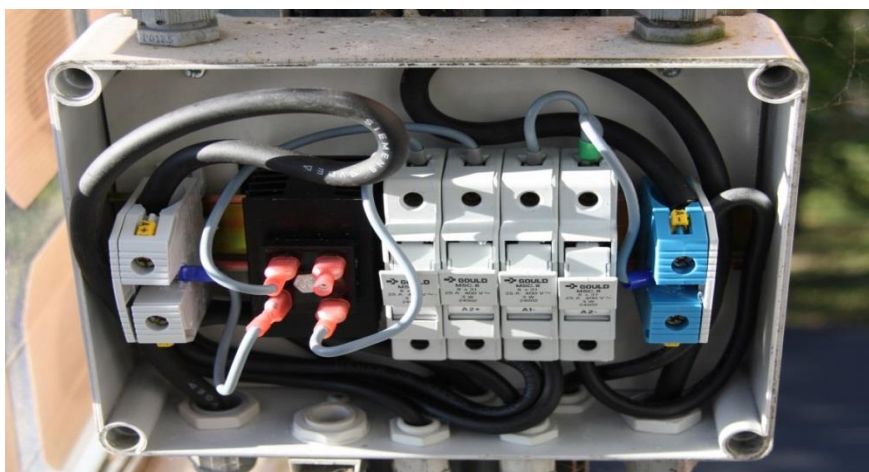
| | |
|------|----------|
| Voc | 256.7Vdc |
| Isc | 5A |
| Pmpp | 910W |
| Vmpp | 210Vdc |
| Imp | 4.3A |

(der $V_{OC,Streng,STC} = 4 \cdot 55V_{DC} + 36.7V_{DC} = 256.7Vdc$ på grunn av at modulene i strengene er seriekoblet, og $P_{MPP,STC} = 195W \cdot 4 + 130W$ som er hentet fra tabell 4)

Figur 61 viser hvordan strengene er koblet sammen for én av de fire vekselretterne. De to øverste- og de to nederste strengene blir parallellkoblet hver for seg i hver sin koblingsboks, før alle fire blir parallellkoblet sammen gjennom stigeledninger. Dette er de samme koblingsboksene som var i det gamle systemet(figur 66), og en kan se at hver streng både har strengsikringer og blokkedioder installert(forklaring: 2.4.3 og 3.1.2).



Figur 65. 1/4 av solveggen der fire parallellkoblede strenger blir ført ned i koblingsrommet til en av vekselretterne[Vedlegg C]



Figur 66. En av koblingsboksene til strengene[17]

Tabell 7 viser hver anleggsdels originale elektriske data under STC-forhold[32]

| | |
|------|----------|
| Voc | 256.7Vdc |
| Isc | 20A |
| Pmpp | 3.64kW |
| Vmpp | 210Vdc |
| Impp | 17.2A |



Figur 67. Kombinasjonsboksen og Theia HE-t 2.0 vekselretter[17]

Theia HE-t 2.0 vekselretter

Den produserte strømmen fra hver av de fire anleggsdelene blir ført gjennom DC-kabler ned i kjelleren av bygget til koblingsrommet. Her blir kablene først ført inn i kombinasjonsboksen og gjennom sikringer som kan koble fra hver individuelle del, før de går videre til vekselretterne. I kombinasjonsboksen er det også en bryter som kan sende den produserte strømmen fra én av de fire anleggsdelene inn til et fornybarlaboratorium for eksperiment formål.

De installerte vekselretterne i det nye systemet er av typen Theia HE-t 2.0 som er levert av Eltek Valere(figur 67). I vedlegg D er databladet lagt med, mens tabellen under viser de viktigste parameterne.

Tabell 8 viser de viktigste parameterne til Theia HE-t 2.0[Vedlegg D]

| MODEL | 2.0 HE-t | 2.9 HE-t | 3.8 HE-t | 4.4 HE-t | 4.6 HE-t |
|----------------------------|--|----------------------------|----------------------------|----------------------------|--|
| INPUT DATA | | | | | |
| Nominal DC power | 2100 W | 3000 W | 4000 W | 4600 W | 4800 W |
| Max. PV power | 2625 W _p | 3750 W _p | 5000 W _p | 5750 W _p | 6000 W _p |
| Max. DC voltage | 600 V _{dc} | | | | |
| Voltage range MPPT | 230 to 480 V _{dc} | 230 to 480 V _{dc} | 230 to 480 V _{dc} | 230 to 480 V _{dc} | 230 to 480 V _{dc} ¹⁾ |
| Max. input current | 9.5 A | 13.5 A | 18.0 A | 21.0 A | 21.0 A |
| Number of PV string inputs | 3 | | | | |
| Number of MPP trackers | 1 | | | | |
| Input features | Reverse polarity protection, Ground fault monitoring, Integral DC switch disconnecter (optional), Integral DC fuses for string inputs (optional), Field configurable for positive or negative grounding, or ungrounded | | | | |
| OUTPUT DATA | | | | | |
| Nominal output power | 2000 W | 2900 W | 3800 W | 4450 W | 4600 W |
| Max apparent power | 2000 VA | 2900 VA | 3800 VA | 4450 VA | 4600 VA |
| Nominal AC current | 9.0 A | 13.0 A | 17.0 A | 19.5 A | 20.0 A |
| Max. AC current | 10.5 A | 15.2 A | 19.7 A | 23.0 A | 23.0 A |
| Mains output voltage | 230 Vac (+/-20 %) single or split phase | | | | |
| Mains frequency | 50 Hz / 60 Hz (+/-10 %) | | | | |
| Cos Phi (power factor) | 0.8i to 0.8c selectable | | | | |

Disse vekselretterne er spesialdesignet for bruk i solcelleanlegg. Virkningsgraden er svært høy, og ligger maksimalt på 97,3 %. De er også utstyrt med en høyfrekvent transformator som gir Galvanisk isolasjon som kan bli benyttet til å isolere funksjonelle enheter av det elektriske systemet for å hindre strømgjennomgang om det skulle vært nødvendig. Påliteligheten er meget god, der designet er robust og levert med beskyttelses nivå IP65. Dette beskyttelsesnivået tilsier at de er støv-tette og tåler store mengder vann[33]. Hver vekselretter har sin egen MPPT med en sofistikert MPPT-algoritme. Det er ikke opplyst i mer detalj hvordan denne algoritmen opererer, mest sannsynlig på grunn av at Eltek hemmeligholder det. For å holde oversikt over produsert energi følger det med et overvåkingsprogram som sender informasjon til en nettside(Theia analyzer).

På AC-siden går den produserte effekten inn i en kombinasjons boks og så levert til en 400Vac transformator før den går gjennom en distribusjons boks med beskyttelsessystem og videre til nettet. Kombinasjonsboksen som blir benyttet i dag inneholder de samme beskyttelsessystemene som det gamle anlegget hadde.

Det er viktig å huske at anleggets elektriske data her er oppgitt i forhold til hvordan anlegget var når det var nytt.

4.4 Energiproduksjon ved anlegget

Ut ifra de meteorologiske dataene for solcelleanleggets lokasjon som BP Solar hentet inn før oppføringen av anlegget ble den årlige produserte energien estimert til å bli 720kWh/kWp. Dette tilsier at anlegget skal produsere 10800kWh med energi i året ettersom det er på 15kWp.[32] De meteorologiske dataene er gjengitt i tabell 2. Den årlige solinnstrålingen fra disse dataene ligger på 826.464kWh/m².

Om anlegget hadde operert ideelt under disse solinnstrålingsdataene ville den årlige energiproduksjonen kommet på:

$$Produksjon_{ideell} = E \cdot \eta \cdot A = 826.464 \frac{kWh}{m^2} \cdot 0.155 \cdot 102m^2 = 13066.4kWh$$

E - Solinnstråling

η - Modulenes utregnede virkningsgrad

A - Totalt solcelleareal

Dette tilsier at systemets «performance ratio» ble antatt å ligge på:

$$PR = \frac{Produksjon_{antatt}}{Produksjon_{ideell}} \cdot 100\% = \frac{10800kWh}{13066.4kWh} \cdot 100\% = 82.65\%$$

PR - Performance ratio

Altså med et totalt systemtap på 17,35 % i forhold til hva man forventet at modulene skulle produsere ideelt. [32]

Etter oppføringen av anlegget ble det gjennomført et overvåkingsprogram fra mai 2001 og ett år fram i tid til mai 2002. Ut ifra de solinnstrålings dataene som ble samlet inn gjennom denne perioden ble det regnet ut at anlegget teoretisk(ideelt) sett skulle ha produsert 9400kWh, noe som gir en solinnstråling over dette året på:

$$E = \frac{\text{Produksjon}_{ideell}}{A \cdot \eta} = \frac{9400kWh}{102m^2 \cdot 0.16} = 575.98kWh/m^2, \text{ der virkningsgraden på modulene ble satt til 16 \%.$$

Denne solinnstrålingen er betydelig lavere enn den BP Solar samlet inn før oppføringen. Det er derfor tydelig at den årlige innstrålingen kan variere stort for anlegget.

Under overvåkingsperioden produserte anlegget 7200kWh med energi(er blitt korrigert på grunn av en kort periode der systemet var nede). Den årlige produserte energien var derfor for dette anlegget på 480kWh/kWp.[10]

Ut ifra produksjonen for dette året ble systemets «performance ratio» regnet ut til å være på 75 %, noe som tilsier at anlegget i helhet produserte 25 % mindre enn hva det optimalt kunne ha produsert uten tap dette året. Dette er dårligere enn det som ble antatt av BP Solar før konstruksjonen. [10]

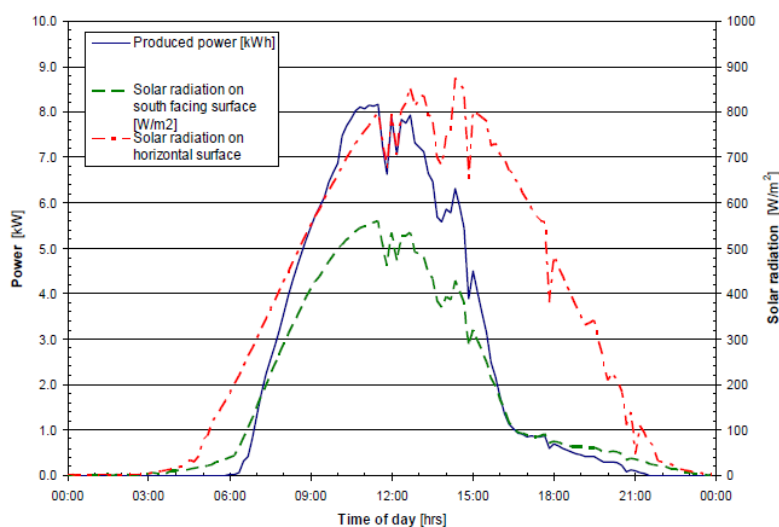
Med denne produksjonen kan en også finne anleggets totale virkningsgrad:

$$\eta_{sys} = \frac{\text{Produksjon}_{\text{årlig}}}{E \cdot A} = \frac{7200kWh}{575.98kWh/m^2 \cdot 102m^2} = 0.12255 \rightarrow 12.255\%$$

η_{sys} - Anleggets totale virkningsgrad

E - Solinnstråling

A - Anleggets areal



Figur 68. Data fra solveggen 23.6.2001[25]

Figur 67 viser anleggets produksjon og dets solinnstråling for den 23.6.2001. Ut ifra denne kurven har det blitt vist at virkningsgraden til solcellemodulene lå på 14,3 %, noe som ikke er så langt ifra den spesifiserte virkningsgraden. [10]

Produksjon ved dagens systemkonfigurasjon

Energiproduksjonen til anlegget har forandret seg drastisk etter at det ble omkoblet. Det produserer nå rett over 1000Kwh på årsbasis. Søylediagrammet under viser produksjonen over ett år fra oktober 2013 til september 2014, og ligger på 1057kWh. Dette er betydelig lavere enn hva det burde ha vært om anlegget hadde fungert optimalt.[34]



Figur 69. Energi produksjon over to perioder: De siste syv dagene (28.8.2014 til 3.9.2014) og det siste året (oktober 2013 til september 2014). [27]

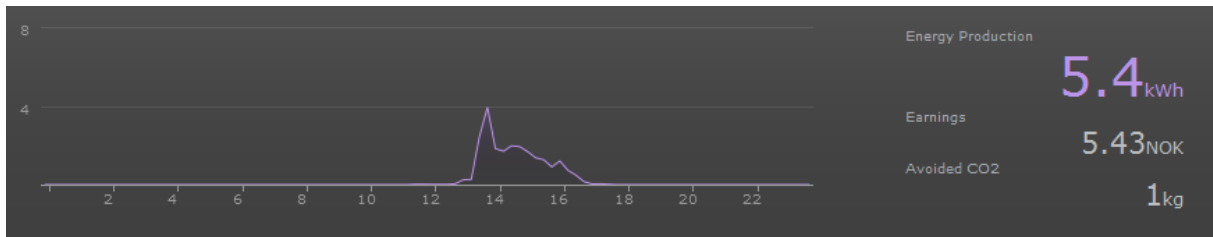


Figur 70. Produksjonskurve for 29.8.2014 fram til klokken 13.45 med lettskyet og mye sol, med ca.15grader klokken 10.00 [Overvåkningsmonitor i EI-bygget, NTNU],[28]

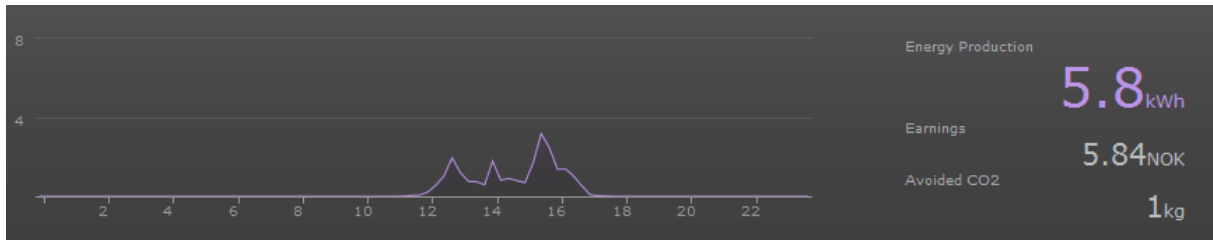


Figur 71. Produksjonskurve for 1.9.2014 fram til klokken 14.00 med lettskyet og mye sol, med ca.15grader klokken 10.00 [Overvåkningsmonitor i EI-bygget, NTNU],[28]

Som vist i den øverste grafen på figur 69 er produksjonsperiodene per dag svært korte for anlegget. Dette kan lettere bli sett i grafene rett over som viser Produksjonskurvene for 29.8.2014 fram til klokken 13.45 med lettskyet og mye sol, og 1.9.2014 fram til klokken 14.00 med lettskyet og mye sol. Her faller produksjonen uventet til null rett før klokken 10.00 på formiddagen for begge dagene selv om været tilsa at den ikke burde gjøre det.



Figur 72. Produksjonskurve for 11.2.2015 med delvis overskyet, gjennomsnittlig temp: 6.4grader[27],[28]



Figur 73. Produksjonskurve for 12.2.2015 med delvis overskyet, gjennomsnittlig temp: 0.3grader[27],[28]

Situasjonen som oppstår i figur 70 og 71, der produksjonen plutselig opphører tidlig på dagen, forekommer for det meste på sommerhalvåret. Det virker derfor som om produksjonen opphører når omgivelsestemperaturen kommer over et vist nivå.

Figur 72 og 73 viser situasjonen om vinteren der temperaturen er betydelig lavere. Her ser anlegget ut til å fungere gjennom hele dagen.

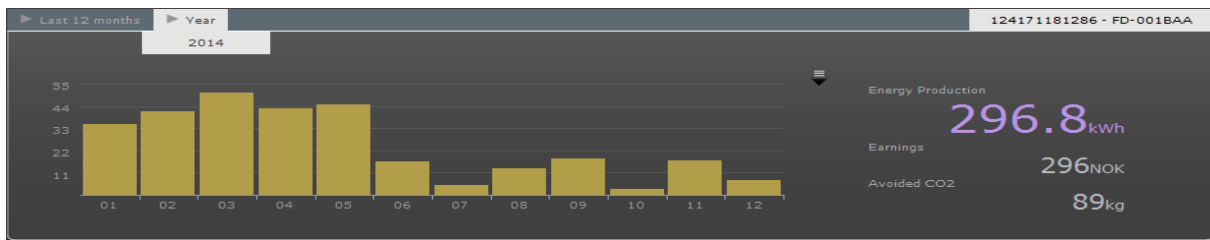
4.4.1 Produksjon for hver av anleggsdelene

Søylediagrammene under viser produksjonen på månedsbasis for hele 2014 fordelt på anleggets fire hoveddeler. Her vises det at produksjonen var lavere på høsten enn hva den våren, noe som skyldes at anlegget har vært frakoblet i perioder under undersøkelsene på det.

Selv om måledataene ikke er helt nøyaktige kan diagrammene fortsatt benyttes til å sammenligne produksjonen mellom hver av delene. Dette kan gi en god indikasjon på hvor mye skygge anlegget blir utsatt for, noe som vil bli sett på i kapittel 4.6. De fire anleggsdelene er delt opp i fire blokker med individuelle navn, som følger(Vedlegg C):

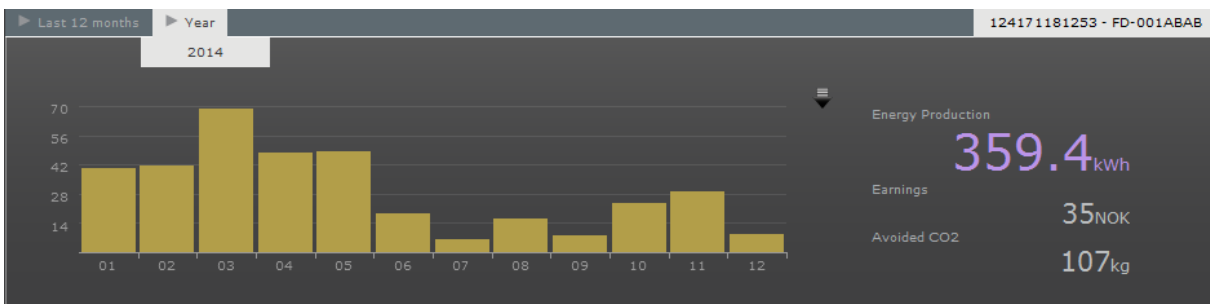
- BAA - Øverst mot vest
- BAB - Nederst mot vest
- BAC - Øverst mot øst
- BAD - Nederst mot øst

Del 1 - BAA



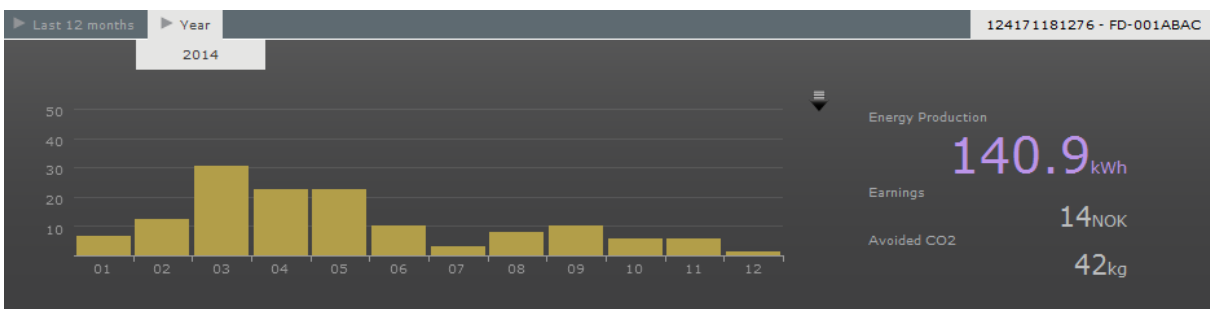
Figur 74. Produksjon fra BAA i 2014[27]

Del 2 - BAB



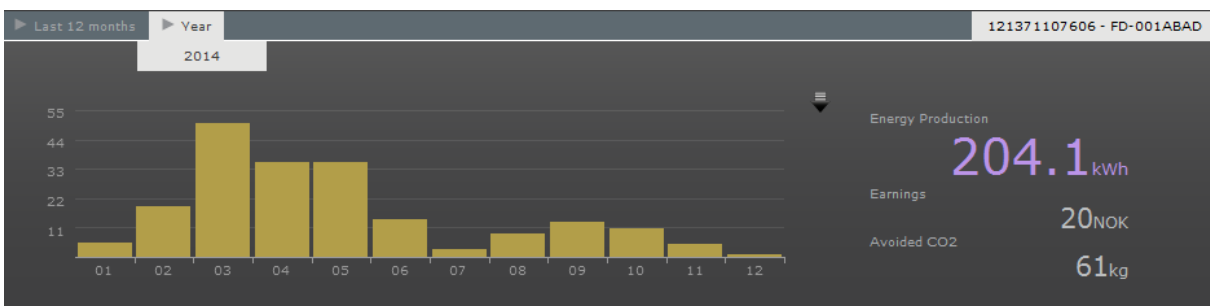
Figur 75. Produksjon fra BAB i 2014[27]

Del 3 - BAC



Figur 76. Produksjon fra BAC i 2014[27]

Del 4 - BAD



Figur 77. Produksjon fra BAD i 2014[27]

4.5 Måling og simulering av anlegget

4.5.1 Metode

For å forstå seg på og finne feilen på anlegget ble følgende metoder benyttet:

- Visuell gjennomgang av anlegget
- IV-kurve målinger på kritiske punkter i anlegget
 - Først ved hjelp av en variabel motstand
 - Så bruk av et profesjonelt apparat(PVPM 1000cx)
- Termo-kamera
- Simulering i LTspice
- Dokumentering av skyggeforhold og degradasjon ved hjelp av speilrefleks kamera

4.5.2 Visuell gjennomgang

Ved starten av arbeidet ble anlegget gjennomgått visuelt for å prøve å identifisere feilen. Følgende scenarier ble sjekket ut:

- Om det var dårlige koblinger i anlegget
- Om koblingsboksene fungerte som de skulle, spesielt med tanke på streng sikringene
- Om moduler eller strenger var koblet sammen med feil polaritet
- Om det var defekter på modulene eller strengene
- Om vekselretterne fungerte
- Om overspenningsbeskyttelsen var operativ
- Om anlegget hadde isolasjonsfeil

Etter gjennomgang av anlegget ble det ikke identifisert noen visuelle feil på det. Anlegget så ut til å være koblet opp riktig, og det så ikke ut til at strenger var koblet sammen med motsatt polaritet. Det kunne utelukkes feil sammenkobling av modulene ettersom anlegget hadde fungert før omkoblingen, og at selve strengene ikke var forandret på. Vekselretterne så også ut til å fungere, de leverte bare mye mindre energi enn hva en skulle forvente. Som vist i forrige delkapittel så det ut til at anlegget sluttet å fungere når temperaturen oversteg en viss grense, men selv når det fungerte produserte det lite energi. Feil på isolasjon og beskyttelsessystemer ble ansett til å være lite sannsynlig ettersom de installerte vekselretterne har varslingsystemer for slike feil, noe som ikke var utløst.[2, s. 446]

For å være sikker på at anlegget ikke var koblet opp feil eller at deler av det ikke fungerte lenger ble det bestemt å utføre strøm og spenningskarakteristikk målinger på anleggets.

