

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung und Aufgabenstellung.....	3
1.1 Einleitung.....	3
1.2 Aufgabenstellung zur Steuerung eines Sonnensimulators zur Ermittlung der Kennlinien von Solarmodulen – das Lastenheft.....	3
2 Allgemeines über Photovoltaik.....	4
2.1 Woher kommt Photovoltaik?.....	4
2.2 Funktionsprinzip einer Solarzelle.....	4
2.3 Aufbau einer Solarzelle.....	6
2.4 Zellarten.....	7
2.5 Herstellung von kristallinen Solarzellen.....	7
2.5.1 Monokristalline Solarzellen.....	9
2.5.2 Polykristalline Solarzellen.....	9
2.5.3 Dünnschicht-Zellentechnologie.....	10
2.5.4 Einige Dünnschichtzellenarten.....	11
2.6 Die Visitenkarte einer Solarzelle – Die Kennlinien und Kennwerte.....	14
2.6.1 Die Kennwerte einer Solarzelle.....	14
2.6.2 Das Schaltzeichen der Solarzelle.....	15
2.6.3 Die Dunkelkennlinie.....	15
2.6.4 Das Ersatzschaltbild einer unbeleuchteten Solarzelle.....	16
2.6.5 Messung der Dunkelkennlinie.....	16
2.6.6 Die Hellkennlinie.....	17
2.6.7 Das Ersatzschaltbild einer bestrahlten Solarzelle.....	18
2.6.8 Die Hellkennlinienmessung.....	21
2.6.9 Das Ermitteln des Serienwiderstandes.....	22
2.6.10 Das Ermitteln des Parallelwiderstandes.....	25
2.7 Das Verschalten der Solarzellen zu Modulen.....	26
2.7.1 Kenngrößen von Modulen.....	27
2.7.2 Der Punkt maximaler Leistung MPP.....	28
2.7.3 Der Einfluss von Temperatur und Einstrahlung auf das Solarmodul.....	30
2.7.4 Der Füllfaktor.....	31
2.7.5 Das Verschattungsproblem.....	32
2.7.6 Die Relevanz des Einstrahlwinkels auf ein Solarmodul.....	33
3 Umsetzung der Aufgabenstellung.....	35
3.1 Die ersten Schritte.....	35
3.2 Der grobe Arbeitsplan.....	35
3.3 Der Sonnensimulatorschrank.....	36
3.4 Das Lampenfeld.....	36
3.5 Die Versorgung des Lampenfeldes.....	37
3.5.1 Der B6-Halbleiterbaustein.....	39
3.5.2 Berechnung des Kühlkörpers.....	39
3.5.3 Die Glättung, Simulation mit Pspice.....	40
3.5.4 Die LCD-Anzeigen – Lampenspannung - Lampenstrom.....	41
3.5.5 Die Anwendung der M3-Schaltung.....	43
3.5.6 Ein paar Aspekte zur Sicherheit.....	47
3.6 Das Lichtfeld.....	49
3.6.1 Die Abhängigkeit der Einstrahlstärke E von dem Abstand a.....	49

3.6.2	Die Abhängigkeit der Einstrahlstärke von Lampenspannung und Lampenstrom.....	51
3.6.3	Die Bestimmung der Einstrahlstärken des Lichtfeldes.....	53
3.7	Die Steuerung mit LOGO!.....	56
3.7.1	Aufbau der Steuerung.....	56
3.7.2	Das LOGO-Programm mit der Software LOGO ComfortV5.....	58
3.7.2.1	Funktionsbeschreibung der Hellkennlinienmessung.....	62
3.7.2.2	Funktionsbeschreibung der Dunkelkennlinienmessung.....	63
3.7.2.3	Funktionsbeschreibung der Temperaturregelung	63
3.7.3	Die Hellkennlinienmessung mit der Platine A15.....	65
3.7.4	Die Dunkelkennlinienmessung mit der Platine A14.....	66
3.7.5	Strommessung mit einem LEM-Stromwandler und einer Subtrahierschaltung (Platine A12).....	67
3.7.6	Spannungsnormung von Modulspannung und -strom (Plat. A13)	68
3.7.7	Leistungsmessung mit einer Multiplizierschaltung (Plat. A13).....	70
3.7.8	Die Prüfung des Steuerungsteils nach DIN VDE 0701.....	72
3.8	Das Praktikum mit dem umgebauten Sonnensimulator.....	73
3.8.1	Das eingesetzte Solarmodul.....	73
3.8.2	Die Bedienungsanleitung des Sonnensimulators.....	75
3.8.3	Das Praktikum.....	81
3.8.3.1	Die Aufnahme der Dunkelkennlinie.....	81
3.8.3.2	Aufnahme der Hellkennlinien.....	82
3.8.3.3	Abschließende Beurteilung des Praktikums.....	91
3.8.3.4	Eine interessante Zusatzaufgabe.....	91
4	Ausblick.....	93
4.1	Verbesserungen für die Zukunft.....	93
4.2	Anforderungen an einen Sonnensimulator gemäß DIN EN 60904-9 (Entwurf).....	94
4.3	Messen der photovoltaischen I-U-Kennlinien gem. DIN EN 60904-1.....	95
5	Danksagungen.....	97
6	Literaturverzeichnis und Anhang.....	98
7	Versicherung über die Selbstständigkeit.....	100

1 Einleitung und Aufgabenstellung

1.1 Einleitung

Aufgrund der steigenden Nachfrage im Bereich Photovoltaik möchte die HAW Hamburg auch dem Geist der Zeit folgen und die Ausbildung zukünftiger Ingenieure/innen mit einem Praktikum dieser Technik bereichern. Vor ca. 10 Jahren wurden Photovoltaik-Praktika eingeführt, aber auch im Laufe der Zeit wieder eingestellt. Die HAW verfügt über zwei Sonnensimulatorschränke. Einer davon funktioniert gut, eine frühere Diplomarbeit aus dem Jahr 1996. Der andere Schrank funktioniert nur unzureichend. Es ist eine Aufgabe für diejenigen, die die elektrische Praxis und die Photovoltaik lieben. Es ist die ganze Bandbreite der Elektrotechnik gefragt: Messtechnik, Programmieren, Leistungselektronik, praktisches Arbeiten, ect.....

1.2 Aufgabenstellung zur Steuerung eines Sonnensimulators zur Ermittlung der Kennlinien von Solarmodulen – das Lastenheft

Aufgabe ist, einen Sonnensimulatorschrank mit einer Steuerung zu versehen, um damit Hell- und Dunkelkennlinienmessungen durchführen zu können. Dabei sind folgende Unteraufgaben zu erledigen:

- 1) Die vorhandenen Lampen, 48 x 12V/35W, simulieren die Sonnenstrahlung. Zu Beginn sind diese mit einer B2-Brücke versorgt. Mit dieser Brücke werden aber nicht die geforderten Einstrahlstärken von $E = 1000 \text{ W/m}^2$ erreicht. Es wird eine B6-Brücke für 3-phasige Einspeisung mit Hilfe eines verstellbaren Spartrafos gewünscht.
- 2) Es fehlt vollständig eine Schaltung für die Messung der Dunkelkennlinie. Hier ist noch eine Platine zu fertigen, die zusammen mit der SPS eine Dunkelkennlinienmessung ermöglicht.
- 3) Das vorhandene Siemens-LOGO!-SPS-Programm ist unvollständig. Es bearbeitet keine Dunkelkennlinienmessung. Das SPS-Programm muss also entsprechend erweitert werden, so dass eine Hellkennlinienmessung und eine Dunkelkennlinienmessung möglich ist.
- 4) Es fehlen auch die entsprechenden Bedien- und Meldelemente in der Frontplatte. Es fehlt an der geordneten Bedienfähigkeit der beiden unterschiedlichen Messabläufe.
- 5) Außerdem wird eine Realisierung zur Ansteuerung der Lüfter mit der LOGO-SPS gewünscht, die sowohl direkt einschaltbar sind, als auch temperaturgeregelt.
- 6) Im vorhandenen Sonnensimulator befinden sich noch weitere Platinen, die zur Messung von Modulspannung, Modulstrom und Modulleistung gedacht waren. Es ist zu Beginn fraglich inwieweit diese funktioniert. Es ist notwendig diese zu überprüfen und gegebenenfalls zu ändern.
- 7) Da die Schaltungsunterlagen unvollständig sind, müssen diese auf den neuesten Stand gebracht werden. Die Schaltplanerstellung wird in WSCAD5.1 Schulversion gewünscht.