Konsekvensene ved å koble med omvendt polaritet

Om en ser på en seriekoblet streng med moduler, der en av modulene er koblet med feil polaritet, vil det føre til at strengen får et spenningsfall. Dette spenningsfallet vil i dette tilfellet tilsvare spenningen fra to moduler ettersom det kreves en annen modul enn den feilkoblede for å dekke det følgende spenningsfallet. En streng med én feilkoblet modul mister derfor spenningen tilsvarende to moduler. Dette kan også oppstå mellom modulstrenger, der de nøytraliserer hverandre ut. Den

produksjonen som ble levert fra et anlegg kan tenke seg å være differansen mellom hver av de feilkoblede strengene. [2, s. 440]

4.5.3 IV-kurve målinger

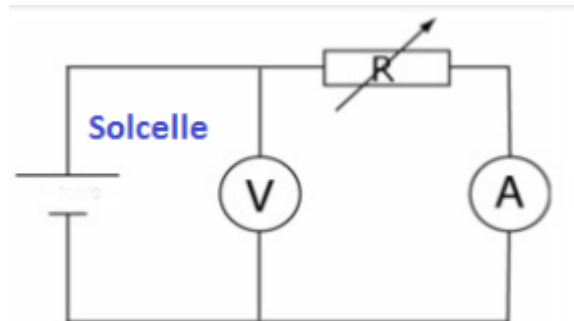
Som nevnt over ble det bestemt å utføre strøm og spenningskarakteristikk målinger på anlegget for å kunne bestemme med sikkerhet om en del av eller hele anlegget var feilkoblet eller defekt. Det beste apparatet for en slik måling ville vært en profesjonell IV-kurve måler. Men ettersom det ikke var tilgang på en slik måler ble det bestemt å utføre målingene med en testkrets.

Krets med variabel motstand

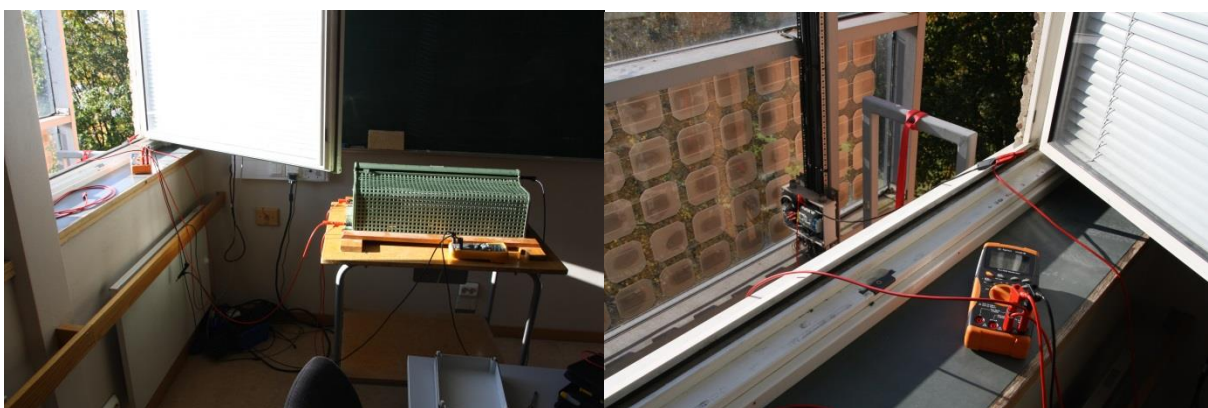
For å måle strøm og spenningskarakteristikken ble det benyttet en testkrets som er vist i figur 78 og 79 under. Det ble forsøkt målt på to plasser i anlegget, nemlig på en streng og på hver av de fire delene til anlegget nede i koblingsrommet.

Som figur 78 viser, ble strengen seriekoblet med en variabel motstand og et amperemeter. For å måle spenningen over strengen ble et voltmeter koblet i parallell med den variable motstanden og amperemeteret. Lyskilden for strengen var solen, der testen ble utført på en streng som ikke var skyggelagt. [Utarbeidet ved hjelp av avdelingsingeniørene]

Den variable motstanden ble valgt i samarbeid med avdelingsingeniørene og kunne varieres fra null til 110 Ohm, der målingene ble startet på 110 Ohm og senket med en verdi av 10 Ohm per måling. For hvert motstandsnivå ble strømmen og spenningen målt og notert.



Figur 78. Testkrets. [Tegnet i Paint]



Figur 79. Måling på en streng med sol. [17]

Resultatet av målingene burde ha gitt en stigende strøm idet motstanden sank, men ga en strøm som holdt seg på et nivå som vekslet mellom null og 0,001A idet motstanden sank.



Figur 80. Multimetre i testkretsen med strøm og spenning. [17]

Spenningen som ble målt lå kontinuerlig på strengens åpne kretsspennning, og varierte ikke slik som forventet. Dette førte til at kretsen ble grundig gjennomgått, noe som ikke ga noen resultater ettersom den var riktig koblet opp. Det ble forsøkt flere ganger å få måleresultater ved å benytte denne testkretsen på forskjellige strenger i anlegget og på hver av de fire anleggsdelene nede i koblingsrommet.

Grunnen til at det ikke fungerte ble antatt å være en av de tre grunnene under:

- Feil på kablene i testkretsen
- Feil på den variable motstanden
- Feil på solcelleanlegget

En feil på solcelleanlegget ga ingen mening ettersom spenningsnivået på strengene var tilnærmet det man ville forventet at det skulle være, og at anlegget produserte energi innimellom. Det ble derfor konkludert med at det var en feil i målingskretsen.

Før denne feilen ble ordentlig identifisert kom det fram at fakultetet hadde bestilt en profesjonell IV-kurve måler. Testkretsen ble derfor gitt opp ettersom det profesjonelle apparatet ville gi et mye bedre resultat, uansett om målekretsen hadde fungert.

PVPM 1000cx

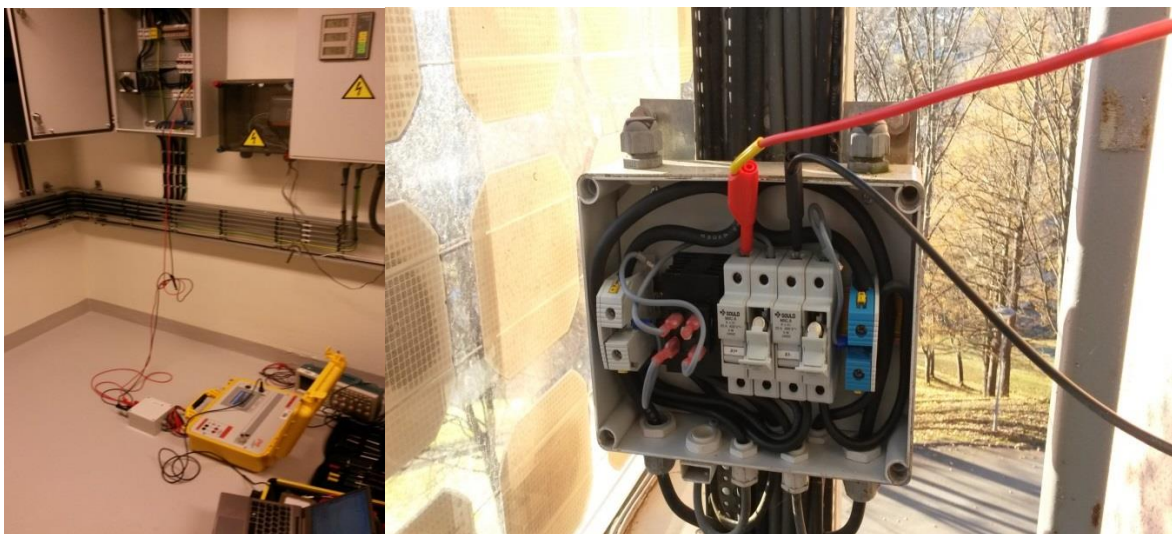
Det profesjonelle apparatet som ble kjøpt inn er levert av PV-Engineering GmbH. Det kan bli brukt til å måle et solcelleanleggs-, en strengs eller en moduls IV-kurve, beste effekt og motstander, samt solinnstrålingen og temperaturen på cellene. Dette apparatet måler IV-kurvene med svært stor nøyaktighet, der resultatene har en feilmargin på under 1 %.[13]

Her ble de samme målingspunktene på anlegget valgt som ved testkretsen. Det første punktet var nede i koblingsrommet til anlegget der hver av de fire anleggsdelene ble målt på, mens det neste punkt var rett på to isolerte strenger i anlegget (de øverste strengene i BAB). Resultatene fra disse målingene vil bli vist og brukt i neste kapittel, men det var tydelig at anlegget fortsatt fungerte.

Grunnen til at det bare ble foretatt målinger på de to nevnte strengene var at koblingsboksene ikke var lett tilgjengelige. For å komme ut til boksene må man gå gjennom vinduene til bygget, noe som lot seg gjøre fra et klasserom på de nevnte strengene. For å komme til de resterende boksene må man benytte vinduer i kontorer og laboratorier, der en måtte flytte hyller, apparater eller klatre over pultene til personalet i bygget.



Figur 81. PVPM 1000cx[17]



Figur 82. Målinger i koblingsrommet og på individuell streng.[17]

4.5.4 Termo-kamera

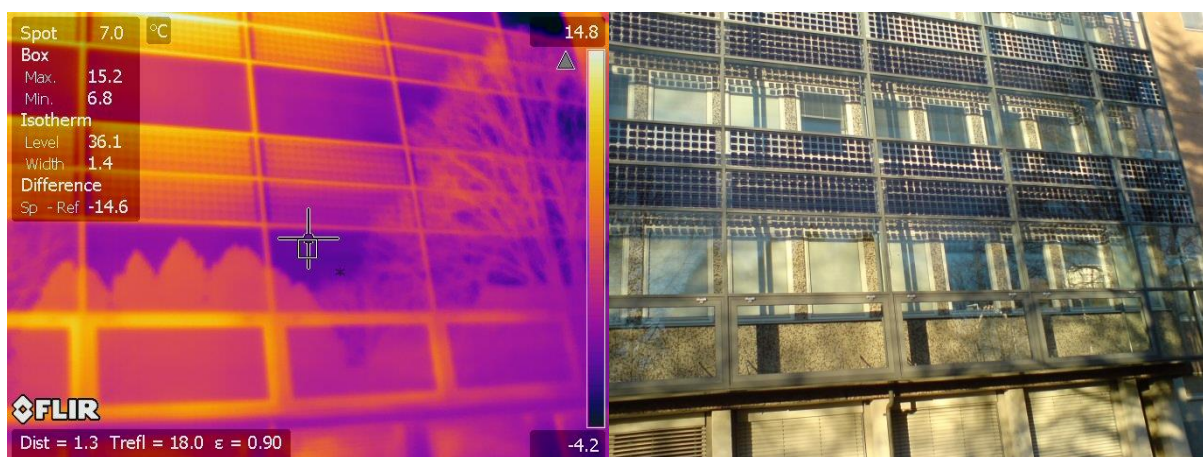
Et termo-kamera blir benyttet til å lete etter temperatur differanser, og kan dermed bli benyttet til å identifisere områder på en modul eller et solcelleanlegg som er varmere enn delene rundt. Om et anlegg fungerer fint vil det holde lik temperatur på overflaten til hele anlegget. Skygge på en del av en modul kan for eksempel føre til at de skyggedekkede cellene blir varmet opp på grunn av at de opererer i forbrukermodus. Om denne modulen har bypassdioder installert vil disse bli varmet opp i stedet for de skyggedekkede cellene.

Andre årsaker til oppvarming av cellene kan være at de er skadede, at de er dekket av skitt eller andre elementer, at cellene er kortsluttede, osv. I alle situasjonene vil eventuelt installerte bypassdioder også varmes opp.[2, s. 449-451]

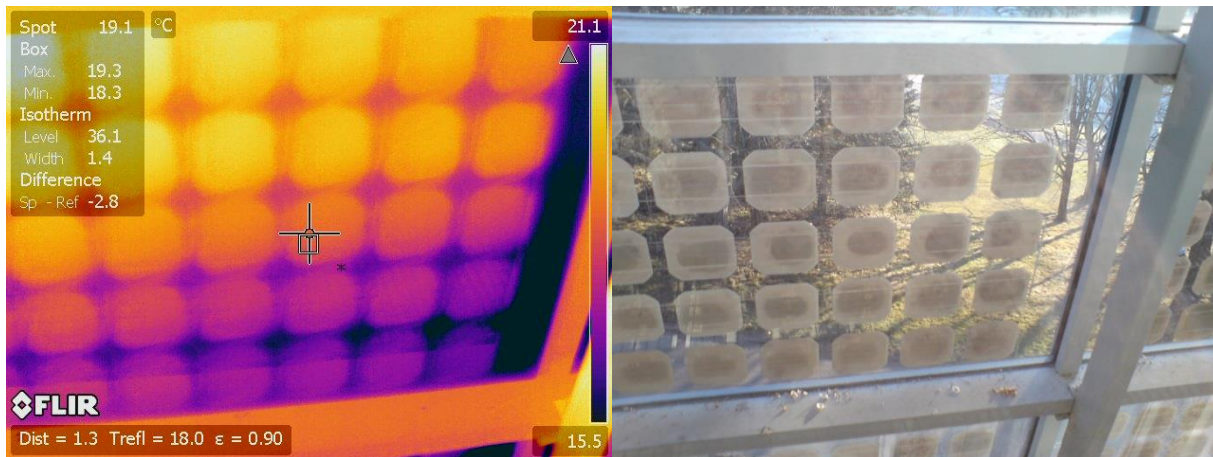


Figur 83. Oppvarmede solceller[29]

For å ta termo-bilder av anlegget ble et FLIR termo-kamera benyttet. Resultatet ble dessverre meget dårlig ettersom modulene er av et glass/glass design. Uansett om bildene ble tatt på forsiden av fasaden eller på baksiden av fasaden ble infrarød stråling reflektert fra omgivelsene og bygget. Et annet problem var at kameraet ikke klarte å ta skarpe bilder i infrarød modus når den samme refleksjonen oppstod. Begge problemene vises i bildene under(figur 84 og 85). Det ble derfor ikke utført flere forsøk på å ta Termo-bilder av anlegget.



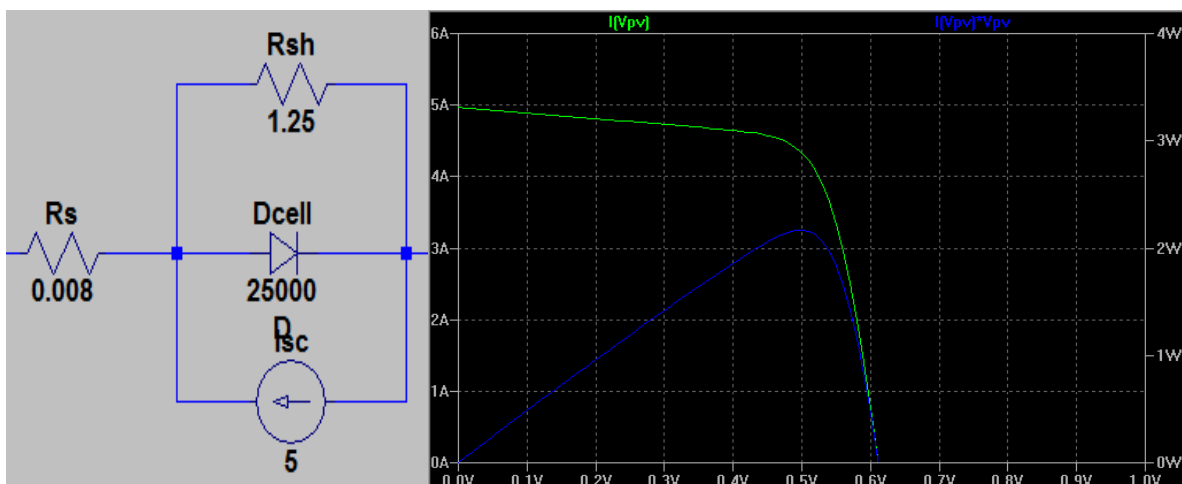
Figur 84. Termo- og vanlig bilde fra forsiden av fasaden tatt samtidig med FLIR-kamera[FLIR kamera]



Figur 85. Termo- og vanlig bilde fra baksiden av en modul tatt samtidig med FLIR-kamera[FLIR kamera]

4.5.5 Simulering i LTspice

For å kunne simulere hvordan cellene, modulene og strengene oppførte seg under forskjellige skyggesituasjoner ble en simuleringsmodell i LTspice konstruert. I figuren under vises modellen av en solcelle med en strøm og spenningskarakteristikk som tilsvarer cellene som er benyttet i anlegget. Den har her en kortslutningsstrøm på 5A og en åpen kretsspennning på 0,61V, noe som er det samme som cellene i anlegget. Denne modellen kunne dermed settes inn i en testkrets med en liten last for å simulere en funksjonell solcelle gjennom et «DC-Sweep».

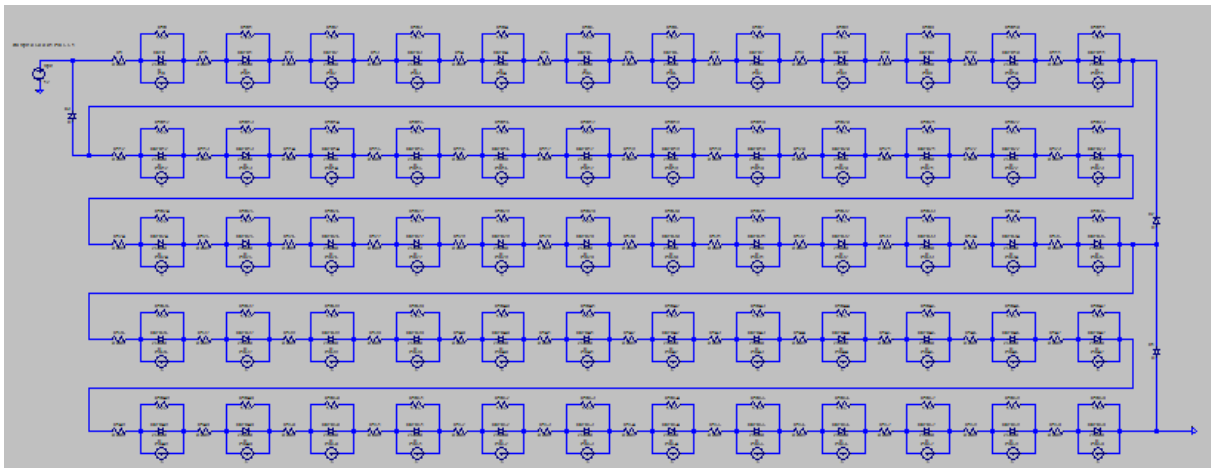


Figur 86. LTspice modell av en solcelle, og IV-kurve og PV-kurve etter at den er satt inn i en testkrets[LTspice]

På siden av simuleringskretsen vises dens simulerte IV- og PV-kurve. Ut ifra PV-kurven kan en se at V_{mpp} ligger på 0,5V, I_{mpp} ligger på 4,3A og P_{mpp} ligger på 2,16W, noe som tilsvarer cellene som er brukt i virkeligheten(se 4.3.1). De simulerte cellene kan dermed benyttes til å simulere for eksempel modulene eller strengene i anlegget. Figur 87 viser ett av anleggets 60-cellers moduler med tre bypassdioder.[Modell basert på simuleringsmodell i kilde 37]

Parameterne i simuleringskretsen ble valgt slik at den simulerte solcellen fikk den samme strøm og spenningskarakteristikken som solcellene i det virkelige anlegget(se figur 86). Her ble seriemotstanden og shunt motstanden bestemt for å få en V_{mpp} og en I_{mpp} som er den samme som parameterne til cellene under STC-forhold i virkeligheten(se vedlegg I for hvordan motstandene

påvirker karakteristikken). R_s ble satt til 0,008 Ohm, mens R_{sh} ble satt til 1,25 Ohm. For å presse V_{oc} ned til 0,61V måtte Dcell sin verdi settes uventet høyt. Men ved å sette verdien veldig lavt, som forventet, ble V_{oc} alt for høy (rundt 1V eller høyere). Ettersom simuleringssmodellen stemte overens med cellene i virkeligheten ble det bestemt å bruke denne høye verdien. Måten de forskjellige verdiene ble funnet på var egentlig gjennom en prøve og feile metode, der det endelige resultatet fungerte slik som cellene i virkeligheten.



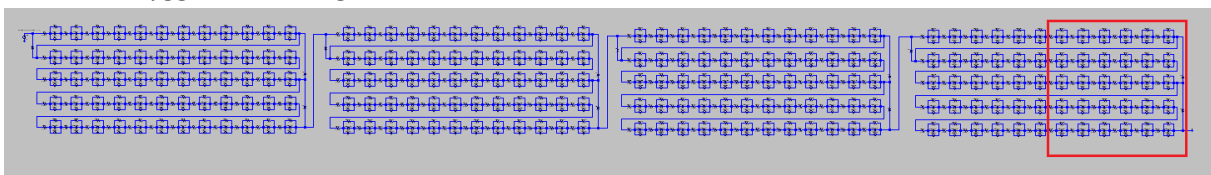
Figur 87. LTspice modell av anleggets 60 cellers modul med tre bypassdioder[LTspice]

Disse simuleringene vil bli benyttet senere i rapporten for å analysere skyggepåvirkningen på forskjellige konfigurasjoner og på anlegget.

4.4.5.1 Simulering av skyggepåvirkning på serie- og parallellkobling

For å illustrere prinsippet som ble beskrevet i kapittel 3.1.3 ble simuleringssmodellen i LTspice benyttet. Teorien går ut på at skygge påvirker serie- og parallellkoblede moduler eller anlegg annerledes når de blir utsatt for den samme skyggeeffekten.

I simuleringen blir det benyttet 4 moduler av typen 60-cellers BP Saturn, som er en av modulene som blir brukt i anlegget på Gløshaugen. En av modulene blir 50 % dekket av skygge, og får en redusert belysning tilsvarende 75 %. De resterende cellene i anlegget blir belyst i forhold til STC standarden, noe som dermed tilsier at cellene som er dekket av skygge får en innstråling på 250W/m^2 . For at simuleringen skal være realistisk er hver av modulene utstyrt med tre bypassdioder, slik som modulene er i virkeligheten. Figur 88 og 90 viser hvordan modulene ble koblet opp og hvor de ble utsatt for skygge i simuleringen.