2 Allgemeines über Photovoltaik

2.1 Woher kommt Photovoltaik?

Bereits 1876 wurde von William Gryll Adams und Richard Evans entdeckt, dass Selen bei Licht Strom fließen ließ. 1885 baute Charles Fritts mehrere Selen-Platten zu einem „Solarmodul“ zusammen, um mehr Leistung zu erhalten. Seit 1920 nannte man die Umwandlung vom Licht in Strom „photovoltaischen Effekt“, wobei der italienische Physiker Alessandro Volta der Namensgeber der Einheit der Spannung war: Volt. 1953 wurde entdeckt, dass Silizium eine viel höhere Lichtausbeute als Selen besaß. 1945 wurde von Person, Fuller und Chapin die erste praktische anwendbare Siliziumsolarzelle präsentiert. [1], S.1ff

2.2 Funktionsprinzip einer Solarzelle

Für die Herstellung einer Solarzelle ist hochreines Silizium notwendig, das eine hohe Kristallreinheit benötigt. Siliziumatome besitzen jeweils 4 Valenzelektronen auf der äußeren Schale ihres Atoms. Dadurch bilden sie jeweils mit ihren Nachbaratomen eine Paarbindung. So erhält jedes Atom scheinbar 8 Elektronen auf der Außenschale, den angestrebten Idealzustand eines Atomes, die so genannte stabile Edelgaskonfiguration. Durch Licht oder Wärme, also Zufuhr von Energie können Valenzelektronen aus dem stabilen Gefüge heraus gebrochen werden. Die freien Elektronen hinterlassen dann Löcher. Dieser Vorgang wird Eigenleitung genannt. [4], S.2-27ff

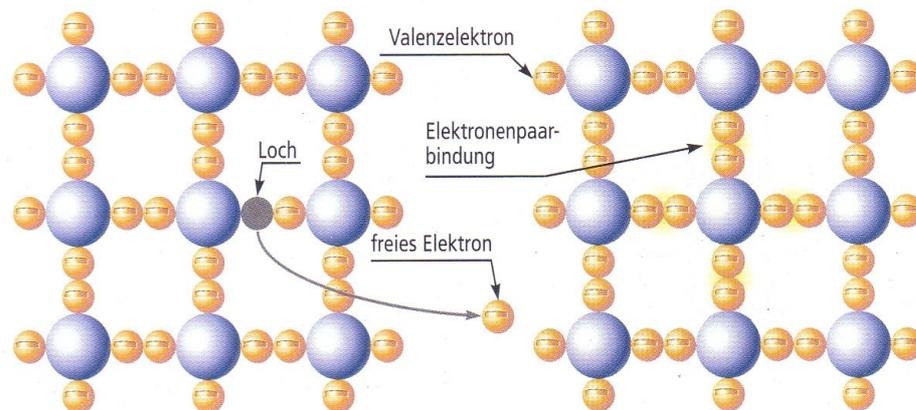


Bild 2.2.1
Eigenleitung,
[4], S.2-27



Allerdings lässt sich mit Eigenleitung kein vernünftiger Strom erzeugen. Dieses Gebilde wird mit Störatomen versehen, entweder mit einem freien Elektron mehr (5 Valenzelektronen, z.B.: Phosphor) oder einem weniger (3 Valenzelektronen, z.B.: Bor). Bei Zusatz von z.B.: Phosphor hat man dann zusätzliche freie Elektronen, bei Zusatz von z.B.: Bor hat man zusätzliche freie Löcher. Diese „Ladung“, die nur zur Zeit nach innen hin wirkt hat aber noch keine Richtung, siehe Bild 2.2.2. Erst, wenn man positiv-dotierte (p-Halbleiter) und negativ-dotierte (n-Halbleiter) Schichten aufeinander legt, entsteht die Diffusionsladung wie bei Dioden. Denn hier ist es das gleiche Funktionsprinzip einer Siliziumdiode. Eine Solarzelle ist nichts weiter als eine bestrahlte Diode.