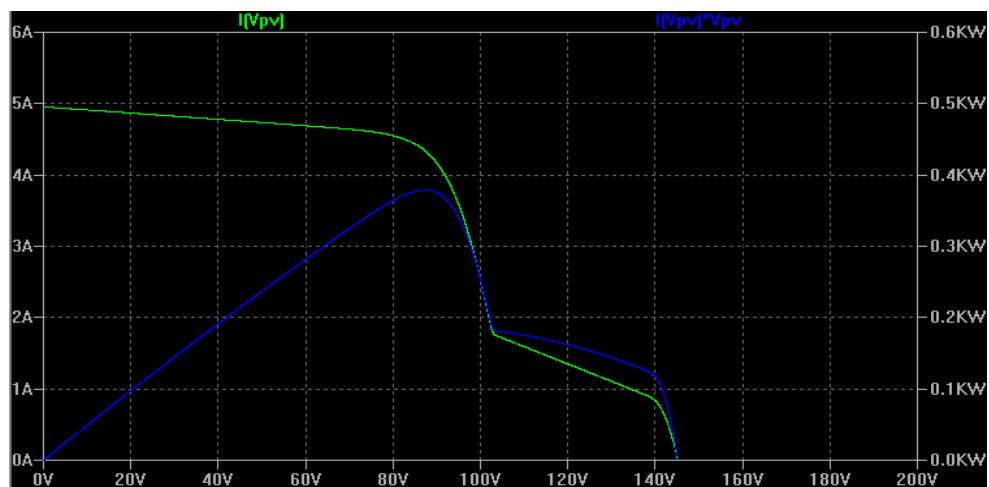


Figur 88. Seriekoblede moduler, der den røde firkanten viser området som er dekket av skygge[LTspice]

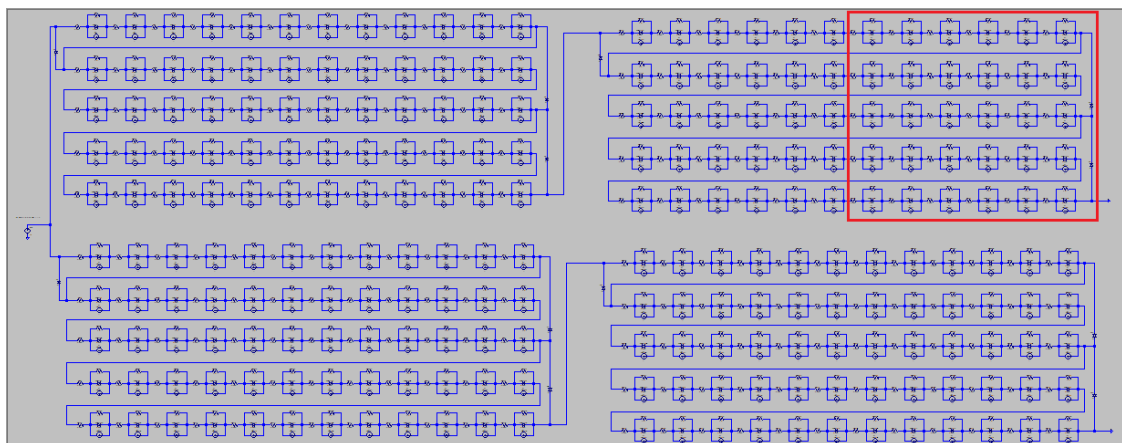
Som en kan se ut ifra den seriekoblede simuleringens tilhørende IV-kurver blir den åpne kretsspenningen firedobler for modulene som er seriekoblet, mens kortslutningsstrømmen forblir den samme. Resultatet blir vist i tabellen under:

Tabell 9 viser resultatene til simuleringen av en skyggedekket streng.

| | |
|-------------|------|
| Voc | 147V |
| Isc | 5.0A |
| Vmpp | 87V |
| Impp | 4.3A |
| Pmpp | 379W |
| FF | 0.51 |



Figur 89. IV- og PV-kurve for de seriekoblede modulene med skygge[LTspice]



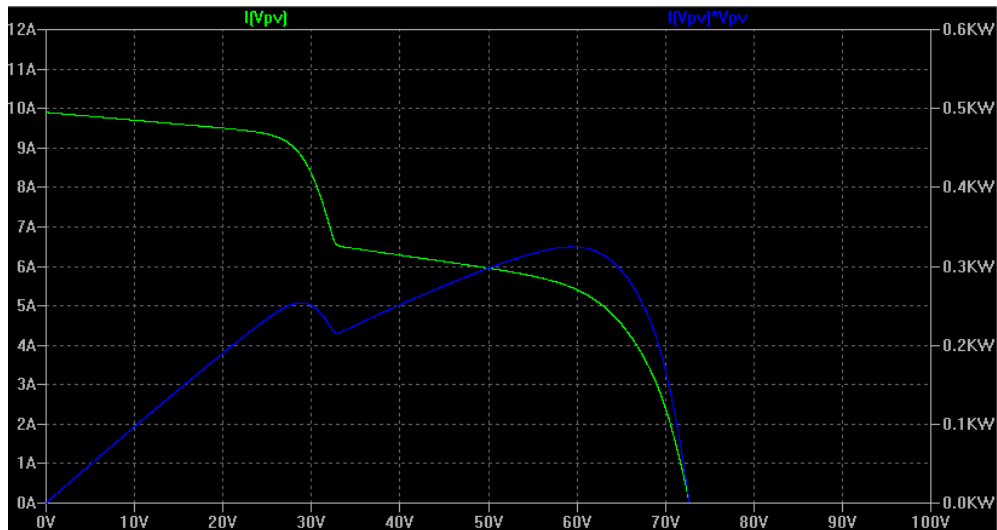
Figur 90. Parallellkoblede moduler, der den røde firkanten viser området som er dekket av skygge[LTspice]

Når to strenger med to moduler hver blir parallellkoblet vil både den åpne kretsspenningen og kortslutningsstrømmen bli fordoblet, noe som er forventet.

Forskjellen her i forhold til det forrige eksempelet er at når den ene strengen blir påvirket av skygge, vil dette også påvirke den strengen som ikke blir dekket av skygge. Dette er forklart i kapittel 3.1.3, men kan også ses på resultatene under.

Tabell 10 viser resultatene til simuleringen av to parallellkoblede strenger

| | |
|-------------|-------|
| Voc | 73.5V |
| Isc | 10.0A |
| Vmpp | 59.4V |
| Impp | 5.46A |
| Pmpp | 325W |
| FF | 0.44 |



Figur 91. IV- og PV-kurve for de parallellkoblede modulene med skygge[LTspice]

Selv om begge scenarioene over ble utsatt for samme skyggeforhold blir det vist at det maksimale effektpunktet for hver av dem er annerledes. Scenarioet der alle fire modulene er seriekoblet hadde et maksimalt effektpunkt på 379W, mens scenarioet der to strenger med to moduler hver ble parallellkoblet med hverandre hadde et maksimalt effektpunkt på 325W. Konklusjonen her blir derfor den samme som i kapittel 3.1.3, nemlig at moduler bør seriekobles når det er fare for skygge i anlegget. Om anlegget består av flere enn én streng bør hver av disse strengene ha sin egen MPPT gjennom en strengvekselretter, modul-vekselrettere, effekt-optimere eller multistreng-vekselretter der hver streng har sin egen DC-DC omformer med MPPT innebygd.

En kan også se på resultatet i IV-kurven fra de parallellkoblede strengene at det oppstår en situasjon med to maksimale effektpunkter. En slik situasjon kan skape problemer for en MPPT sin algoritme, ettersom den kan ende opp på feil «topp» og dermed tvinge anlegget til å operere på et helt feil spenningsnivå. Dette kan også føre til en betydelig reduksjon i produsert effekt. Denne situasjonen kan en også se tendenser til i de målte kurvene i neste kapittel, der det er flere «topper» på PV-kurven. Det er vanskelig å konkludere med hvordan dette påvirker anlegget, ettersom MPPT sin algoritme er ukjent.

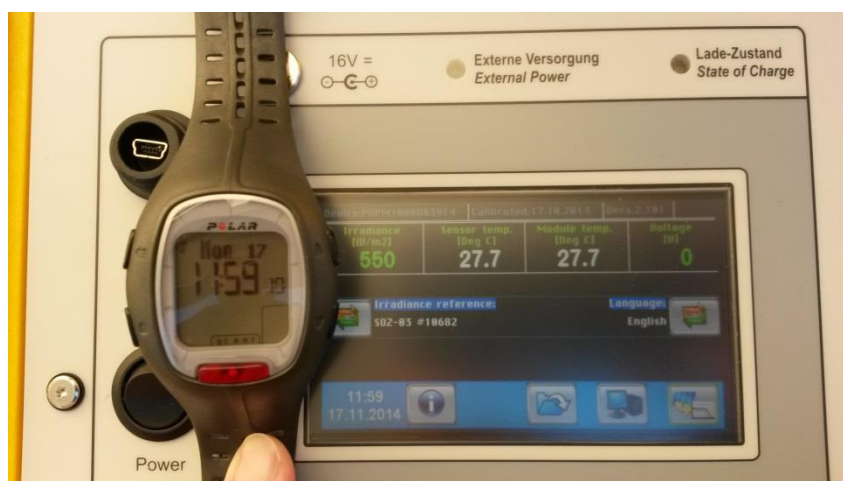
5.0 Resultater og Diskusjon

5.1 Identifisering av feilen

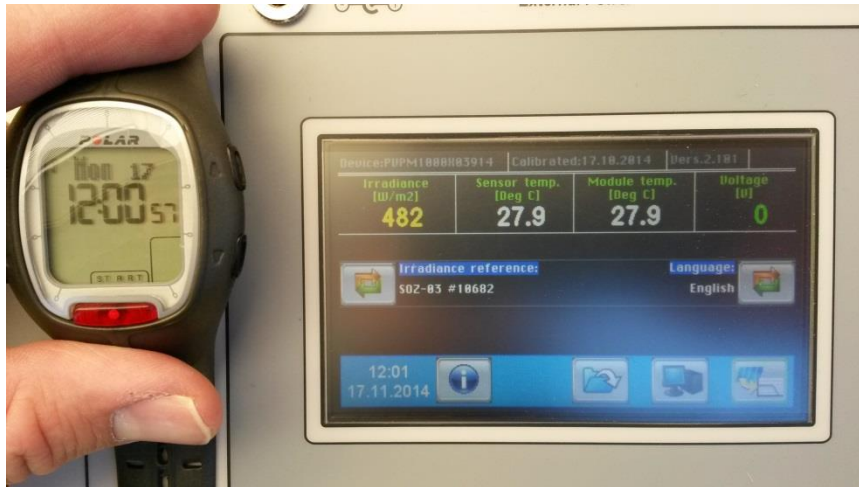
Etter at IV-kurve måleren PVPM 1000cx ble tatt i bruk ble det betydelig greiere å analysere systemets strøm og spenningskarakteristikk. Figur 95-98 viser kurvene som ble målt på hver anleggsdel den 17.11.2014 mellom klokken 11.00 og 12.00, mens bildene over viser skygge- og solinnstrålingsforholdene under og rett etter kurvene ble målt. Solinnstrålingen er her målt med PVPM1000cx sin fotoelektriske sensor og med samme vinkling som anlegget.



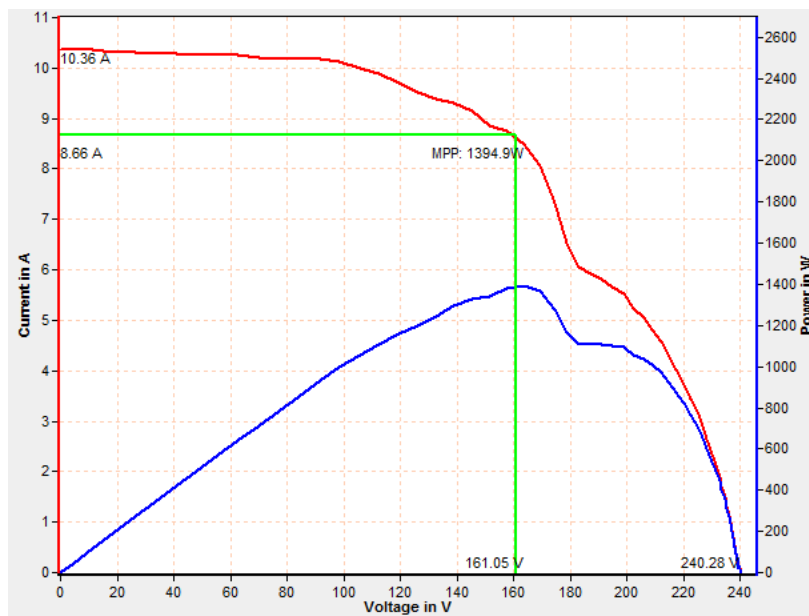
Figur 92. Skygge på anlegget når IV-kurvene under ble målt[17]



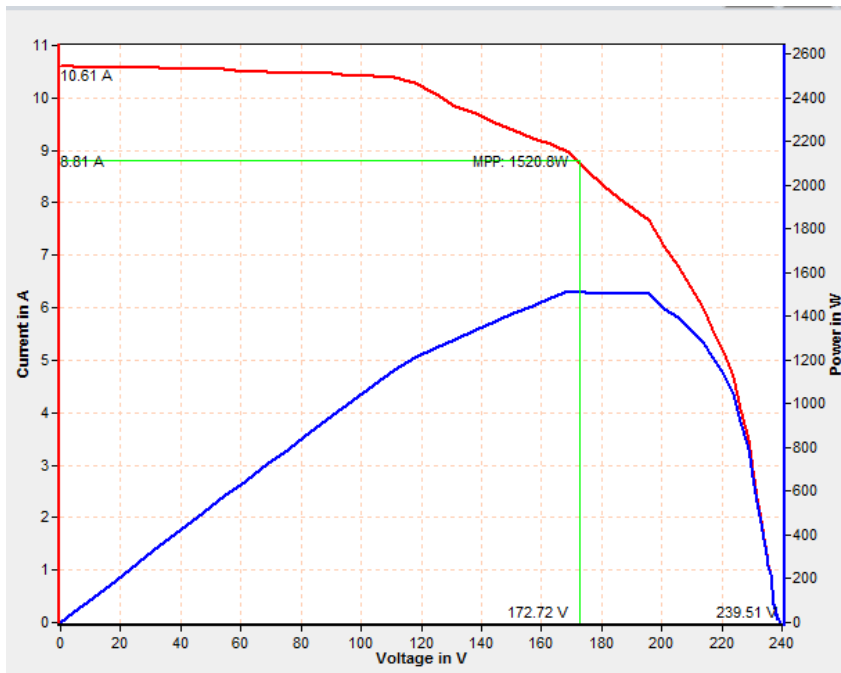
Figur 93. Målt solinnstråling rett etter IV-kurve målingene i koblingsrommet[17]



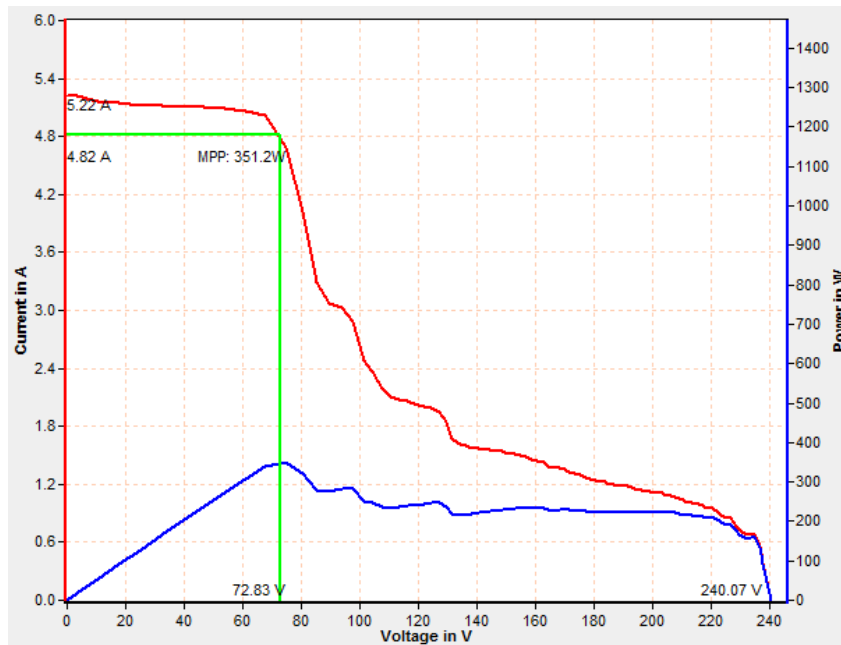
Figur 94. Målt solinnstråling rett etter IV-kurve målingene i koblingsrommet[17]



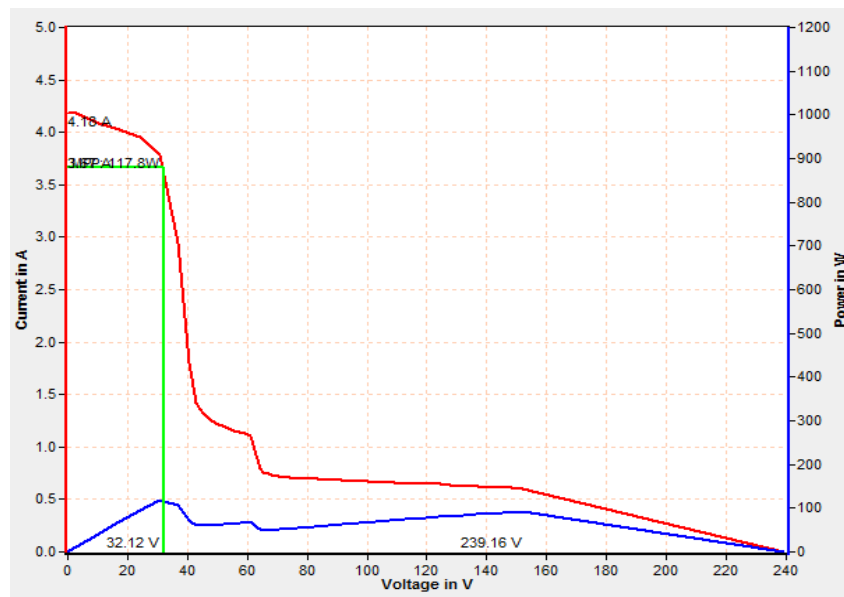
Figur 95. IV-kurve for BAA med sol 17.11.14 [PVPM 1000cx]



Figur 96. IV-kurve for BAB med sol 17.11.14 [PVPM 1000cx]



Figur 97. IV-kurve for BAC med sol 17.11.14 [PVPM 1000cx]



Figur 98. IV-kurve for BAD med sol 17.11.14 [PVPM 1000cx]

Ut ifra de målte IV-kurvene kan en se at den åpne kretsspenningen ligger på om lag 240Vdc, noe som er litt lavere enn hva den skulle ha vært i forhold til når anlegget var nytt og utsatt for STC-forhold(hvordan Voc kan synke blir sett på under).

Ved å sette den målte karakteristikken opp mot anleggets installerte komponenter, i hovedsak vekselretterne, ble det oppdaget en betydelig feil ved installasjonen. De fire vekselretterne som ble installert etter omkoblingen av anlegget har nemlig en MPPT med et søkeområde på 230-480Vdc[Vedlegg D]. Som nevnt over ligger Voc i disse tilfellene på ca. 240Vdc, noe som resulterer i at Vmpp blir trukket opp mot Voc av MPPT til om lag 230V. Dette fører til at produksjonen faller drastisk i forhold til hva den kunne vært om MPPT hadde hatt et større søkeområde.

For å finne ut hvordan vekselretterne reagerte når spenningsforsyningen fra anlegget falt ned mot MPPTens søkegrense ble produsent, Eltek, kontaktet. Her kom det fram at dersom det maksimale effektpunktet går under 230Vdc vil vekselretternes MPPT opprettholde spenningen på 230V helt til Voc går ned til 225-227Vdc. Vekselretterne vil altså slutte å levere strøm til nettet når Voc synker under 225Vdc.[E-post korrespondanse i Vedlegg G]

Skyggepåvirkningen på hver enkelt anleggsdel vil bli sett på i kapittel 5.2.1, men hvordan den åpne kretsspenningen blir påvirket av degradasjon og temperatur blir sett på i kapittel 5.2.3 og 5.3.1.

Ideell effekt for hver anleggsdel

Som en kan se på bildene i figur 93 og 94 varierer solinnstrålingen på anlegget litt, og går fra 482- til 550W/m². Dette er den laveste og høyeste målingen fra rett etter IV-kurvene ble målt. En kan derfor si at solinnstrålingen under målingene må ha ligget en plass mellom disse innstrålingsmålingene. Det blir antatt at målingene varierer såpass mye over kort tid lette skyer og dis som passerer foran solskiven. For å teste dette kan en regne ut solinnstrålingen når den beste kurven ble målt, nemlig figur 96. (Som vist i simuleringen senere i rapporten ser det ut som om BAA og BAB har blitt forvekslet i koblingsrommet, og at figur 96 derfor egentlig viser kurven for den øverste delen av anlegget med mest sol og derfor nesten ikke har noe skygge på seg).

Ut ifra ligning (3) kan en se at kortslutningsstrømmen er proporsjonal med solinnstrålingen. En kan dermed benytte dette faktumet til å finne solinnstrålingen på anlegget akkurat når målingene over ble tatt.

$$I_{SC} = I_{ph} = const \cdot E \quad (3)$$

Ettersom at kortslutningsstrømmen for hver anleggsdel er 20A under STC-forhold kan konstanten i ligningen bli funnet:

$$const = \frac{I_{sc}}{E} = \frac{20A}{1000W/m^2} = 0.02$$

Denne konstanten kan dermed bli benyttet til å regne ut solinnstrålingen for kurven i figur 92:

$$E = \frac{I_{SC}}{const} = \frac{10.61A}{0.02} = 530.5W/m^2$$

Dette stemmer godt overens med målingene i figur 93 og 94, og vil derfor bli benyttet til å regne ut den ideelle effekten for hver anleggsdel under disse forholdene:

$$P_{ideell} = E \cdot \eta \cdot A = 530.5W/m^2 \cdot 0.155 \cdot 25.5m^2 = 2096.8W$$

,der virkningsgraden er satt til modulenes utregnede virkningsgrad og arealet er hver hoveddels areal.

Under vil anleggsdelenes PR og FF bli regnet ut:

Figur 95:

$$PR = \frac{P_{Virkelig}}{P_{Ideell}} \cdot 100\% = \frac{1394.9W}{2096.8W} \cdot 100\% = 66.53\%$$

$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{172.72V \cdot 8.81A}{239.51V \cdot 10.61A} = 0.60$$

Figur 96:

$$PR = \frac{P_{Virkelig}}{P_{Ideell}} \cdot 100\% = \frac{1520.8W}{2096.8W} \cdot 100\% = 72.53\%$$

$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{172.72V \cdot 8.81A}{239.51V \cdot 10.61A} = 0.60$$

Figur 97:

$$PR = \frac{P_{\text{Virkelig}}}{P_{\text{Ideell}}} \cdot 100\% = \frac{351.2W}{2096.8W} \cdot 100\% = 16.75\%$$

$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{72.83V \cdot 4.82A}{240.07V \cdot 5.22A} = 0.28$$

Figur 98:

$$PR = \frac{P_{\text{Virkelig}}}{P_{\text{Ideell}}} \cdot 100\% = \frac{117.8W}{2096.8W} \cdot 100\% = 5.62\%$$

$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{32.12V \cdot 3.67A}{239.16V \cdot 4.16A} = 0.12$$

Disse resultatene viser tydelig konsekvensen av skygge på de individuelle anleggsdelene. Men som en kan se i figur 96 (som mest sannsynlig utgjør BAA og ikke BAB) er det nesten ingenting skygge på denne anleggsdelen. Det kan derfor være interessant å regne ut virkningsgraden denne delen opererer under:

$$\eta_{\text{Anleggsdel}} = \frac{P_{MPP}}{A \cdot E} = \frac{FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC}}{A \cdot E} = \frac{0.60 \cdot 239.51V \cdot 10.61A}{25.5m^2 \cdot 530.5 \frac{W}{m^2}} = 0.1127 \rightarrow 11.27\%$$

Denne virkningsgraden er betydelig lavere enn virkningsgraden for modulene under STC-forhold. Det må her tas til betraktning at noen få av cellene i anleggsdelen er dekket av skygge, noe som vil gjøre denne virkningsgraden litt lavere enn hva den ville vært om det ikke hadde vært noe som helst skygge på anleggsdelen. Målingene for anleggsdelen er også utført i koblingsrommet til anlegget. Det kan derfor også være tap i forskjellige anleggskomponenter som må tas i betraktning.

Som en kan se ut ifra utregningene over er det BAC og BAD som har størst problemer med skygge. Det er her tydelig at skyggens påvirkning på anlegget fører til et stort produksjonstap gjennom vinterhalvåret når solen ligger lavt.

5.2 Tap i anlegget

Ut ifra produksjonen som ble registrert i måleperioden mellom 2001 og 2002 ble systemets «Performance ratio» regnet ut til å ligge på 75 % [10]. Hovedårsakene til at den var så lav ble her oppgitt til å være skygge på anlegget, vekselretter topologien og lav virkningsgrad under dårlig solintensitet. For dette anlegget vil dette være de største tapspostene, men det finnes en rekke andre tapsmekanismer. Vedlegg H viser omtrentlig hvor store tap fra de forskjellige mekanismene er i et solcellesystem.

Ettersom anlegget den gang bestod av 16 parallellkoblede strenger, ville en situasjon der noen av strengene ble utsatt for skygge påvirke alle strengene. Dette prinsippet er illustrert i kapittel 4.4.5.1. Vekselretter topologien som ble benyttet den gang, der en 12kW vekselretter var koblet til alle strengene, var også problematisk under en skyggesituasjon. Den sentrale vekselretteren ville valgt ett MPP for alle strengene, selv om hver streng opererte under forskjellige forhold.[vedlegg D],[32]

Siden anlegget i dag ikke fungerer slik det skal er det vanskelig å konstatere hvilken virkningsgrad hele systemet hadde hatt om det fortsatt hadde vært fullt operativt. Den totale virkningsgraden for det gamle systemet under den nevnte måleperioden ble regnet ut til å være 12,255 %, men ettersom konfigurasjonen av dagens anlegg er annerledes kan en ikke med det første si at dette vil ha en tilsvarende virkningsgrad.[kapittel 4.4]

Den nye konfigurasjonen er litt mer robust med tanke på skyggelegging, der anlegget nå består av fire individuelle deler. Om det er skygge på en av disse delene vil ikke hele anlegget fungere dårligere slik som det gamle, men bare den utsatte delen.

Generelle problemer med dagens konfigurasjon av anlegget vil bli presentert i kapittel 6

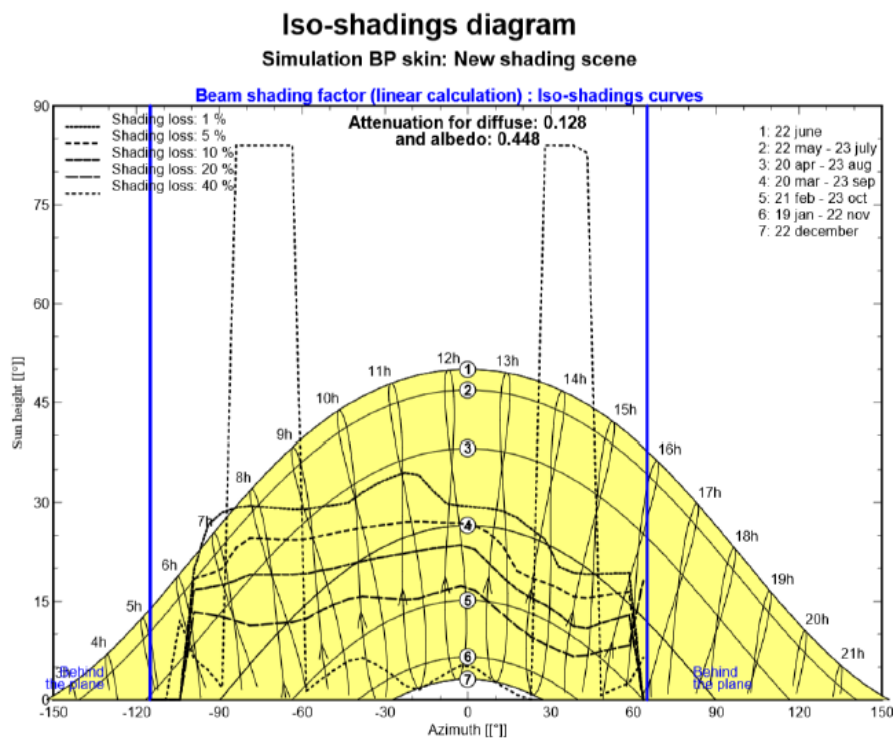
5.2.1 Skygge på anlegget

Anlegget blir i dag utsatt for store mengder med skygge. Årsaken til dette er vegetasjonen som vokser foran det. Denne vegetasjonen består av en blanding av løv- og bartrær, som er vist i bildet under. Ettersom at løvtrærne mister bladene på vinterhalvåret vil disse føre til mindre skygge når innstrålingsvinkelen er lav.



Figur 99. Vegetasjonen foran dagens anlegg[17]

I et tidligere spesialiseringsprosjekt[6] som ble utført på anlegget ble det foretatt en simulering av et lignende anlegg med til dels samme vegetasjon i PVsyst(etter visuell inspeksjon). Denne simuleringen viste et årlig produksjonstap på 14,05 % bare fra skygge på anlegget. Tapene i simuleringen var størst på vinteren ettersom innstrålingsvinkelen var lav, men den viste også at produksjonen var på det høyeste på våren og høsten på grunn av at anlegget er montert med en 90 graders vinkel. Dette gjør at innstrålingsvinkelen på sommeren blir veldig skarp. Figuren under er hentet fra denne simuleringen og viser solens bane gjennom året for det simulerte anlegget på Gløshaugen med skyggetap i forhold til banen. Det er viktig å huske at resultatene fra denne simuleringen bare er en indikasjon på hvordan skygge påvirker anlegget på Gløshaugen, og ikke reelle fakta.



Figur 100. Solens bane for det simulerte anlegget på Gløshaugen gjennom året med indikert skyggetap[6]

En annen simulering som ble utført i dette spesialiseringsprosjektet[6] viste at et tilsvarende anlegg som ble plassert med best mulig helningsvinkel på et tak ved samme lokasjon ville gitt en økt effektproduksjon på 33,83 %.

Skyggepåvirkning under målingene i 5.1

Skyggeforholdene berører samtlige anleggsdeler i måletidsrommet, men av svært forskjellig grad. BAD er i dette tilfellet den delen som er verst utsatt, noe som tydelig gjenspeiler seg i dens IV-kurve og utregningene. De to anleggsdelene som er minst utsatt er BAA og BAB, der BAA blir litt mer påvirket av skyggen enn BAB om en ser på IV-kurvene. Dette er derimot ikke helt enstemmig med skyggen på anlegget, der BAB har mer skygge enn BAA om en ser på figur 92. Årsaken til dette kan være at disse to anleggsdelene har blitt forvekslet når kablene ble trukket ned i koblingsrommet eller at BAA har hatt en større degradasjon gjennom de 15 årene som anlegget har eksistert. BAC har heller ikke så mye skygge på seg om en ser på bildet, mens IV-kurven viser en mye større påvirkning enn hva BAA og BAB har. Dette kan skyldes at skyggen på BAC er mye tettere, og dermed ikke slipper

noe særlig lys ned på de berørte modulene, noe som fører til at nesten en hel modul blir satt ut av spill. Det er i disse tilfellene viktig å huske at de skyggedekkede strengene påvirker strengene som ikke er dekket av skygge innad i hver anleggsdel(4.4.5.1).

For å få en oversikt over skyggebevegelsen på anlegget i virkeligheten ble skyggens bevegelse dokumentert gjennom en hel dag[Vedlegg F]. Dette vedlegget viser bilder av anlegget fra den 18.11.2014, og viser at anlegget er mest skyggedekket på morgenen og formiddagen. Dette skyldes fordelingen av løv- og bartrær som en kan se i figur 99. Løvtrærne har på denne tiden av året ingen blader, og står bare for en liten del av skyggen. Ettersom at vestsiden av anlegget bare er dekket av løvtrær vil ikke innstrålingen senere på dagen bli påvirket i større grad av dem. På det verste gir bartrærne på denne tiden en skygge som dekker godt over 50 % av anlegget. Man kan også se at skyggene beveger seg over anlegget fra vest mot øst. Dette fører til at ofte alle strengene i hver anleggsdel er utsatt for skygge, spesielt på vinterhalvåret(se figur 92).

5.2.3 Degradasjon

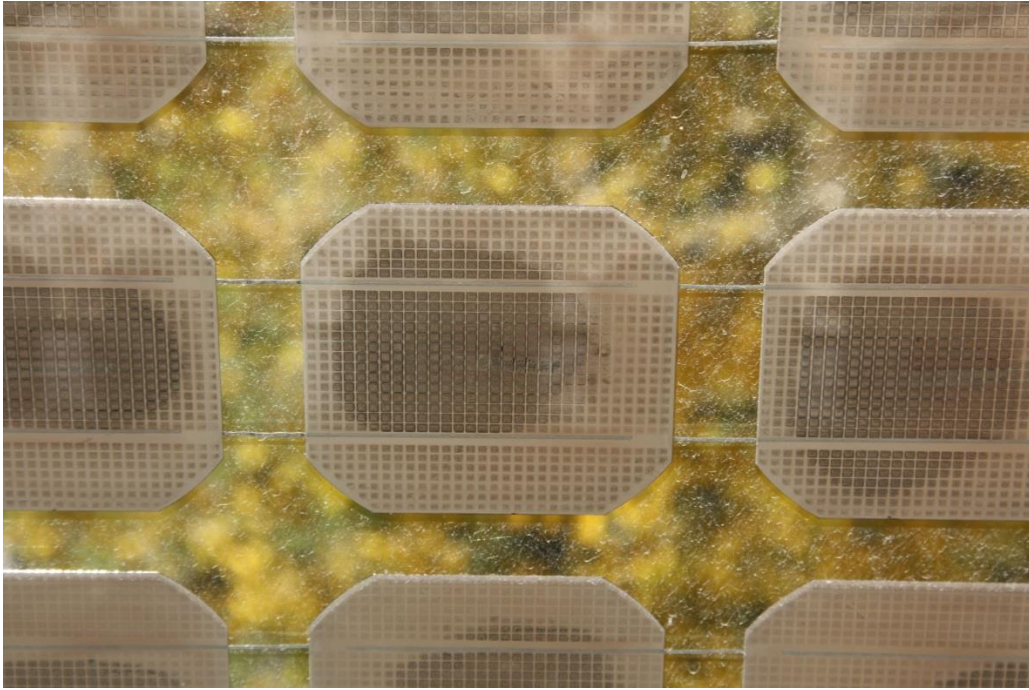
De monokrystallinske solcellene som er benyttet i anlegget på Gløshaugen er innkapslet i et beskyttende lag bestående av EVA. Som nevnt tidligere er dette det mest anvendte materialet i dag og blir benyttet i mer enn 95 % av de krystallinske silisiums-modulene som er på markedet. På baksiden av cellene er EVAen dekket av et beskyttende lag bestående av Tedlar.

Som vist på bildene under har cellene i anlegget gjennom de siste 15 årene utviklet en misfarging på baksiden. Denne misfargingen av EVAen og Tedlaren skyldes mest sannsynlig et fenomen kalt for LID(lys induert degradasjon). Denne degradasjonsmekanismen oppstår når cellene blir skadet av UV-stråling fra solen. Det kreves egentlig at materialet blir direkte belyst av solen, men ettersom anlegget består av en dobbel fasade med vinduer bak solcellene kan dette føre til refleksjon av lys på baksiden av cellene.

LID har også en degraderende effekt på selve waferen i en solcelle. UV-strålingen kan her føre til at Oksygen i materialet binder seg med Boret som blir benyttet til å danne P-type silisiumet. Dette fører til fall i mengden med elektronhull i materialet, og hemmer dermed en celles evne til å produsere strøm. På grunn av at skadene fra dette fenomenet på EVAen fører det til at oksygen lettere trenger gjennom den, kan dette øke forekomsten av uønsket Oksygen i cellene.

Ettersom LID har en skadende effekt på cellene kan det føre til en liten reduksjon av den åpne kretsspenningen Voc, strømdensiteten Jsc(mA/cm²) og fyll faktoren FF. Forsøk under kort belysning(noen titalls timer) har vist at Voc kommer seg helt etter en lyskilde forsvinner, mens de to andre parameterne bare har en delvis bedring.

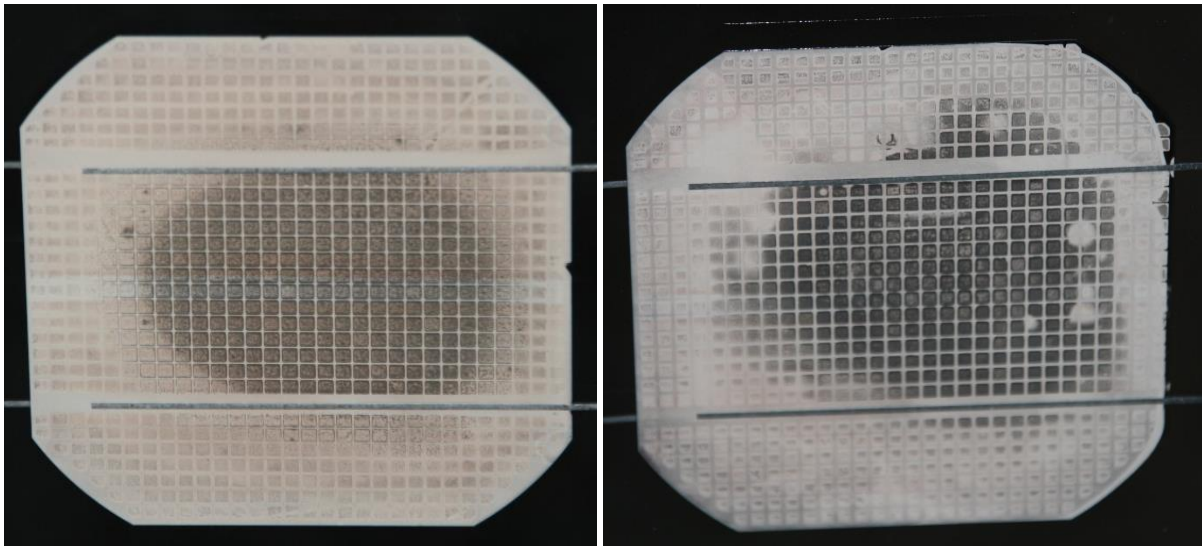
For å hindre at LID skal skade cellene blir det ofte benyttet en glassplate som reflekterer UV-stråling på forsiden av moderne moduler. Dette kan være årsaken til at bare baksiden av cellene i anlegget på Gløshaugen er misfarget. Det er uvisst hvor lenge denne beskyttende mekanismen holder. [15],[23]



Figur 101. Misfarging av cellene og skitt på modulene[17]

Utenom LID er det også oppdaget noen andre degradasjonsfaktorer på anlegget. Den første av disse kan en se på bildet over, og er skitt som legger seg som et lag på modulene. Dette kan føre til en liten reduksjon i solinnstrålingen, men er ikke noe alvorlig problem ettersom det meste vaskes vekk når det kommer nedbør.

Den andre faktoren kan bli sett på bildet til høyre under. Her ser en at det bakerste laget på cellen har små bobler i seg. Dette fenomenet kalles for delaminering, og kan også føre til at oksygen trenger inn i cellene. Et annet problem som kan oppstå på grunn av dette fenomenet er at fuktighet trenger inn i cellene, som kan føre til at lederne på cellene korroderer. [15]



Figur 102. Detaljerte bilder av degradasjonen på to av cellene[17]

Det ble også undersøkt hvordan de elektriske karakteristikkene til cellene kan degradere over tid. Tabellen under viser resultatet av en lengere undersøkelse der moduler har blitt utsatt for akselerert kunstig belysning eller vanlig solbelysning over tid. Modulene har forskjellige produsenter og en original åpen kretsspennning på 21V under STC-forhold.

Resultatet viser at alle karakteristikkene synker per år, men av forskjellig grad. De to borteerste kolonnene viser også tapene fra LID helt i begynnelsen av undersøkelsen.

Tabell 11 viser degradasjons rate til to mono- og polykrystallinske moduler[14]

| Module Type | Power (W) | P _{max} Rate (% / year) | I _{sc} Rate (% / year) | V _{oc} Rate (% / year) | FF Rate (% / year) | P _{max} Init. Loss (%) | I _{sc} Init. Loss (%) |
|-------------|-----------|----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Single #1 | 11 | -0.88 | -0.59 | -0.12 | -0.14 | -2.75 | -2.26 |
| Single #2 | 16 | -0.76 | -0.60 | -0.14 | -0.02 | -3.87 | -3.34 |
| Poly #1 | 9 | -0.70 | -0.25 | -0.14 | -0.24 | -2.34 | -2.25 |
| Poly #2 | 18 | -0.53 | -0.24 | -0.08 | -0.08 | -2.56 | -2.34 |

5.3 Anleggets åpne kretsspenningen

Som vist i 5.1 er dagens vekselretter-topologi ikke tilpasset spenningsnivået i anlegget, der de slutter å levere strøm til nettet når den åpne kretsspenningen synker under 225Vdc. Kurvene i figur 70 og 71 viser at produksjonen stopper opp tidlig på dagen på sensommeren selv om det er var fint vær. Disse produksjonskurvene er fra henholdsvis den 29.8.2014 og 1.9.2014.

Ifølge Theia analyser hadde vekselretterne en gjennomsnittlig tilført spenning fra anlegget på:

- 223Vdc den 29.8 klokken 14.00, med lettskyet, mye sol og en omgivelsestemperatur på Ca.15 grader når produksjonen stoppet for denne dagen[34],[35]
og
- 224Vdc den 1.9 klokken 11.04, med lettskyet, mye sol og en omgivelsestemperatur på Ca.15 grader når produksjonen stoppet for denne dagen[34],[35]

Dette viser at anleggets Voc kan falle helt utenfor MPPT sitt søkeområde, og det er derfor interessant å finne ut hvordan spenningsnivået kan falle så mye.

I kapittel 2.3.9 ble det vist at Voc er avhengig av temperaturen i cellene. Altså når temperaturen øker, synker Voc. Når Voc i dette tilfellet kan falle utenfor MPPT sitt søkeområde ser det ut som om temperaturen til solcellene har mye å si for funksjonaliteten til anlegget. Den oppgitte temperatur koeffisienten til spenningen ligger på $-0.086 \frac{V}{^\circ C}$ for modulene som er benyttet i anlegget under STC-forhold. For å finne ut hvor mye Voc kan synke eller stige må en vite solcellenes operative temperatur. Den kan regnes ut ved hjelp av ligning (10), som er gjengitt under:

$$V_{cell} = V_A + (NOCT - 20^\circ C) \cdot \frac{E}{E_{NOCT}}$$
, der de forskjellige parameterne er beskrevet i 2.3.9, og verdiene under NOCT er hentet fra[32]

Om en regner ut en høy celledetemperatur på 50 grader, vil den nye Voc for anleggets 90- og 60-cellers moduler bli:

$$V_{OC,90,NY} = 55V + (50^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot (-0.086V/^{\circ}C) = 52.85V$$

$$V_{OC,60,NY} = 36.7V + (50^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot (-0.086V/^{\circ}C) = 34.55V$$

Dette gir en åpen kretsspenning for en streng på 245.95Vdc, mens den for en lav temperatur vil stige.

Ettersom anlegget opprinnelig hadde en Voc på 256.7Vdc under STC-forhold vil det kreve en meget stor temperaturøkning i anlegget for å kunne trekke denne under MPPT sin grense. Men siden anlegget er 15 år gammelt har Voc degradert, og er nå lavere enn hva den opprinnelig var. Tar en utgangspunkt i tabell 11, og setter en degradasjonsfaktor per år på 0,12 % vil dette føre til en Voc i dag på 252,12Vdc under STC-forhold.

Det er ikke bare aldring som fører til en reduksjon av Voc. Fra ligning (5) kan en se at den er logaritmisk avhengig av kortslutningsstrømmen, og dermed også solinnstrålingen. Dette fører til at Voc faller ved synkende solinnstråling. Ettersom solinnstrålingen på anlegget sjeldent eller aldri kommer opp på STC-nivå, vil Voc konstant være lavere enn hva den skulle ha vært om anlegget hadde blitt belyst under dette nivået. Dette skyldes at anlegget er plassert vertikalt på en fasade, og dermed ikke får den sterkeste solinnstrålingen under sommerforhold. Den høyeste registrerte solinnstrålingen på anlegget under måleperioden fra 2001 til 2002 ble målt i mars, og lå på 800 W/m². [10]

Ettersom alle faktorene som er nevnt over kan føre til en reduksjon av Voc, regnes det med at det er en kombinasjon av disse som har noe av skylden for at den ofte kan være så lav og faller lavere enn MPPT sitt søkeområde når temperaturen begynner å stige. En må også huske at anlegget er konstruert som en dobbelt fasade, og ettersom lufttemperaturen mellom fasaden og den originale veggen er høyere enn omgivelsestemperaturen vil dette hjelpe til med å øke celledetemperaturen.

Som vist i simuleringene under vil også skygge på deler av anleggets celler føre til en reduksjon av Voc. Denne mekanismen er beskrevet i kapittel 3.1.2, der cellers spenningsbidrag kan forsvinne på grunn av skygge.