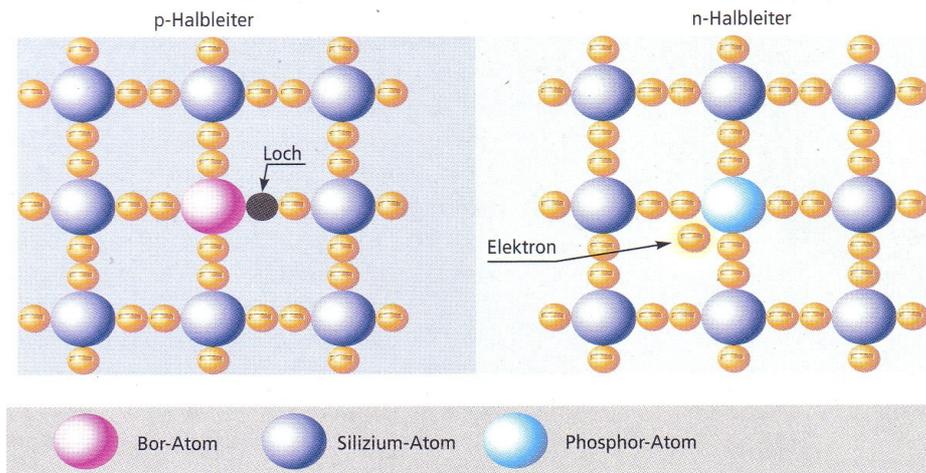


Bild 2.2.2
Störstellenleitung bei n-
und p- dotierten
Halbleitern, [4], S.2-27

Die Löcherleitung bzw. Elektronenleitung nennt man Störstellenleitung. Die Zone, bei der p-dotierte und n-dotierte Schichten an einander liegen nennt man auch p-n-Übergang. Beim Diffundieren der Elektronen bzw. Löchern entsteht eine Raumladungszone. [4], S.2-28

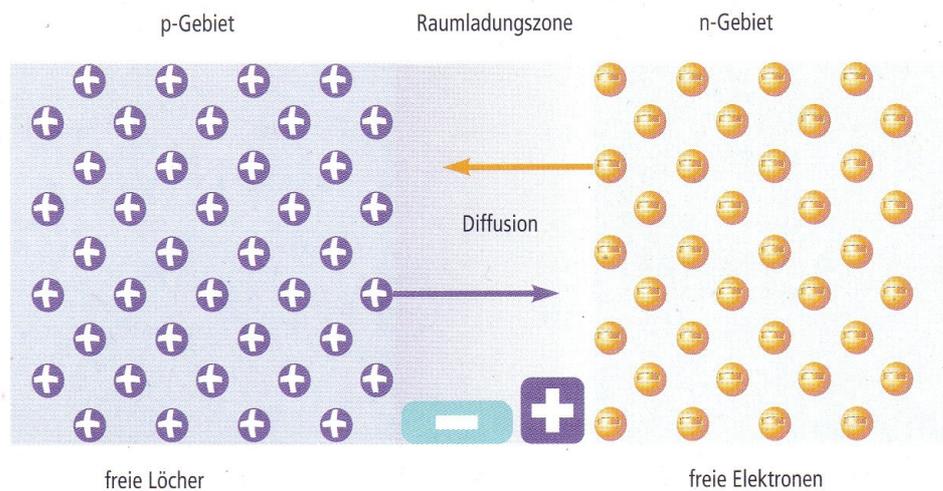


Bild 2.2.3
Raumladungszone
beim p-n- Übergang,
[4], S.2-28

Im n-Gebiet bleiben positive Dotieratome und im p-Gebiet bleiben negative zurück. Beim Diffundieren entsteht ein entgegen gerichtetes elektrisches Feld. Es stellt sich dann ein Gleichgewicht ein. Je nachdem wie hoch die Dotierungen der n- bzw. p-Zonen sind stellt sich dann ein entsprechend großes elektrisches Feld ein. Die Diffusion ist beendet, wenn die Spannung im elektrischen Feld die der Diffusionsspannung entspricht.