5.4 Simulering av anlegget

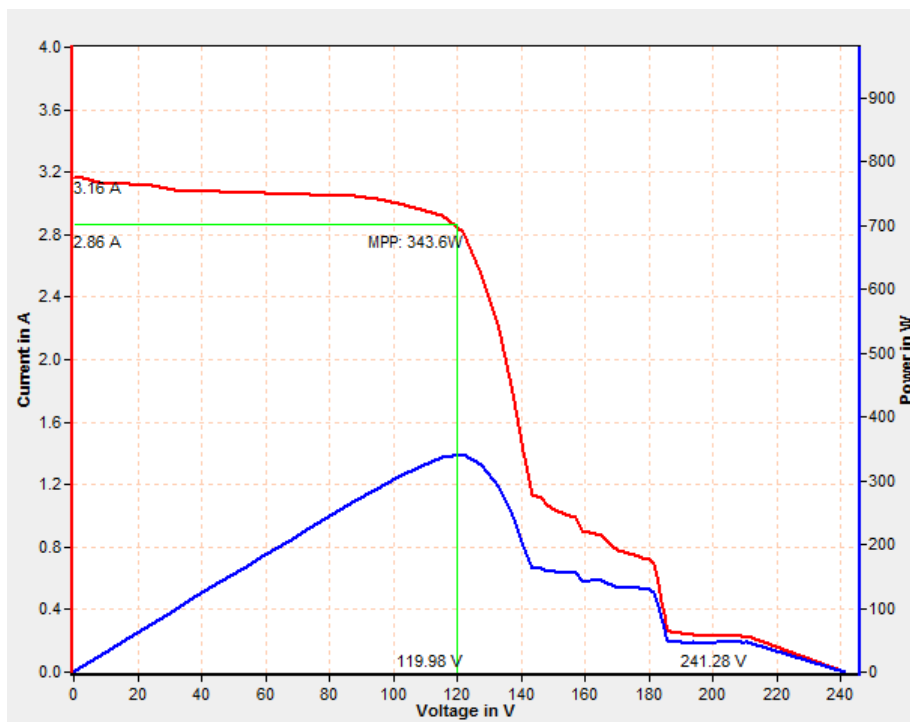
For å finne ut hvordan anlegget oppførte seg under skyggesituasjoner ble det utført simuleringer av én av de målte strengene og én hel anleggsdel. Ved å sammenligne de målte IV-kurvene med de tilhørende simuleringene kan en få en indikasjon på hvor stor påvirkning skyggen har på anlegget.



Figur 103. De to strengene det ble målt på. Uthevet med rød firkant[17]

IV-kurven under viser målingsresultatet for den øverste uthevede strengen på bildet over. På bildet kan en tydelig se at modulene i hver ende av strengen er delvis dekket av skygge. Denne skyggesituasjonen blir gjenspeilt i kurven der den har to fall for hver modul som er dekket av skygge.

IV- og PV-kurvens parametere er vist i tabell 12 under.



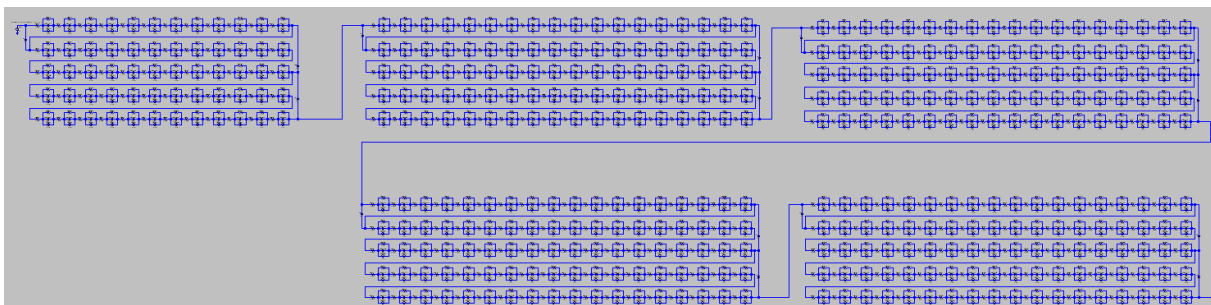
Figur 104. IV-kurve måling av den øverste målte strengen med tilhørende PV-kurve[PVPM1000cx]

Tabell 12 viser strengens parametere fra målingen:

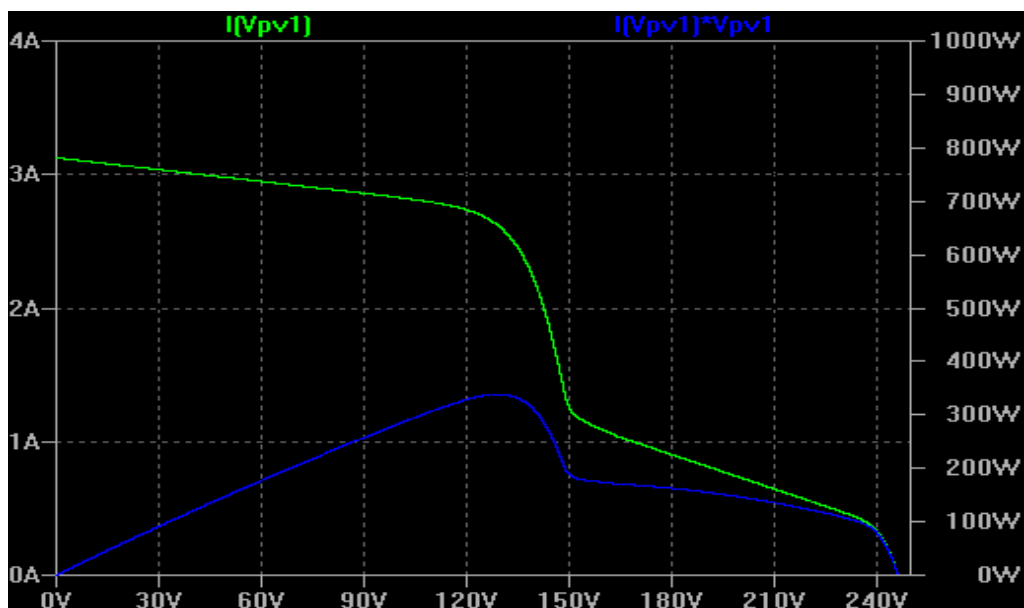
| | |
|------|---------|
| Voc | 241.28V |
| Isc | 3.16A |
| Vmpp | 119.98V |
| Impp | 2.86A |
| Pmpp | 343.6W |

(strengenes originale elektriske data under STC-forhold er vist i tabell 6)

For å simulere skyggesituasjonen som er gitt over ble modulene i hver ende av strengen i figur 105 skyggelagt med et likt mønster som er vist i figur 103. Her ble kortslutningsstrømmen for cellene som ikke er skyggelagt satt til 3.16A for å simulere tilsvarende solinnstråling som over. Utenom det er de simulerte cellene like med dem som er illustrert i 4.5.5, altså de har samme elektriske parametere som BP Saturn cellene i anlegget når cellene var nye.



Figur 105. Simuleringsmodell av den øverste strengen det ble målt på i bildet over[LTspice]



Figur 106. Resultatet av simuleringen for den skyggedekkede strengen[LTspice]

Tabell 13 viser strengens parametere fra skyggesimuleringen

| | |
|------|--------|
| Voc | 246.2V |
| Isc | 3.16A |
| Vmpp | 129V |
| Impp | 2.63A |
| Pmpp | 338.2W |

For å bedre kunne benytte disse resultatene ble det også utført en simulering av en streng i anlegget under STC-forhold, der cellene hadde samme elektriske karakteristikk som i virkeligheten og ingen skygge på seg. Resultatet av denne simuleringen er gjengitt i tabell 14, og er nesten identiske med de virkelige karakteristikkene til en streng i anlegget under STC-forhold. Dette gir en god indikasjon på at denne simuleringsmodellen kan benyttes til simulering av anlegget under forskjellige forhold.

Tabell 14 viser simuleringsresultatene av en streng i anlegget under STC-forhold:

| | |
|------|--------|
| Voc | 256.6V |
| Isc | 5.0A |
| Vmpp | 210V |
| Impp | 4.3A |
| Pmpp | 910W |

Når en sammenligner den målte og den simulerte IV-kurven kan en tydelig se likheten mellom dem. De er ikke helt like, men er en god tilnærming av hverandre. Sammenhengen kan også lett ses i de elektriske parameterne til målingen og simuleringen, der de fleste er nokså like i begge tilfellene. De små variasjonene nederst på de målte kurvene er vanskelige å forklare konkret. De kan ha oppstått på grunn av delvis skyggedekkede celler eller på grunn av individuelle skader eller feil på dem.

Det mest interessante med resultatet av simuleringen er at Voc faller til 246,2V når strengen blir utsatt for skygge og lavere solinnstråling. Ettersom simuleringen under STC-forhold gir en Voc på 256,7V, som nesten er identisk med hva strengens Voc var i virkeligheten når anlegget var nytt, indikerer simuleringen her at anleggets spenningskarakteristikk ikke har forandret seg så mye siden det først ble tatt i bruk. Og bare har tapt seg litt i forhold til degradasjonsfaktorene som er gitt tidligere.

For å se hvor mye skyggen på anlegget hadde å si for fallet i Voc ble strengen simulert uten skygge, men med samme solinnstråling som i målingen over. Dette resulterte i en Voc på 252V, noe som

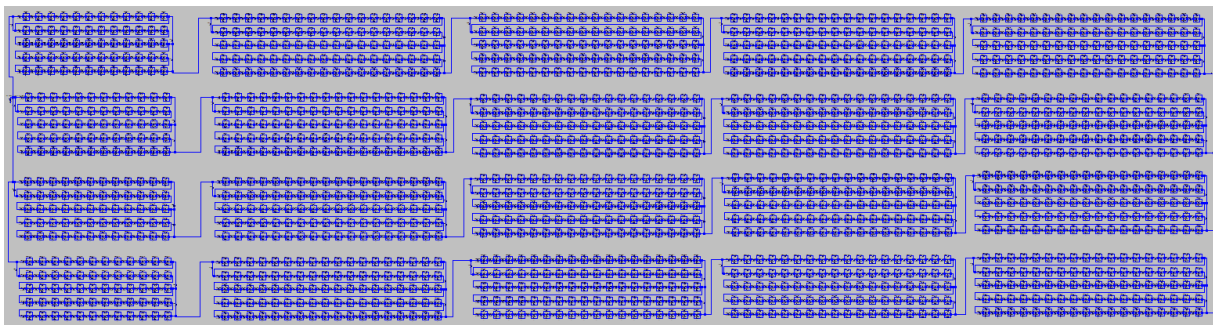
dermed gir en god indikasjon på at både skygge og solinnstrålingen har en konsekvens for hvor stor Voc er i anlegget.

Det som er viktig å huske her er at alle parameterne i de simulerte cellene er stilt inn ut ifra hvordan anlegget fungerte når det var nytt. Når en ser på de forskjellige tapsmekanismene i anlegget som er beskrevet tidligere, vil Voc mest sannsynlig ha tapt seg litt gjennom årene.

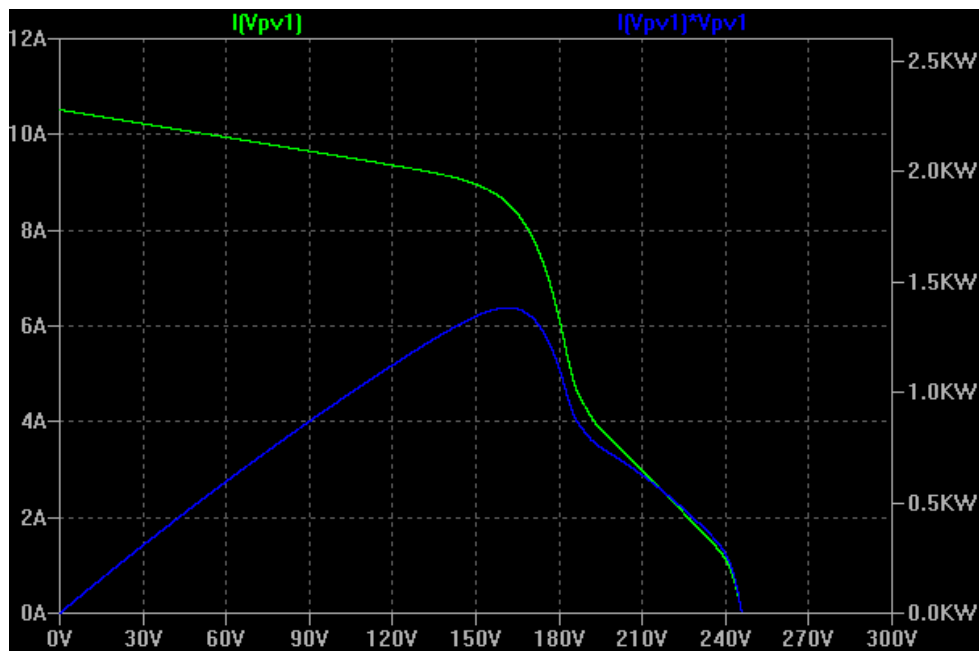
Noe annet som er viktig å huske er at simuleringene bare gir en indikasjon på hvordan anlegget fungerer, og kan ikke bli benyttet som 100 % riktige resultater.

Simuleringen av BAB(figur 92 og 96)

Simuleringen av én hel anleggsdel ble utført på samme måte som simuleringen av strengen over. Her ble skyggesituasjonen som er på anleggsdel BAB fra kapittel 5.1 simulert. Hver celle som er skyggelagt på bildet i figur 92 er skyggelagt i simuleringen vist under. Hver streng har også sin egen blokkediode, slik som i anlegget.



Figur 107. Simuleringsmodell av BAB fra kapittel 5.1[LTspice]



Figur 108. Resultatet av simuleringen for den BAB med skygge tilsvarende figur 88[LTspice]

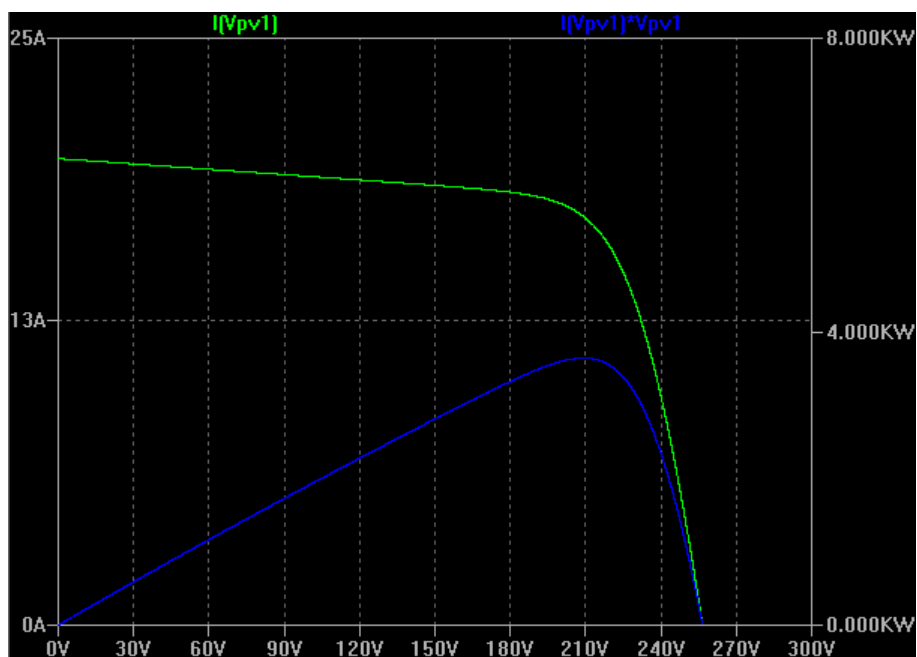
Tabell 15 viser resultatene av simuleringen til BAB:

| | |
|------|---------|
| Voc | 246.5V |
| Isc | 10.52A |
| Vmpp | 161.2V |
| Impp | 8.57A |
| Pmpp | 1385.4W |

Her ble ikke resultatet helt som forventet ut ifra IV-kurven som er vist i figur 96. Problemet her er at den simulerte kurven minner mye mer om kurven for BAA som er vist i figur 95. Dette bygger opp under mistanken om at BAA og BAB er blitt forvekslet nede i koblingsrommet, der målingene som er vist for BAB i kapittel 5.1 kanskje egentlig tilhører den øverste delen av anlegget. Slik det ser ut ifra skyggesituasjonen burde ikke BAB i figur 96 være så fin, men heller ha bli litt mer påvirket av skygge slik som figur 95 og simuleringen over viser. Produksjonen fra simuleringen er også nesten helt lik som den virkelige produksjonen til figur 95, der denne er på 1394,9W. De øvrige parameterne fra simuleringen er nesten identiske med målingen som er gjort på BAA i koblingsrommet.

Om en dermed ser på resultatet av målingen på BAA og sammenligner denne med simuleringen har en her også et fall i Voc som for det meste sannsynligvis skyldes skygge og solintensiteten.

For å kunne sammenligne simuleringen over med en ideell simulering under STC-forhold er IV- og PV-kurven til en ideell simulering gitt under, med resultatene i tabell 16.



Figur 109. Simuleringsresultat av en anleggsdel under STC-forhold[LTspice]

Tabell 16 viser simuleringsresultatene til en anleggsdel under STC-forhold:

| | |
|------|---------|
| Voc | 256.6V |
| Isc | 19.887A |
| Vmpp | 210V |
| Impp | 17.3A |
| Pmpp | 3642W |

5.5 Forslag til reparasjon

5.5.1 Dagens vekselrettere

Som er beskrevet i kapittel 2.4.4.5 brukes det henholdsvis to forskjellige måter å bestemme vekselretternes størrelse i et solcelleanlegg. Hvilken framgangsmåte en velger er avhengig av anleggets konfigurasjon, solinnstråling og skyggeforholdene. Har anlegget svak solinnstråling og en del skygge vil en ofte underdimensjonere vekselretterne litt, mens hvilke vekselrettere en velger varierer ut ifra hvordan anlegget er konfigurert, hvilke skyggesituasjoner som kan oppstå på det og økonomien.

Om en tar anlegget på Gløshaugen til betraktning. Der hver anleggsdel nå har fire parallellkoblede strenger for hver vekselretter, og originalt før ombyggingen hadde en sentral vekselretter for 16 parallellkoblede strenger.

Her vil solinnstrålingen for det meste være lavere på anlegget enn hva den er under STC-forhold, i tillegg har anlegget store problemer med skygge. Dette førte til at den originale vekselretteren ble underdimensjonert til 12kW, ettersom anlegget er på 15kWp. I måleperioden mellom 2001 og 2002 var den høyeste målte solinnstrålingen ca.800 w/m² i mars 2002, noe som viser at anlegget aldri opererte under STC-forhold dette året.[10]

I dagens konfigurasjon har hver anleggsdel én vekselretter hver. Denne vekselretteren blir dermed en blanding av en sentral vekselretter og en multi-streng vekselretter, og er dimensjonert til en nominell effekt på 2100W og en maksimal tilført PV effekt på 2625W. For å finne ut hvor godt denne vekselretteren passer til systemet kan en benytte ligning (15), som gir størrelsesfaktoren til vekselretteren i anlegget.[Vedlegg D]

$$SF = \frac{P_{INV}}{P_{PV,tot}} \cdot 100\% = \frac{2625W}{3640W} \cdot 100\% = 72.12\%$$

, der en anleggsdels maksimale produksjon under STC-forhold er satt til 3640W(tabell 7).

I det originale anlegget hadde BP Solar satt størrelsesfaktoren til 80 %, noe som tilsier at vekselretterne nå er mer underdimensjonert enn hva det originalt var i anlegget.[32]

For å finne ut om de fire installerte vekselretternes dimensjonering passer bra med anleggets produksjon under forholdene som er på dets lokasjon bør IV-kurve målinger bli utført på anlegget gjennom året. Ser en på den høyeste målte solinnstrålingen som er nevnt over vil ikke vekselretterne ha mulighet til å utnytte all den produserte effekten i dette tilfellet.

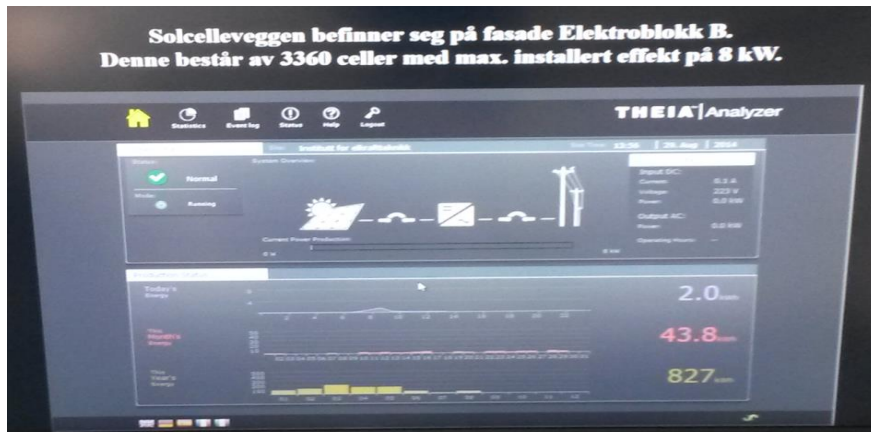
$$SF = \frac{P_{INV}}{P_{PV, Best}} \cdot 100\% = \frac{2625W}{3162W} \cdot 100\% = 83.02\%$$

,der $P_{pv, best}$ er regnet ut med 15,5 % virkningsgrad, areal på 25.5 kvadratmeter og solinnstråling som nevnt over.

Med denne solinnstrålingen kan vekselretterne altså maksimalt utnytte 83,02 % av den produserte effekten til hver anleggsdel.

Et annet problem som er oppdaget er at det virker som om vekselretterne i den nye konfigurasjonen er blitt dimensjonert for et anlegg med bare halvparten av modulene som det er i virkeligheten. Om en ser på bildet under blir anlegget beskrevet som et anlegg med 8kWp, bestående av 3360 solceller. I virkeligheten består anlegget av:

$$Celler_{tot} = \left(4 \cdot 90 \text{ celler/modul} + 60 \text{ celler/modul}\right) \cdot 16 \text{ strenger} = 6720 \text{ celler}$$



Figur 110. Bilde fra overvåkningsmonitoren i elektrobygget[17]

Om det stemmer at vekselretterne er blitt dimensjonert ut ifra 8kWp, noe som vil si at vekselretterne er blitt overdimensjonerte.[17],[20], [8, s.270-271]

Men som det ble vist i kapittel 5.1 er det ikke dimensjoneringen av vekselretterne som er problemet. MPPT sitt arbeidsområde er alt for høyt i forhold til hvordan anlegget er konfigurert nå. Forskjellige måter å fikse dette problemet på vil bli sett på i neste kapittel.

5.5.2 Forslagene

Ettersom at vekselretterne som bli benyttet i dagens anleggskonfigurasjon ikke er dimensjonert for dette anlegget bør en for å fikse anlegget enten bytte ut disse vekselretterne eller koble anlegget om. Det finnes en rekke forskjellige alternativer for å gjennomføre dette.

I dette kapitlet vil fire forslag bli gjennomgått ut i fra hvor økonomisk gunstige de er, inngrepets omfang med tanke på arbeid og tid, hvordan en kan benytte seg av veggen på et akademisk nivå etter oppgraderingen og hvilket alternativ som gir det beste resultatet med tanke på produksjon av energi. Noen av forslagene vil ha flere underforslag.

Forslag én

Dette forslaget går ut på å bytte ut vekselretterne som er installert i dag med fire nye som fungerer bedre under de gitte spenningsforholdene. Dette forslaget er et av de minst krevende på grunn av at en ikke trenger å utføre store forandringer på anleggets oppbygging. En av de store fordelene med dette forslaget er at fakultetet på NTNU allerede har fire vekselrettere på lager som passer bedre til anleggets nåværende konfigurasjon(SUNNY BOY 3600TL). Noe som fører til at dette forslaget er veldig raskt å gjennomføre og økonomisk gunstige.

$$SF = \frac{P_{INV}}{P_{PV,tot}} \cdot 100\% = \frac{3880W}{3640W} \cdot 100\% = 106.6\%$$

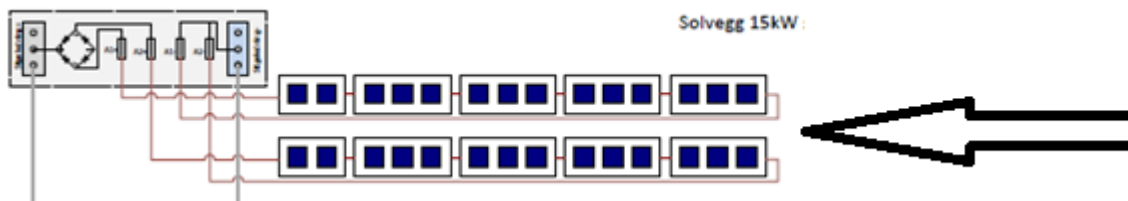
, der vekselretterens maksimalt tilførte PV effekt er på 3880W(Vedlegg D).

Som en kan se på utregningen over er disse vekselretterne litt overdimensjonert for dette anlegget, men ut ifra databladet ligger MPPT sitt arbeidsområde på et lavere nivå enn hva det gjør for dagens vekselrettere(175 V / 440 V – 400 V). Dette er fortsatt ikke bra nok når en ser på de målte IV-kurvenes V_{mpp} , men er fortsatt mye bedre enn hva det er nå og vil øke den produserte energien betraktelig ettersom at anleggsdelenes Voc ikke vil falle ned til det laveste nivået.

Som nevnt over vil ikke dette forslaget føre til store forandringer på anlegget, og den produserte energien fra den ene delen av anlegget vil fortsatt kunne sendes inn til fornybarlaboratoriet for akademisk bruk av studenter.

Forslag to

Dette forslaget går ut på å koble om anlegget for dermed å fordoble spenningen i hver streng, noe som vil føre til store forandringer på anlegget. Det er to forskjellige måter å gjøre dette på. Den første vil være å seriekoble strengene innenfor en av dagens fire hoveddeler, altså å seriekoble to strenger til én i hver av koblingsboksene som er plassert rundt på veggen(figur 111). Innenfor dette alternativet er det denne løsningen som vil kreve minst arbeid og forandring på solveggen ettersom at koblingsboksene er forholdsvis lett tilgjengelige.



Figur 111. Forslag én der man seriekobler i koblingsboksen. [Bilde fra vedlegg C]

Den andre måten å gjøre det på vil være å seriekoble strengene på tvers av anlegget, altså de to øverste strengene med hverandre, de to nest øverste strengene med hverandre, og så videre nedover(figur 112). Dette forslaget vil bli veldig vanskelig å gjennomføre ut i fra hvordan anlegget er koblet opp i dag. For å gjennomføre det må man omkoble og bygge opp hele anlegget på nytt ettersom at dagens anlegg er delt i to på midten. Dette krever mye arbeid og vil koste betydelig mer enn omkoblingsforslaget over.



Figur 112. Forslag to der man seriekobler strenger på tvers av anlegget. [Bilde fra vedlegg C]

Fordelen med dette alternativet vil være at en kan fortsette å benytte dagens vekselrettere, men ettersom spenningen i anlegget blir fordoblet må en også gå gjennom komponentene i anlegget for å sjekke at de er beregnet for den økte spenningen. Som en kan se ut ifra databladet til Theia HE-t 2.0 vil en fordobling av spenningen gå fint. Anleggets nye Voc under STC-forhold vil bli på 513,4Vdc, der Theia sin maksimale tilførte spenning fra PV siden ikke kan overstige 600Vdc. Selv om spenningen stiger når det er kaldt, vil ikke denne stigningen komme opp til dette nivået.

Si at lufttemperaturen er -20°C og solinnstrålingen på anlegget ligger på 400 W/m^2 . Dette vil gi en celledetemperatur på -5.5°C , noe som fører til en økning i Voc på 26,23Vdc og gir en ny Voc på 539,63Vdc(tall og formler fra 5.3 er brukt, og forbeholdt at Voc er den samme som når anlegget var nytt, ettersom at den har degradert litt vil den være enda lavere en regnet ut her med en lav temperatur).

Om Vmpp i figur 96 blir doblet vil denne komme på 345,44V, og ligge godt innenfor arbeidsområdet til Theia sin MPPT(230 to 480 Vdc).[Vedlegg D]

Det er også mulig å kombinere dette forslaget med forslag nummer én. Ettersom dagens vekselrettere ikke kan utnytte all den produserte effekten på de beste solinnstrålingsdagene[5.5.1], vil Theia HE-t 2.0 kunne byttes ut med SUNNY BOY 3600TL etter at anlegget har blitt omkoblet og dets spenning fordoblet. Ut ifra databladet til SUNNY BOY vil de fint kunne håndtere den økte spenningen som denne omkoblingen medfører, samt at dens MPPT også fungerer fint med denne nye spenning.[Vedlegg D]

Forslag tre

Forslag tre går ut på å flytte vekselretterne fra koblingsrommet og inn til fornybarlaboratoriet. Solveggen vil for det meste forbli koblet opp slik den er i dag, men en må parallell koble flere av de fire hoveddelene sammen slik at det blir én eller to hoveddeler i anlegget. Grunnen til dette er at kablen inn til fornybarlaboratoriet maksimalt kan bli delt opp til to forskjellige ledere. Parallellkoblingen trenger ikke bli utført på selve solveggen, men kan bli gjort nede i koblingsrommet. I dette alternativet er det også mulig, om det er ønskelig, å øke spenningen på anlegget ved å installere likerettere i koblingsrommet i kjelleren eller ved å seriekoble flere av strengene slik som i forslag to. Dette forslaget vil kreve innkjøp av nye vekselrettere og eventuelt nye likerettere, noe som gjør dette alternativet dyrere og mer tidkrevende med tanke på mengden arbeid.

Dette forslaget kan også bli utført ved å koble om anlegget slik som nevnt over, for så å kunne sende den produserte energien enten inn til fornybarlaboratoriet og testvekselrettere som kan monteres der eller gjennom vekselrettere i koblingsrommet og ut på strømmettet. I dagens konfigurasjon kan den ene anleggsdelens produserte energi om ønsket bli sendt inn til fornybarlaboratoriet.

Denne løsningen er godt egnet med tanke på akademisk bruk for studenter, men vil kreve en større investering og mye arbeid ettersom det bare kan være maks to hoveddeler i anlegget.

Her må en dimensjonere vekselretterne ut ifra om en ønsker én sentral eller to sentrale vekselrettere.

Forslag fire

Dette forslaget går ut på å sette opp en ny vekselrettertologi for anlegget og dermed kunne begrense påvirkningen skygge har på det. Ut ifra de forskjellige topologiene som er nevnt i kapittel 2.4.4 vil streng- eller multistreng vekselrettere passe best i dette anlegget, med forbehold om at multistreng vekselretterne har en egen DC-DC omformer med MPPT innebygd på hver streng. Dette forslaget vil kreve store forandringer på anlegget, bli veldig dyrt og kreve mye arbeid. Den store fordelene her er at skygge på én streng ikke kan påvirke produksjonen til andre strenger, og en får dermed et anlegg som opererer bedre selv om det delvis er skyggelagt. Det kan være interessant å se hvordan dette kan gjennomføres, og det kan derfor være et forslag til videre arbeid.

6.0 Problemer med dagens konfigurasjon

Grunnen til at anlegget ble bygget om til dagens konfigurasjon var hovedsakelig for å forsøke å dempe påvirkningen skygge har på det. Ut ifra dagens konfigurasjon, der anlegget er delt opp i fire deler med fire parallellkoblede strenger hver, vil det være bedre skikket til å håndtere skygge enn hva det var når det bestod av 16 parallellkoblede strenger. Som vist i kapittel 4.4.5.1 vil skygge på en streng påvirke andre strenger som er parallellkoblet med den. Ettersom anlegget er delt opp i fire deler vil dette problemet bli begrenset til den delen av anlegget som har én eller flere skyggedekkede strenger.

Denne løsningen er bedre enn hva den opprinnelig var, men ettersom det fortsatt er parallellkoblede strenger i anlegget vil skygge påvirke det negativt nå også. For å forbedre dette kan anleggets vekselrettertopologi bli byttet ut, slik som er beskrevet i forslag fire i kapittel 5.6.2.

Vekselretterne som er benyttet i dagens konfigurasjon er som nevnt tidligere Theia HE-t 2.0. Det er som vist i rapporten flere problemer med å benytte denne vekselretteren i anlegget.

- For det første er dens MPPT ikke egnet for spenningskarakteristikken[kapittel 5.1]
- For det andre er de underdimensjonert så mye at de ikke kunne ha utnyttet all produsert effekt fra solcellene på de beste solinnstrålingsdagene[kapittel 5.6.1]
- For det tredje kan en ut ifra databladet se at denne typen vekselretter er beregnet som en streng vekselretter, og dermed bare kan operere på ett MPP for alle fire strengene. Dette gjør at det punktet som eventuelt hadde vært best for hver streng, ikke er det punktet de blir tvunget til å jobbe på[Vedlegg D]

Det ser også ut til at anlegget har et annet problem, nemlig at BAA og BAB er blitt forvekslet nede i koblingsrommet. Denne mistanken kommer fra målingene i kapittel 5.1, der de ikke stemmer overens med skyggesituasjonen, og simuleringen av BAB i kapittel 5.4. Det ser her ut som om BAB sin IV-kurve hører til BAA, og vis versa.

Det er også blitt vist at dagens vekselrettere mest sannsynlig ble dimensjonert for et anlegg med bare halvparten av modulene som det er i virkeligheten. Dette kan forklare hvorfor anlegget er underdimensjonert så mye.

6.1 Konklusjon

Gjennom å benytte IV-kurve måleren PVPM1000cx ble det mulig å identifisere feilen som hadde oppstått på anlegget etter at det ble koblet om for et par år siden. De resulterende IV-kurvene til anlegget viste tydelig at vekselretterne ikke var tilegnet systemets spenningskarakteristikk. Problemet er at vekselretternes MPPT har et arbeidsområde som strekker seg fra 230-480Vdc. Når IV-kurvene ble hentet inn i november lå Voc på rundt 240Vdc. Dette resulterer i at Vmpp blir trukket opp mot Voc av MPPT til om lag 230V, noe som gjør at produksjonen faller drastisk i forhold til hva den kunne vært om MPPT hadde hatt et større arbeidsområde.

En reduksjon i anleggsdelenes Voc under 225-227Vdc fører til at vekselretterne skruer seg selv av og slutter å levere strøm til nettet selv om anlegget fortsatt produserer. Selv om anlegget originalt hadde en Voc på 256,7Vdc under STC-forhold har degradasjon på cellene ført til at denne har sunket litt gjennom de 15 årene anlegget har vært utplassert. Det er også vist gjennom teori, målinger og simuleringer at Voc er avhengig av både solinnstrålingen, skyggesituasjonen og temperaturen til anlegget. Denne kombinasjonen kan derfor føre til at anlegget faller ned på det nivået som er nevnt over eller videre under arbeidsområdets grense. Når dette skjer vil produksjonen opphører slik som er vist i produksjonskurvene fra sensommeren.

Fallet i Voc som oppstår når anlegget er skyggedekket og utsatt for solinnstråling lavere enn STC-forhold vises også tydelig fra simuleringene som er utført. Skygge- og innstrålingssituasjonen som var tilstede på anlegget når målingene i november ble utført resulterte i at BAB hadde en Voc på 239,51Vdc. Simuleringen som ble utført på anleggsdelen med samme skygge- og innstrålingssituasjon ga en Voc på 246,5Vdc. Modellen som er brukt i simuleringen er basert på hvordan cellene oppførte seg da de var nye, så en kan også konkludere med her at Voc ha degradert noe. Resultatet av denne simuleringen tilsier også at BAB er blitt forvekslet med BAA i koblingsrommet, og at de målte kurvene for disse to anleggsdelene må byttes om. Om dette stemmer er Voc til BAB under målingene egentlig 240,28Vdc, noe som ikke utgjør en stor forskjell fra konklusjonen rett over.

Ettersom at vekselretterne som bli benyttet i dagens anleggskonfigurasjon ikke er dimensjonert for dette anlegget bør en for å fikse anlegget enten bytte ut disse vekselretterne eller koble det om. De to antatt beste løsningene for å gjennomføre dette vel enten være å bytte ut vekselretterne som beskrevet i kapittel 5.5.2, forslag én, eller å kombinere forslag én og to.

Siden dagens vekselrettere ikke kan utnytte all den produserte effekten på de beste solinnstrålingsdagene[5.5.1], vil Theia HE-t 2.0 kunne byttes ut med SUNNY BOY 3600TL etter at anlegget har blitt omkoblet og dets spenning fordoblet. Ut ifra databladet til SUNNY BOY vil de fint kunne håndtere den økte spenningen som denne omkoblingen medfører, samt at dens MPPT også fungerer fint med denne nye spenning. Selv om SUNNY BOY er litt overdimensjonert for anlegget[5.5.2] vil ikke dette ha stor påvirkning på den leverte effekten, og ettersom de allerede er kjøpt inn av fakultetet er denne løsningen meget økonomisk gunstig.

Selv om anlegget blir fikset ut ifra et av de to alternativene over vil det fortsatt være parallellkoblede strenger i hver anleggsdel. Som vist kan skygge på en av de parallellkoblede strengene påvirke de andre strengene i anleggsdelen negativt, og føre til en reduksjon av produksjonen. Siden den største tapsmekanismen i anlegget er skygge bør vegetasjonen rundt anlegget derfor enten fjernes eller reduseres. Dette vil føre til en stor forbedre i skyggesituasjonen til anlegget ettersom simuleringen

som ble referert til i 5.2.1 viste et tap fra skygge i et tilsvarende anlegg på 14.05 % gjennom et år. Ser en på resultatene fra målingene i november[5.1] er det tydelig at skygge fører til svært store tap, spesielt i anleggsdel BAC og BAD. Dette er også vist i vedlegg F og gjenspeiler seg i produksjonen fra de to delene.

Ettersom anlegget ikke har blitt fikset ved endt mastergrad har det ikke blitt utført målinger på et anlegg som fungerer. Det har derfor vært vanskelig å sammenligne tidligere målinger med hvordan anlegget kunne ha fungert nå om det ikke hadde vært feil på det. Siden det mellom oktober 2013 og september 2014 hadde en produksjon på 1057kWh, noe som tilsvarer omlag 1/7 av hva produksjonen var før omkoblingen, blir det regnet med at en reparasjon av anlegget vil gjøre produksjonen omlag syv ganger større enn hva tilfellet er nå.

Det er også vanskelig å si med sikkerhet hva den framtidige produksjonen blir. I kapittel 4.4 ble det vist at den utregnede solinnstrålingen for måleperioden mellom mai 2001 og mai 2002 var betydelig lavere enn den som ble oppgitt av BP Solar før konstruksjonen. Dette kan dermed tyde på at solinnstrålingen fra år til år kan variere for lokasjonen. Det trenges derfor et nytt overvåkningsprogram for å undersøke lokasjonens solinnstråling over en lenger periode enn den som ble utført på begynnelsen av 2000-tallet.

6.1 Videre arbeid

Det første som burde gjøres videre er å implementere en av forslagene for å fikse anlegget, og dermed få det ordentlig i gang igjen. Dette vil gi muligheten for å samle inn nye produksjonsdata for et anlegg som fungerer og sammenligne dem med anleggets originale produksjon fra når det var nytt. En burde også utføre flere IV-kurve målinger gjennom året for å finne ut hvordan de elektriske karakteristikkene til anlegget forandrer seg.

For å finne ut om anlegget opererer bra kan det settes i gang med innhenting av solinnstrålingsdata. Dette kan gjøres ved å installere nye pyranometere både horisontalt og vertikalt ved anlegget slik at disse målingene kan bli sammenlignet. En kan dermed sammenligne hva anlegget burde produsere og hva det produserer. Installerer en et pyranometer med den ideelle helningsvinkelen til en solcellemodul ved lokasjonen, kan en også finne ut hvor stor differansen er mellom produksjonen fra dagens anlegg og et ideelt et.

Videre burde en også redusere skyggeomfanget på anlegget, samt dokumentere skyggebevegelsen over det gjennom året. Dette kan utføres ved å redusere vegetasjonen rundt anlegget og eventuelt installere et overvåkningskamera som samler inn skyggenes bevegelse.

For annet videre arbeid er all informasjonen til anlegget samlet i en mappe som blir overlevert til veilederen i prosjektet, professor Ole-Morten Midtgård ved institutt for elkraft.

Kilder

- [1] Gilbert M. Masters, "Renewable and efficient electric power systems, second edition", Wiley, 2013
- [2] Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (Dgs), "Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers, third edition", Routledge, 2013
- [3] Konrad Mertens, Photovoltaics: "Fundamentals, Technology and Practice", Wiley, 2013
- [4] First Solar, "One Millionth Photovoltaic Solar Module Installed at MidAmerican Solar's Topaz Project by First Solar", 2012
- [5] Heinrich Häberlin, "Photovoltaics System Design and Practice", Wiley, 2012
- [6] Jørgen T. Wanvik, Spesialiserings prosjekt: "Partial shading of a building mounted photovoltaic system", 2013
- [7] Enova SF, «Mulighetsstudie, Solenergi i Norge», Utført av KanEnergi og SINTEF Byggforsk, 2011
- [8] Ali Keyhani, «Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems», Wiley, 2011
- [9] Øyvind Aschehoug, Anne Grete Hestnes, Barbara Matusiak, Anne Gunnarshaug Lien, Jacob Stang, and Dagfinn Bell, "BP AMOCO SOLAR SKIN - A DOUBLE FAÇADE WITH PV", Faculty of Architecture NTNU, SINTEF Civil and Environmental Engineering and SINTEF Energy Research AS, 2000
- [10] Øyvind Aschehoug, Dagfinn Bell, "BP SOLAR SKIN - a façade concept for a sustainable future", SINTEF Civil and Environmental Engineering, 2006
- [11] Sebastian Strache, Student Member, IEEE, Ralf Wunderlich, and Stefan Heinen, Fellow, "A Comprehensive, Quantitative Comparison of Inverter Architectures for Various PV Systems, PV Cells, and Irradiance Profiles" IEEE, IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, 2014
- [12] Ted James, Alan Goodrich, Michael Woodhouse, Robert Margolis, and Sean Ong, "Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) in the Residential Sector: An Analysis of Installed Rooftop System Prices", NREL, 2011
- [13] Datablad, "PVPM|1000CX", PV-Engineering GmbH at http://www.adler-instrumentos.es/imagenes_web/productos/Trazador%20curvas%20PVPM1000CX.pdf , 2015
- [14] C.R. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel, and L. Ottoson, "DEGRADATION ANALYSIS OF WEATHERED CRYSTALLINE-SILICON PV MODULES", National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2002
- [15] Cornelia Peike, Philip Hülsmann, Matthias Blüml, Philipp Schmid, Karl-Anders Weiß, and Michael Köhl, "Impact of Permeation Properties and Backsheet-Encapsulant Interactions on the Reliability of PV Modules", ISRN Renewable Energy, 2012

- [16] Jan Schmidt and Rudolf Hezel, "LIGHT-INDUCED DEGRADATION IN CZ SILICON SOLAR CELLS: FUNDAMENTAL UNDERSTANDING AND STRATEGIES FOR ITS AVOIDANCE", Institut für Solarenergieforschung Hameln/Emmerthal (ISFH), 2002
- [17] Song Chen, Peng Li, David Brady and Brad Lehman, "Optimum Inverter Sizing in Consideration of Irradiance Pattern and PV Incentives", Department of Electrical and Computer Engineering, Northeastern University Boston, 2011
- [18] Georgi Hristov Yordanov, Ole-Morten Midtgård, Member, IEEE, Tor Oskar Saetre, Henrik Kofoed Nielsen and Lars Einar Norum, Member, IEEE, "Overirradiance (Cloud Enhancement) Events at High Latitudes", IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, 2012
- [19] Dirk C. Jordan and Sarah R. Kurtz, "Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review", NREL, 2012
- [20] Guillermo Velasco, Francesc Guinjoan, Robert Pique and Juan Jose Negroni, "Sizing Factor Considerations for Grid-Connected PV Systems Based on a Central Inverter Configuration", Electronic Engineering Department- EUETIB Polytechnic University of Catalonia (UPC) SPAIN and Electronic Engineering Department Technologic Metropolitan University of Santiago CHILE, 2006
- [21] Panagiotis Bakas, Konstantinos Papastergiou and Staffan Norrga, "SOLAR PV ARRAY-INVERTER MATCHING CONSIDERING IMPACT OF ENVIRONMENTAL CONDITIONS", 1ABB Corporate Research, Västerås, Sweden and KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2011
- [22] Dirk C. Jordan, John H. Wohlgemuth and Sarah R. Kurtz, "Technology and Climate Trends in PV Module Degradation", NREL, 2012
- [23] Bhushan Sopori, Prakash Basnyat, Sudhakar Shet, Vishal Mehta and Jeff Binns and Jesse Appel, "Understanding Light-Induced Degradation of c-Si Solar Cells", NREL, New Jersey Institute of Technology and MEMC Electronic Materials, 2012
- [24] Soteris A. Katoligrou, "Solar energy engineering, Processes and systems", Academic Press, 2009
- [25] Fornybar.no, Solenergi.
<http://www.fornybar.no/solenergi/teknologi>, 2015
- [26] T.M. Razykov, C.S. Ferekides, D. Morel, E. Stefanakos, H.S. Ullal, H.M. Upadhyaya, "Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects" 2011
- [27] G.K. Singh, "Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review", Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Technology, 2013
- [28] Verdensrekordholder på solcellevirkningsgrad. <http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/press-releases-2014/new-world-record-for-solar-cell-efficiency-at-46-percent> 2015
- [29] John Schønberger, "A Single Phase Multi-String PV Inverter with Minimal Bus Capacitance", Plexim GmbH
- [30] Chris Deline and Sara MacAlpine, "Use Conditions and Efficiency Measurements of DC Power Optimizers for Photovoltaic Systems", NREL and University of Colorado, 2013