Bei Lichtzufuhr werden Photonen aus dem Licht in den Elektronen absorbiert. Dadurch werden die Elektronenverbindungen aufgebrochen. Jetzt wandern Elektronen durch das elektrische Feld in das positive n-Gebiet, und die Löcher wandern umgekehrt durch das elektrische Feld in das negative p-Gebiet. Geht diese Diffusion bis zu den Anschlusskontakten der Solarzelle, kann man die Leerlaufspannung an der Zelle messen. Wird die Zelle kurzgeschlossen, was bei Solarzellen keine Gefahr darstellt, fließt hier der Kurzschlussstrom.

Einige Elektronen erreichen gar nicht die Kontakte und rekombinieren. Sie dienen nicht mehr der

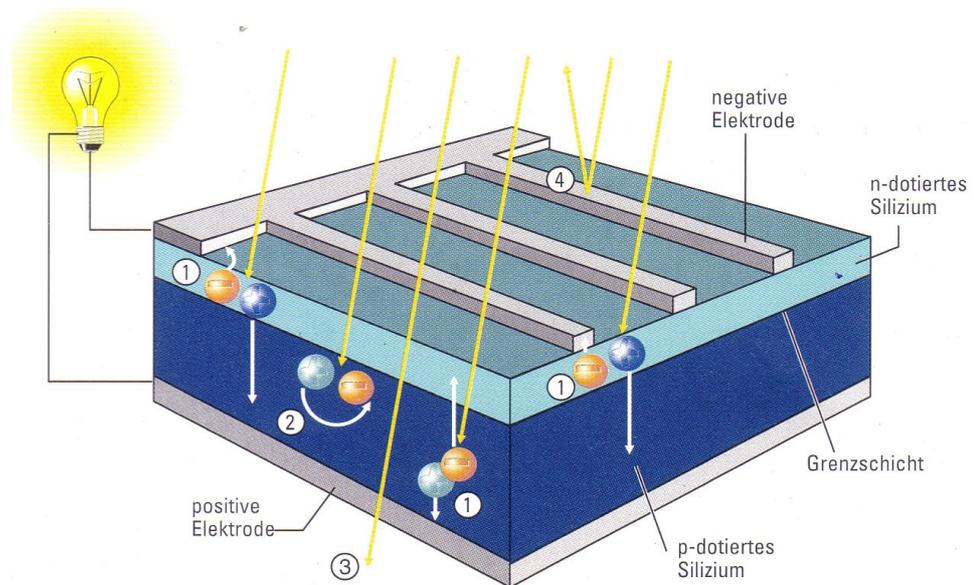
Stromerzeugung. Die Länge der Raumladungszone bzw. Diffusionslänge ist materialabhängig. Innerhalb der Raumladungszone sind so gut wie keine Rekombinationen, aber außerhalb. In Richtung der Kontakte steigt die Wahrscheinlichkeit der Rekombination mit dem Abstand zur Raumladungszone an.

2.3 Aufbau einer Solarzelle

Bild 2.3.1

Aufbau einer Siliziumsolarzelle

- 1 Ladungstrennung
 - 2 Rekombination
 - 3 ungenutzte Photonenenergie
 - 4 Abschattung und Reflexion an den Frontkontakten
- [4], S.2-29



Auf der oberen Seite, der sonnenzugewandten Seite, befindet sich das mit Phosphor n-dotierte Silizium. Unten ist die mit Bor p-dotierte Siliziumschicht. Dazwischen liegt die Grenzschicht, an der sich das elektrische Feld durch Diffusion bildet. Um Strom aus der Solarzelle entnehmen zu können müssen oben und unten Kontakte aufgebracht sein. Diese werden meist mit Siebdrucktechnik aufgebracht. Die sonnenabgewandte Seite ist nicht so problematisch, wohl aber die Sonnenseite. Hier können die Kontakte nur als feines lichtdurchlässiges Gitter angebracht werden. Dadurch entstehen Reflexionen und Abschattungen und damit Verluste. Zur Verringerung der Reflexionen wird auf der Oberseite eine hauchdünne Antireflexionsschicht aus z.B. Siliziumnitrid oder Titandioxid aufgebracht. [4], S.2-29

Bei 100%-iger Sonnenstrahlung ergeben sich folgende Verluste:

- 3% durch Reflexionen und Abschattung an den Frontkontakten
- 23% zu geringe Photonenenergie durch langwellige Strahlungen
- 32% zu viel Photonenenergie durch kurzwellige Strahlungen
- 8,5% durch Rekombination
- 20% Potenzialgefälle, besonders in der Raumladungszone
- 0,5% Serienwiderstand, Stromwärmeverluste

Resultierend erhält man etwa 13% Wirkungsgrad aus einer Solarzelle.