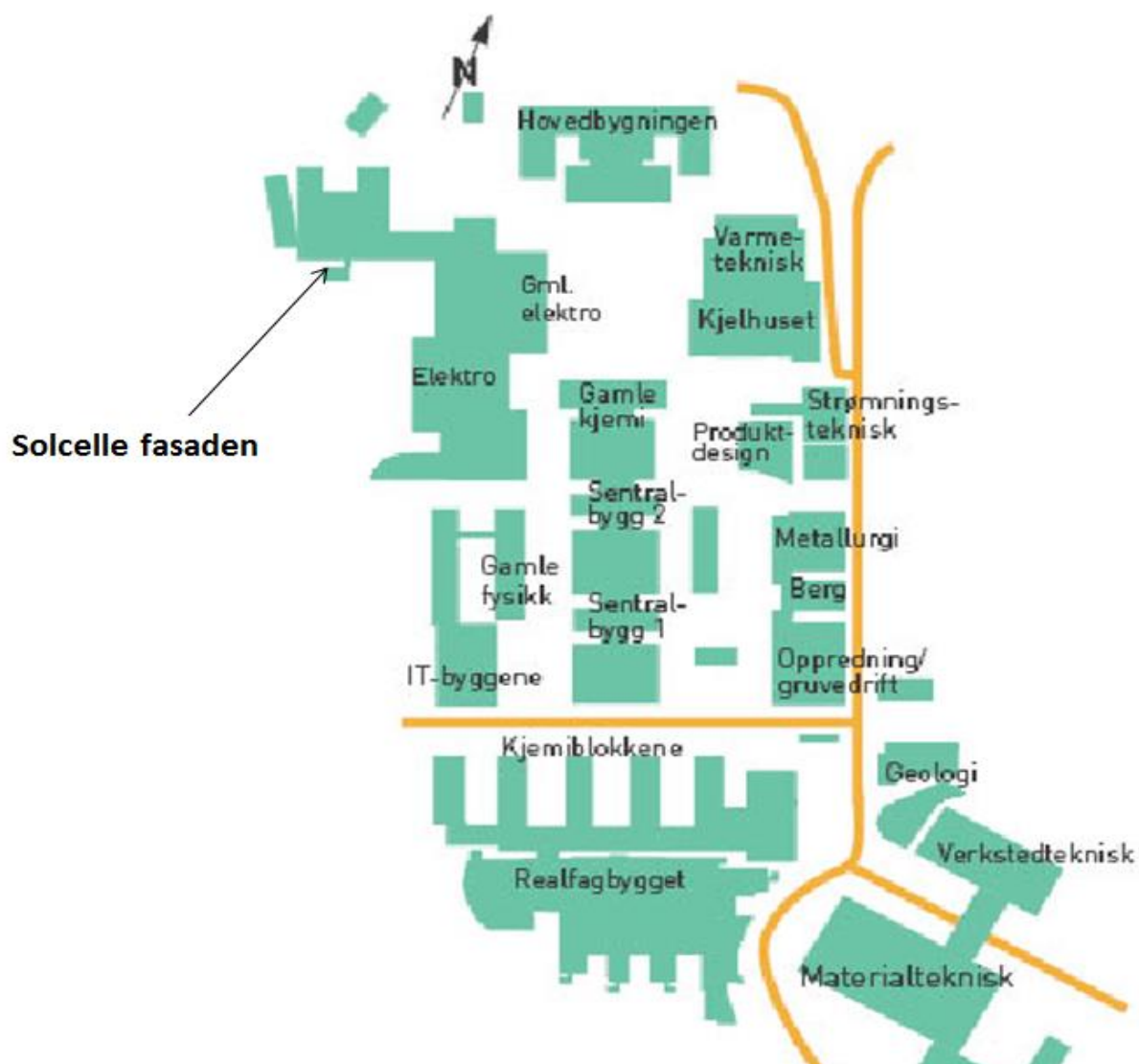
- [31] Alex J. Hanson, Christopher A. Deline, Member, IEEE, Sara M. MacAlpine, Jason T. Stauth, Member, IEEE and Charles R. Sullivan, Senior Member, IEEE, "Partial-Shading Assessment of Photovoltaic Installations via Module-Level Monitoring", IEEE, 2014
- [32] BP Solar, "System description", BP Solarex Europe and Africa, 2000
- [33] IP-standarder for kraftelektronikk, http://www.irontech.no/LCD/ip_standarder.html, 2015
- [34] Theia analyser, Datainnsamlingsprogram for vekselreterne: Theia HE-t 2.0
- [35] Værdatabase for 2015 og bakover i tid: <http://www.yr.no/sted/Norge/Sør-Trøndelag/Trondheim/Trondheim/klima.html#>
- [36] Ukjent forfatter, "Diplomoppgave på solveggen", department of building and construction engineering at NTNU, 2001
- [37] Siyu Guo, Timothy Michael Walsh, Armin G. Aberle and Marius Peters, "Analysing Partial Shading of PV Modules by Circuit Modelling", ISolar Energy Research Institute of Singapore and Department of Electrical and Computer Engineering, National University of Singapore, 2011

Kilder for figurer og tabeller

- [1] Gilbert M. Masters, "Renewable and efficient electric power systems, second edition", Wiley, 2013
- [2] Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (Dgs), "Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers, third edition", Routledge, 2013
- [3] Konrad Mertens, Photovoltaics: "Fundamentals, Technology and Practice", Wiley, 2013
- [4] IV-karakteristikk: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/photovoltaics.html>, 2015
- [5] Heinrich Häberlin, "Photovoltaics System Design and Practice", Wiley, 2012
- [6] Jørgen T. Wanvik, Spesialiserings prosjekt: "Partial shading of a building mounted photovoltaic system", 2013
- [8] Markedsandel for solcelleteknologier, <http://www.solarbuzz.com/news/recent-findings/multicrystalline-silicon-modules-dominate-solar-pv-industry-2014>, 2015
- [9] Solinnstråling, <http://www.fornybar.no/solenergi/produksjon-og-marked>, 2015
- [10] Virkningsgrad for laboratorie solceller, http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg, 2015
- [11] Produksjonsprosessen til solceller, http://www.nature.com/am/journal/v2/n3/fig_tab/am201082f2.html#figure-title, 2015
- [12] Mono- og Polykrystallinske solceller, http://en.wikipedia.org/wiki/Crystalline_silicon, 2015

- [13] Doping av solceller, velgriktig.no, 2013
- [14] Solcellers oppbygging og lag, pbworks.com, 2013
- [15] Solens bane for Thronheim, <http://www.new-learn.info/packages/daymedia/barbara/sky/orbit.html>, 2015
- [16] Prisutvikling for solcellesystemer, <http://reneweconomy.com.au/2013/citigroup-how-solar-module-prices-could-fall-to-25cwatt-41384>, 2015
- [17] Bilde tatt av Marius Norheim
- [18] John Schönberger, "A Single Phase Multi-String PV Inverter with Minimal Bus Capacitance", Plexim GmbH
- [19] Sebastian Strache, Student Member, IEEE, Ralf Wunderlich, and Stefan Heinen, Fellow, "A Comprehensive, Quantitative Comparison of Inverter Architectures for Various PV Systems, PV Cells, and Irradiance Profiles" IEEE, IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, 2014
- [20] Panagiotis Bakas, Konstantinos Papastergiou and Staffan Norrga, "SOLAR PV ARRAY-INVERTER MATCHING CONSIDERING IMPACT OF ENVIRONMENTAL CONDITIONS", 1ABB Corporate Research, Västerås, Sweden and KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2011
- [21] Pyranometer for solinnstrålingsmålinger, <http://www.directindustry.com/prod/kip-zonen/pyranometers-9079-776317.html>, 2015
- [22] Georgi Hristov Yordanov, Ole-Morten Midtgård, Member, IEEE, Tor Oskar Saetre, Henrik Kofoed Nielsen and Lars Einar Norum, Member, IEEE, "Overirradiance (Cloud Enhancement) Events at High Latitudes", IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, 2012
- [23] Eksempel på et BIPV anlegg, <http://dynamicsolartech.com/solutions/building-integrated-photovoltaics-bipv-installation>, 2015
- [24] Ted James, Alan Goodrich, Michael Woodhouse, Robert Margolis, and Sean Ong, "Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) in the Residential Sector: An Analysis of Installed Rooftop System Prices", NREL, 2011
- [25] Øyvind Aschehoug, Dagfinn Bell, "BP SOLAR SKIN - a façade concept for a sustainable future", SINTEF Civil and Environmental Engineering, 2006
- [26] BP Solar, "System description", BP Solarex Europe and Africa, 2000
- [27] Theia analyzer, Datainsamlingsprogram for vekselreterne: Theia HE-t 2.0
- [28] Værdatabase for 2015 og bakover i tid: <http://www.yr.no/sted/Norge/Sør-Trøndelag/Trondheim/Trondheim/klima.html#>
- [29] Oppvarmede solceller, http://www.globalsolartechology.com/solar/index.php?option=com_content&view=article&id=83 75:flir-takes-the-guesswork-out-of-solar-panel-fault-finding-with-thermal-imaging&catid=9:technology-news&Itemid=28, 2013

Vedlegg A: Kart over Gløshaugen med solcelleanleggets lokasjon



Vedlegg B – Solinnstrålingsdata for Trondheim

| | |
|---------------------------------------|--|
| Site latitude (positive means North) | 63.410 |
| Site longitude (positive means East) | 10.410 |
| Elevation (m) | 40 |
| Tilt angle (degrees) | 90.0 |
| Azimuth angle (degrees) | 155.0 |
| Albedo of the ground | 0.20 |
| Date beginning | 2005-01-01 |
| Date end | 2005-12-31 |
| Summarization (period of integration) | Month |
| Date - Instant | The date or instant given for each value corresponds to the end of the summarization |
| Irradiation (Wh/m2) | Monthly irradiation (-999 if no data) |
| Top of Atmosphere (Wh/m2) | Irradiation over the period at the top of the atmosphere (extraterrestrial) |

| Month | Nb valid days | Direct Inclined | Diffuse Inclined | Reflected | Global Inclined | Direct Horiz | Diffus Horiz | Global Horiz | Top of Atmosphere |
|-------|---------------|-----------------|------------------|-----------|-----------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|
| 2005 | 1 | 0 | -999 | -999 | -999 | -999 | -999 | -999 | 17745 |
| 2005 | 2 | 20 | 26913 | 13984 | 2281 | 43179 | 7662 | 15145 | 22807 |
| 2005 | 3 | 31 | 46814 | 24416 | 5914 | 77144 | 27196 | 31943 | 59139 |
| 2005 | 4 | 30 | 83767 | 32110 | 12209 | 128086 | 77354 | 44737 | 122091 |
| 2005 | 5 | 31 | 50983 | 41984 | 14151 | 107118 | 67996 | 73517 | 141513 |
| 2005 | 6 | 30 | 40568 | 39507 | 14628 | 94703 | 71685 | 74597 | 146282 |
| 2005 | 7 | 31 | 55810 | 38267 | 15648 | 109725 | 87453 | 69030 | 156483 |
| 2005 | 8 | 25 | 43524 | 32920 | 10490 | 86934 | 49012 | 55889 | 104901 |
| 2005 | 9 | 30 | 35641 | 23088 | 5507 | 64237 | 21456 | 33613 | 55069 |
| 2005 | 10 | 31 | 33000 | 16494 | 3081 | 52575 | 11830 | 18980 | 30810 |
| 2005 | 11 | 1 | 40052 | 15911 | 2061 | 58024 | 8266 | 12345 | 20611 |
| 2005 | 12 | 0 | -999 | -999 | -999 | -999 | -999 | -999 | -999 |

Annual irradiation in kWh/m2 on inclined surface, sum of the monthly irradiations

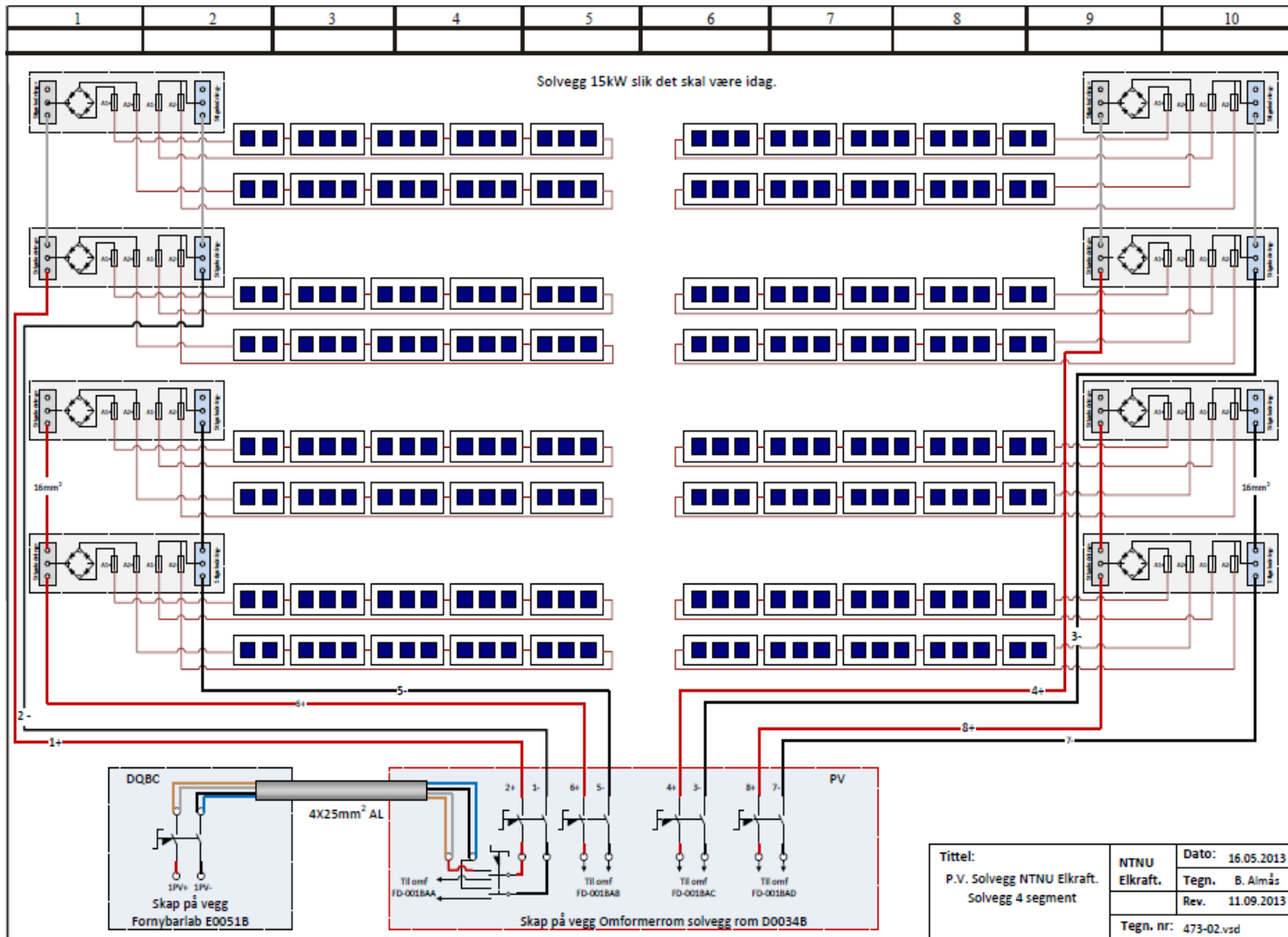
| 2005 | Nb valid months | Nb valid days | Direct Inclined | Diffuse Inclined | Reflected | Global Inclined | Direct Horiz | Diffus Horiz | Global Horiz | Top of Atmosphere |
|------|-----------------|---------------|-----------------|------------------|-----------|-----------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|
| 2005 | 10 | 260 | 457 | 279 | 86 | 822 | 430 | 430 | 860 | 1923 |

Solinnstråling for Trondheim på 90 graders overflate, 25 grader øst for sørlig (uten desember og januar, så mest sannsynlig litt høyere enn hva det burde vært). De har satt rett nort til azimuth vinkel 0.

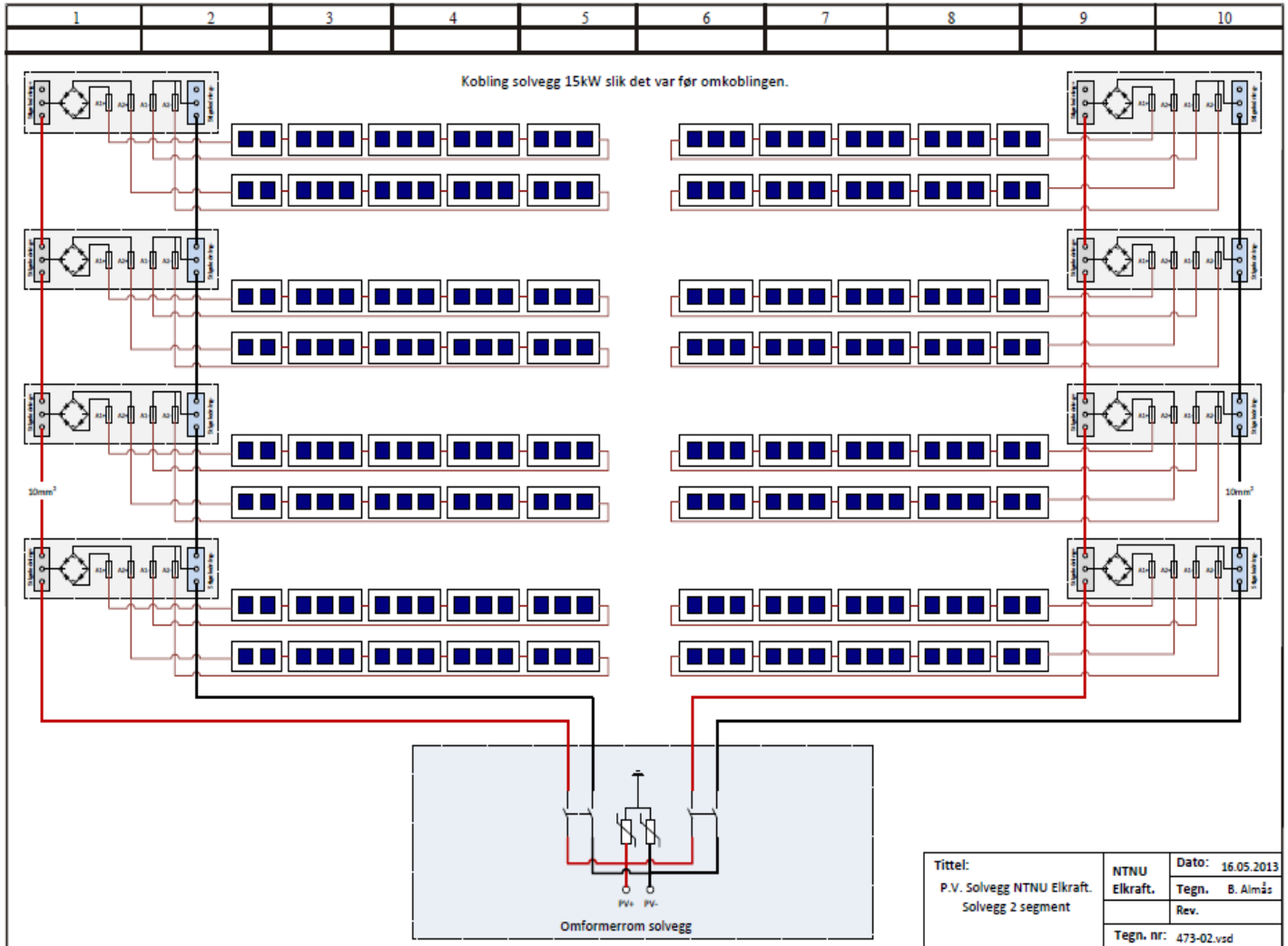
[http://www.soda-is.com/eng/services/service_invoke/gui_result.php?InputXML=SoDaParam_1423828710547.xml&ServiceXML=hc3v4_invoke_month_incl_demo.xml, 2015]

Vedlegg C – Anleggets oppkobling [Tegnet av Bård Almås]

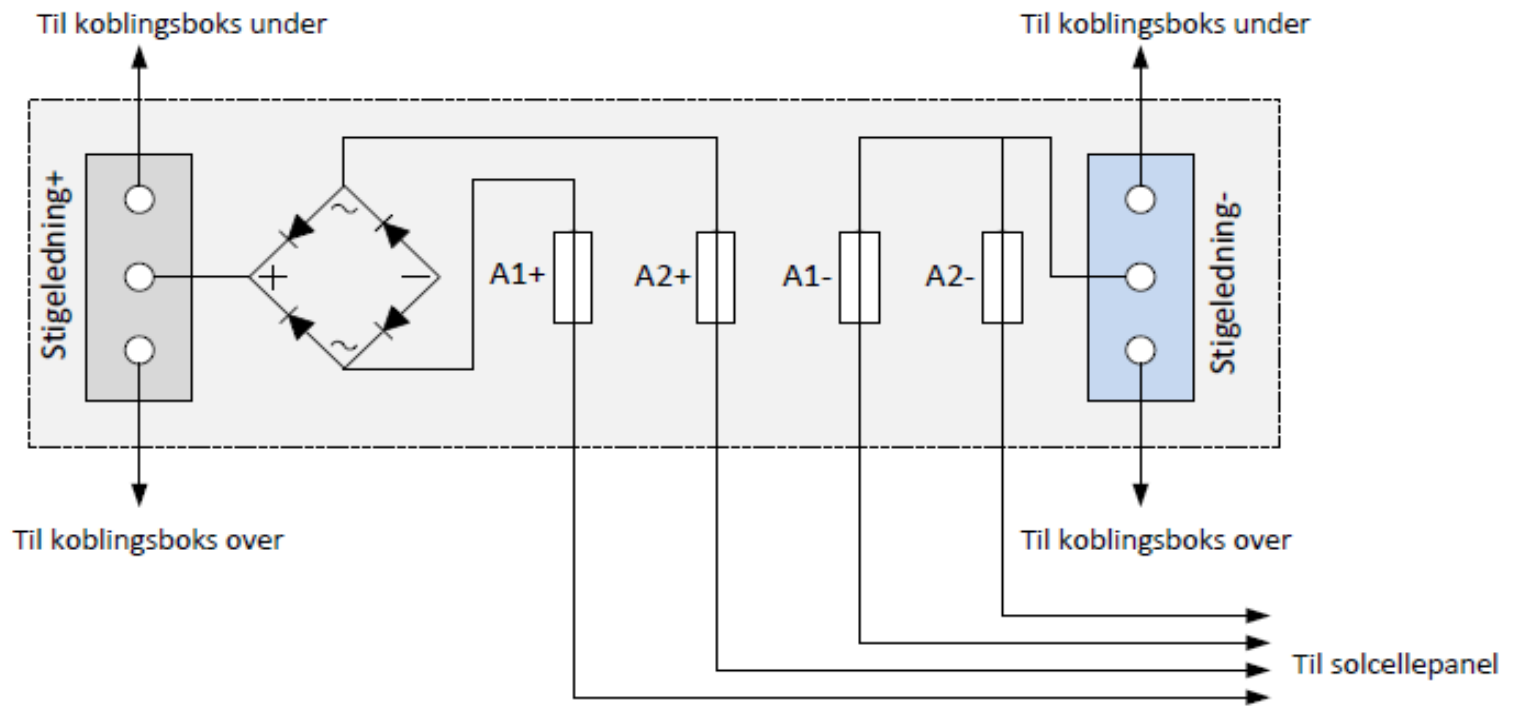
Dagens kobling av solveggen:



Originale koblingen av solveggen:



Koblingsboksene:



Vedlegg D – Datablader til Vekselretterne



THEIA™ HE-t

The THEIA™ HE-t range defines a new level of efficiency, flexibility and user friendliness for isolated string inverters. Suitable for all PV cell technologies, and ready for use all over the world, the THEIA™ HE-t is the perfect choice for any PV installation.