2.4 Zellarten

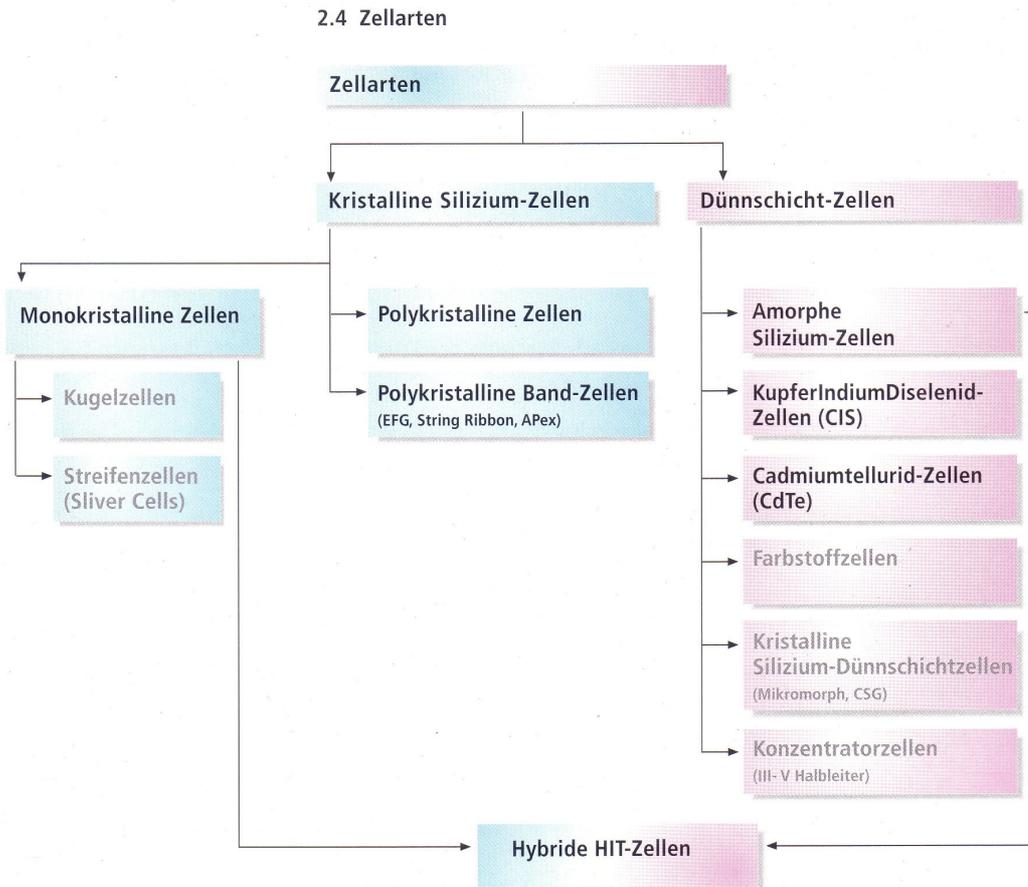


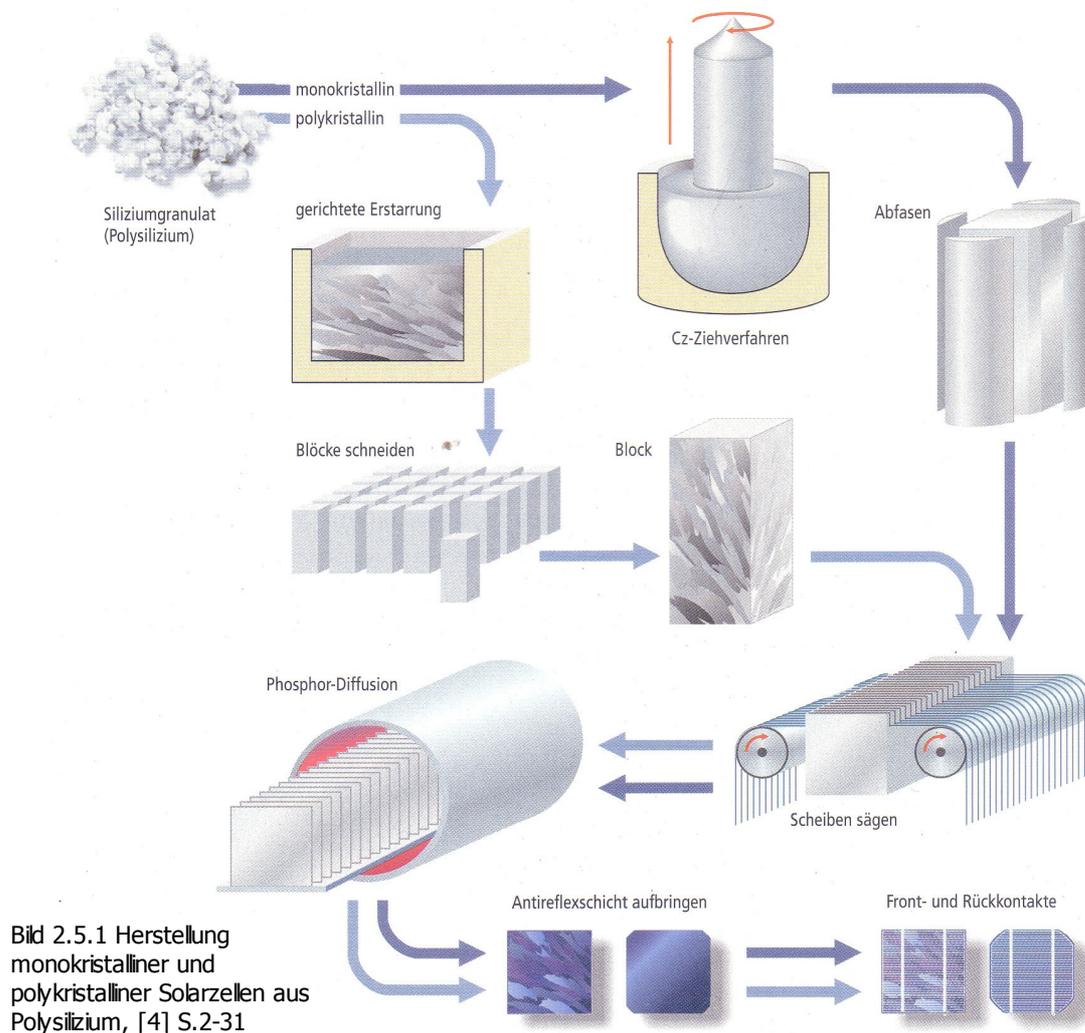
Bild 2.4.1 Zellarten, [4] S.2-30

Es gibt hauptsächlich zwei Zellarten: kristalline Siliziumzellen und Dünnschichtzellen. Bei der kristallinen Zellart findet man noch zwei maßgebliche Unterarten: monokristallin (einkristallin) und polykristallin (mehrkristallin). Bei den Dünnschichtzellen findet man mehrere Unterarten, wobei die bekannteste die amorphe (gestaltlos) Siliziumzelle ist. Im Folgenden werden einige Beispiele näher erläutert. Zunächst wird die Herstellung von kristallinen Solarzellen erläutert. Diese Kristallform wird häufig verwendet, da sie zur Zeit am gängigsten ist.

2.5 Herstellung von kristallinen Solarzellen

Als Hauptmaterial wird das unbegrenzt vorhandene Silizium verwendet. Es ist nach Sauerstoff das zweithäufigste Element der Erde. Allerdings ist es nie in reiner Form zu haben, sondern als Siliziumdioxid, eine Verbindung mit Sauerstoff als Quarz oder Sand. Um den lästigen Sauerstoff aus dem Silizium zu bekommen, wird Quarzsand, Kohlepulver, Koks und Holzkohle zusammen in einem Lichtbogenofen auf 1800°C – 1900°C erhitzt. Es entsteht dann Kohlenmonoxid und metallurgisches Silizium mit einer Reinheit von 98%. Für die Weiterverwendung in der Elektronik oder Solartechnik ist dieses noch