THEIA™ HE-t

SOLAR INVERTERS: 2.0 kW – 4.6 kW

PERFORMANCE

- Maximum efficiency 97.3 % with galvanic isolation
- Suitable for use with all PV modules of any technology, with the ability to ground the positive or the negative terminal on the DC side
- Compliance with the highest international safety standards
- Early startup and high efficiency at low irradiation gives longer operation time and higher energy yields

RELIABILITY

- High quality components, with a robust design
- Bespoke Maximum Power Point Tracking
- Stable operation under extremely dynamic irradiation conditions
- IP65 protection level

EASE OF USE

- Lightweight and easy to install
- With or without DC Disconnect Switch
- Color screen with touch sense buttons
- Intuitive user interface

MONITORING AND COMMUNICATION

- Complete site overview from one single inverter
- Integrated webserver with easy-to-use monitoring software
- Multilanguage display

| MODEL | 2.0 HE-t | 2.9 HE-t | 3.8 HE-t | 4.4 HE-t | 4.6 HE-t |
|---|--|--------------------|--|--------------------|------------------------------|
| INPUT DATA | | | | | |
| Nominal DC power | 2100W | 3000W | 4000 W | 4600W | 4800 W |
| Max. PV power | 2625W _p | 3750W _p | 5000W _p | 5750W _p | 6000W _p |
| Max. DC voltage | 600 Vdc | | | | |
| Voltage range MPPT | 230 to 480 Vdc | 230 to 480 Vdc | 230 to 480 Vdc | 230 to 480 Vdc | 230 to 480 Vdc ¹⁾ |
| Max. input current | 9.5 A | 13.5A | 18.0 A | 21.0A | 21.0 A |
| Number of PV string inputs | 3 | | | | |
| Number of MPPT trackers | 1 | | | | |
| Input features | Reverse polarity protection, Ground fault monitoring, Integral DC switch disconnecter (optional), Integral DC fuses for string inputs (optional), Field configurable for positive or negative grounding, or ungrounded | | | | |
| OUTPUT DATA | | | | | |
| Nominal output power | 2000W | 2900W | 3800 W | 4450W | 4600 W |
| Max apparent power | 2000VA | 2900VA | 3800 VA | 4450VA | 4600 VA |
| Nominal AC current | 9.0 A | 13.0A | 17.0 A | 19.5A | 20.0 A |
| Max. AC current | 10.5A | 15.2A | 19.7 A | 23.0A | 23.0 A |
| Mains output voltage | 230 Vac (+/- 20 %) single or split phase | | | | |
| Mains frequency | 50 Hz / 60 Hz (+/- 10%) | | | | |
| Cos Phi (power factor) | 0.8 to 0.9c selectable | | | | |
| PERFORMANCE DATA | | | | | |
| Maximum efficiency | 97.2% | 97.2% | 97.2% | 97.3% | 97.3% |
| CEC efficiency | 96.8% | 96.8% | 97.0% | 97.0% | 97.0% |
| EU efficiency | 96.3% | 96.5% | 96.7% | 96.9% | 96.9% |
| Power feed starts at | < 7 W | | | | |
| Night mode power | < 1 W | | | | |
| MECHANICAL DATA | | | | | |
| Protection degree (EN 60529) | IP 65 | | | | |
| Dimensions | 610 H x 353 W x 154 D mm / 24.02 H x 13.90 W x 6.06 D inches | | | | |
| Weight | < 19 kg / 42 lbs | < 19 kg / 42 lbs | < 21 kg / 46 lbs | < 21 kg / 46 lbs | < 21 kg / 46 lbs |
| Cable access | Bottom | | | | |
| Input cable connection | MC3, MCA, Tyco, Screw terminals, Cable clamp, Others on request | | | | |
| Output cable connection | Screw terminals, Cable clamp | | | | |
| DESIGN STANDARDS | | | | | |
| EM compatibility | EN 61000-6-2, EN 61000-6-3 | | | | |
| CE marking | Yes | | | | |
| Other standards | DIN VDE V 0126-1-1, GB3/1, EN 50438, AS 4777, CEI 0-21, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, IEC 62109-2, IEC 61727, UTE C 15-712-1, C10/11, VDE AR-N 4105, RD1663, G59/2 | | | | |
| ENVIRONMENTAL DATA | | | | | |
| Operating temperature | - 25 °C to + 65 °C / - 13 to + 149 °F (possible power derating above + 45 °C / + 113 °F) | | | | |
| Storage temperature | - 30 °C to + 80 °C / - 22 to + 176 °F | | | | |
| Ventilation | Convection cooling | | | | |
| ADDITIONAL FEATURES | | | EFFICIENCY CURVE THEIA 4.4 HE-t | | |
| Topology | High frequency transformer, galvanic isolation | | | | |
| Protection class / Overvoltage category | I / III | | | | |
| Noise Emission | < 37 dB (A) | | | | |
| Communication | Graphical, color display with touch sense buttons, Embedded web-server, Ethernet, CAN and RS485 bus interface, 3x LEDs for visual status indication | | | | |
| Warranty | 5 years, 10 years, 15 years, 20 years and 25 years options | | | | |
| 1) Output power limitation 230 Vdc to 250 Vdc | | | | | |



SUNNY BOY 3600TL



High yields

- Maximum efficiency of 97 %
- Multi-string technology
- Transformerless, with H5 topology
- Shade management with OptiTrac Global Peak

Safe

- Integrated ESS DC switch-disconnector

Simple

- Easily accessible connection area
- Cable connection without tools
- DC plug system SUNCLIX

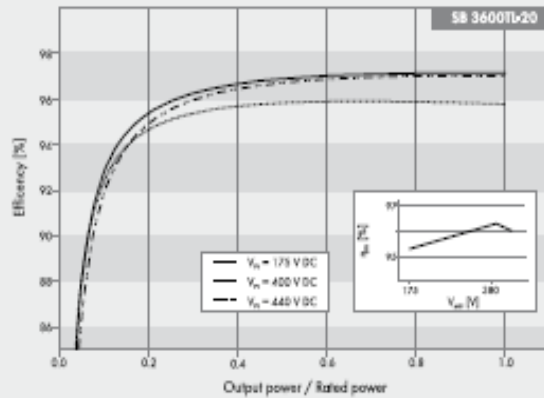
Communicative

- Bluetooth® technology as standard
- Multilingual graphic display
- Multifunction relay as standard

SUNNY BOY 3600TL

Perfection Plus. Usability. The transformerless Sunny Boy generation

More communicative, easier to use and more efficient than ever: This Sunny Boy is setting new standards in inverter technology. A modern graphic display, readout of daily values even after sunset, simplified installation concept and wireless communication via Bluetooth®. The new Sunny Boys fulfill every wish. With the new OptiTrac Global Peak shade management and an optimal efficiency of 97 %, the inverters ensure optimum solar yield. As transformerless, multi-string devices, the Sunny Boy 3600TL provide maximum flexibility for plant design, and is the first choice for demanding generator designs.



Accessories



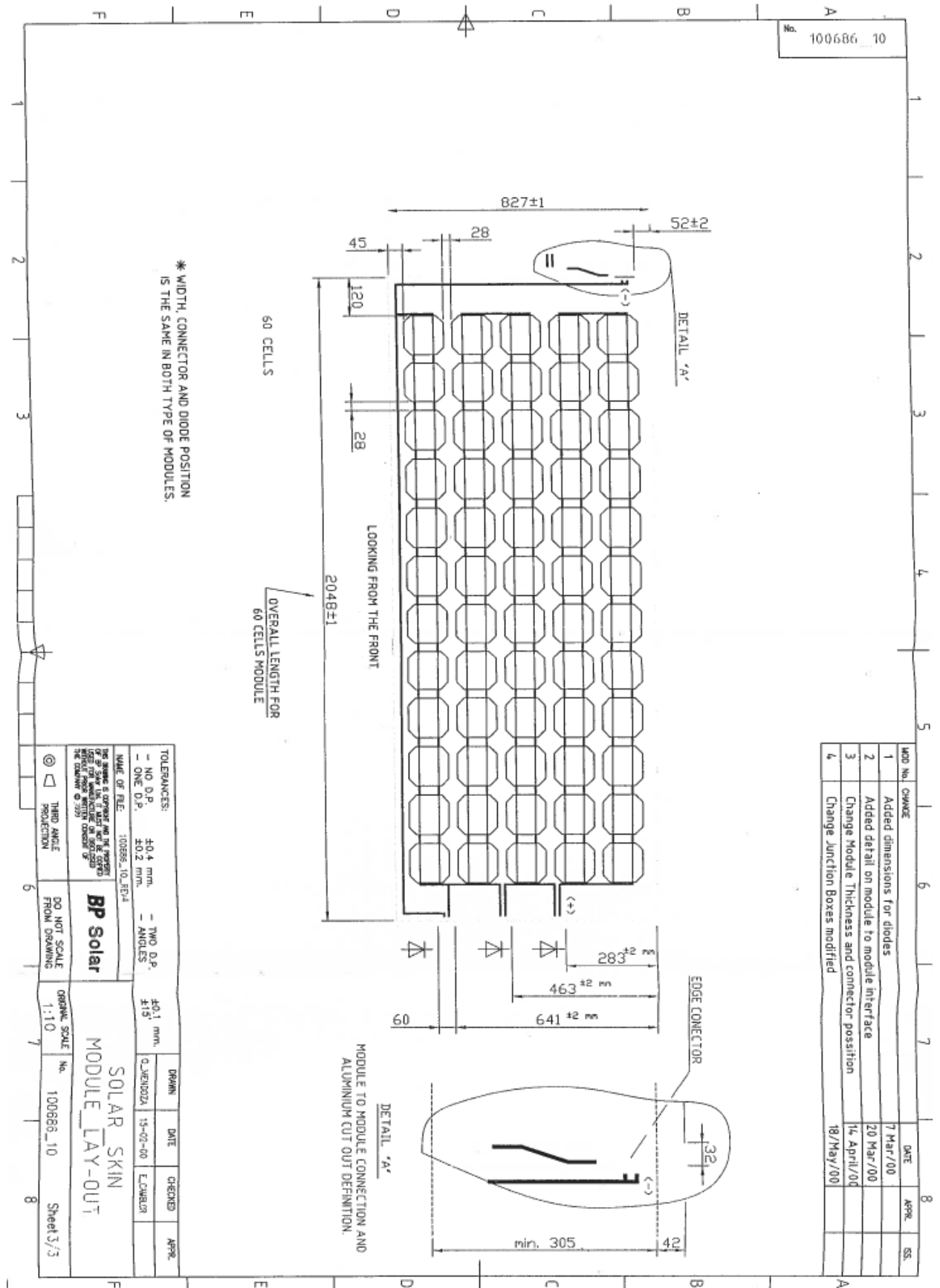
RS485 interface
DM-485CB-10

* Does not apply to all national deviations of EN 50438

● Standard features ○ Optional features – Not available
Preliminary information - last updated: December 2011
Data at nominal conditions

| Technical Data | Sunny Boy 3600TL |
|--|--|
| Input (DC) | |
| Max. DC power (@ cos φ = 1) | 3880 W |
| Max. input voltage | 550 V |
| MPP voltage range / Rated input voltage | 175 V / 440 V - 400 V |
| Min. input voltage / start input voltage | 125 V / 150 V |
| Max. input current input A / input B | 15 A / 15 A |
| Max. input current per string input A / input B | 15 A / 15 A |
| Number of independent MPP inputs / strings per MPP input | 2 / A, 2, B, 2 |
| Output (AC) | |
| Rated power (@ 230 V, 50 Hz) | 3680 W |
| Max. apparent AC power | 3680 VA |
| Nominal AC voltage / range | 220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 280 V |
| AC power frequency / range | 50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz |
| Rated power frequency / rated grid voltage | 50 Hz / 230 V |
| Max. output current | 16 A |
| Power factor at rated power | 1 |
| Displacement power factor, configurable | – |
| Feed-in phases / connection phases | 1 / 1 |
| Efficiency | |
| Max. efficiency / European efficiency | 97 % / 96.3 % |
| Protective devices | |
| Input-side disconnection device | ● |
| Ground fault monitoring / grid monitoring | ● / ● |
| DC surge arrester (type II), can be integrated | – |
| DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated | ● / ● / – |
| All-pole-sensitive residual current monitoring unit | ● |
| Protection class (as per IEC 62103) / overvoltage category (as per IEC 60664-1) | I / III |
| General Data | |
| Dimensions (W / H / D) | 470 / 445 / 180 mm (18.5 / 17.5 / 7.1 inch) |
| Weight | 25 kg / 55.12 lb |
| Operating temperature range | -25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F |
| Noise emission (typical) | 25 dB(A) |
| Self-consumption (at night) | 0.5 W |
| Topology | transformerless |
| Cooling concept | Convection |
| Degree of protection (as per IEC 60529) | IP65 |
| Degree of protection of connection area (according to IEC 60529) | IP54 |
| Climatic category (per IEC 60721-3-4) | 4K4H |
| Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing) | 100 % |
| Features | |
| DC connection | SUNCLIX |
| AC Connection | Spring clamp terminal |
| Display | Chart |
| Interface: RS485 / Bluetooth | ○ / ● |
| Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years | ● / ○ / ○ / ○ / ○ |
| Multi-function relay | ● |
| Certificates and licenses (more available on request) | CE, G83 / 1-1, EN 50438* |
| Type designation | SB 3600TL-20 |

Vedlegg E – Designskisse av modulene[32]



Vedlegg F – Skyggebevegelse over anlegget 18.11.2014

09.45:

10.00:



10.15:

10.30:



10.45:

11.00:



11.15:



11.30:



11.45:



12.00:



12.15:



12.30:



12.45:

13.00:



13.15:

13.30:



13.35:

14.00:



14.15:

14.30:



(Viktig å poengtere at bildene også viser refleksjoner fra trærne, og at man dermed må skildre mellom dem og skyggen)

[Bilder: Marius Norheim]

Vedlegg G – E-post korrespondanse med Eltek

From: mariuno

Sent: 06 November 2014 13:57

To: Sales-Renewable

Subject: Prosjekt NTNU

Hei

Jeg holder på med en master på NTNU og jobber for tiden med et solcelleanlegg på skoleområdet.

Dette anlegget benytter omformere av typen: THEIA 2.0 HE-t.

Vet dere hvordan disse omformerne reagerer når spenningsnivået som kommer fra solcelle anlegget blir lavere enn det området MPPT er designet for å fungere i?

Håper på raskt svar.

Mvh.

Marius Norheim

FW: Prosjekt NTNUAvsender Boysen Kjetil

Mottaker mariuno@stud.ntnu.no

Dato 2014-11-06 15:52

Hei Marius,

Når spenningen fra anlegget(Open voltage) går under ca 225V vil inverteren stoppe å levere strøm til nettet.

Inverteren vil kjøre MPPT ned til 230V. Dersom MPP synker videre under 230V vil inverteren holde 230V inntil Open voltage synker under 225.

Mvh Kjetil

Hei.

Tusen takk for svaret.

Har fått litt mer informasjon rundt anlegget siden jeg sendte den forrige mailen.

Det ble foretatt en IV-kurve måling på anlegget, der Voc ligger på 233.02V og Vmpp ligger på 167V(se vedlagt bilde).

Vil omformeren som er brukt(THEIA 2.0 HE-t) i dette tilfellet da trekke Vmpp opp til 230V og dermed føre til at anlegget produserer betydelig mindre enn det det har kapasitet til å gjøre?

Mvh.

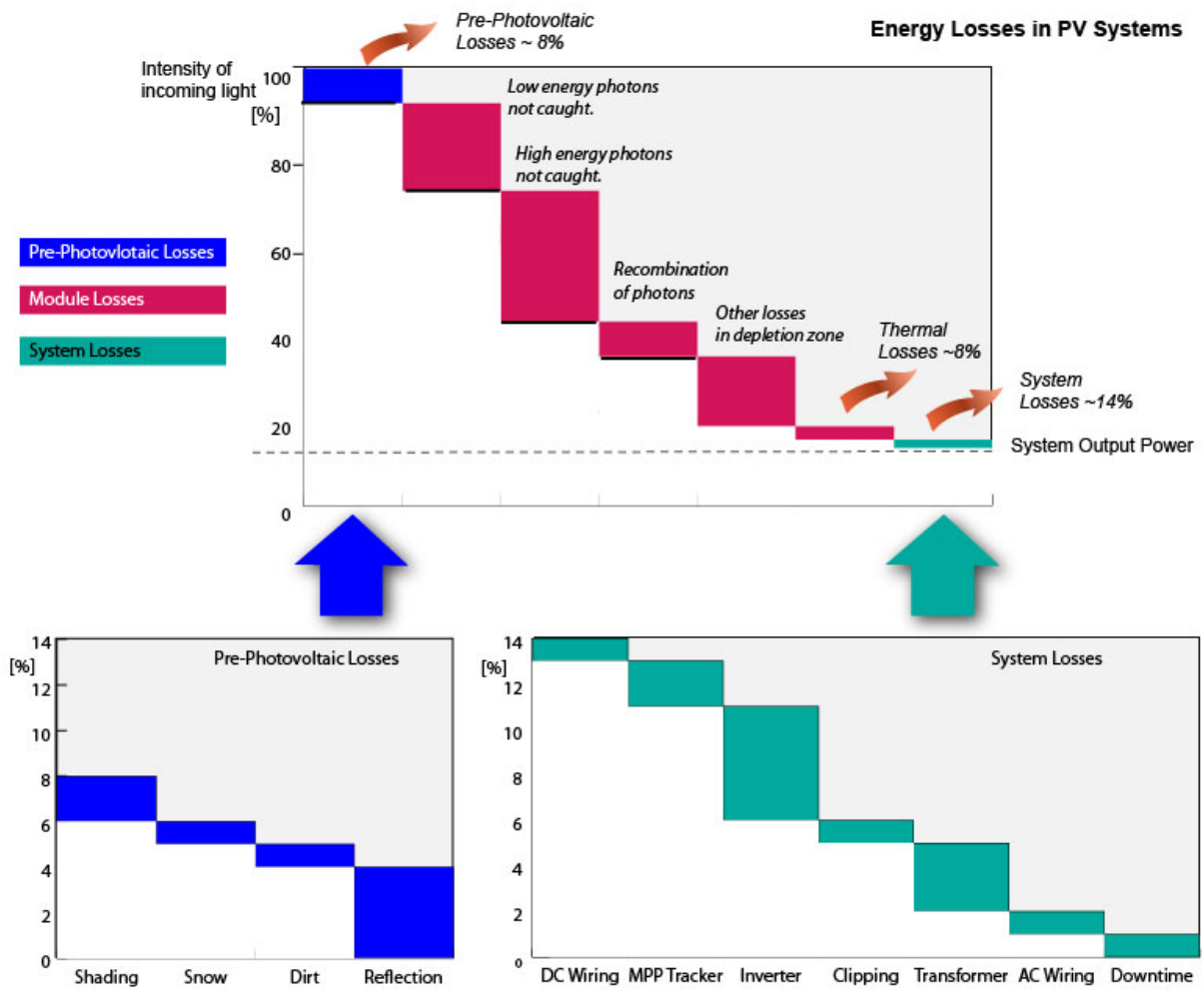
Marius Norheim

Hei,

Det stemmer, Theia vil følge spennngen ned til ca 227V, og vil derfor aldri kunne levere mer enn noen 100W fra dette anlegget(hvis IV kurven stemmer).

Mvh kjetil

Vedlegg H – Tap i et solcellesystem

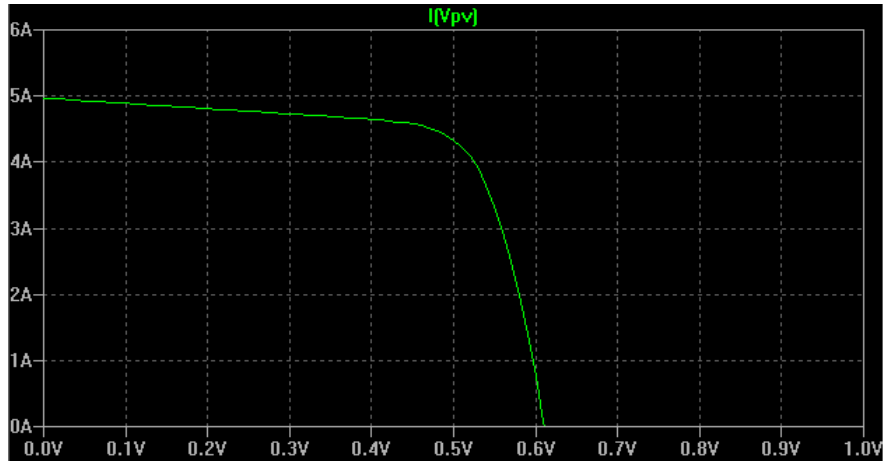


[http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_energy_yield.php, 2015]

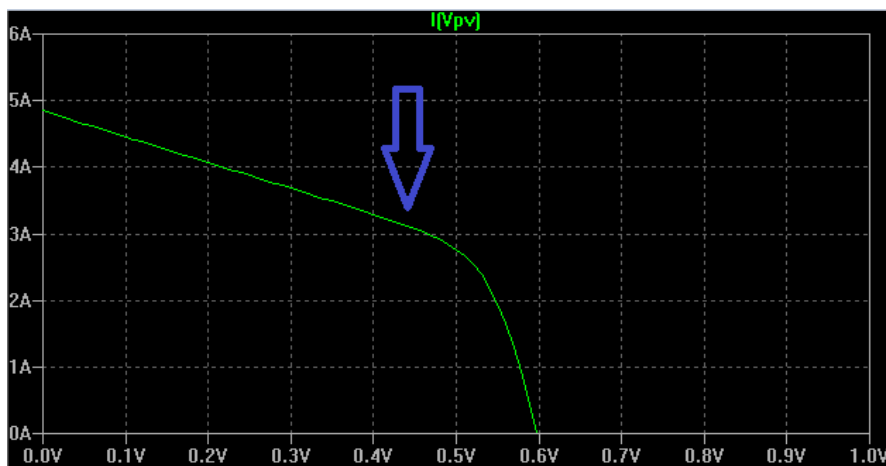
Vedlegg I – Utregninger og forklaringer

Motstander i forhold til IV-kurven[LTspice]

IV-kurve i fra simuleringen som er benyttet:



Kurven ved reduksjon av shunt motstanden:



Kurven ved økning av seriemotstanden:

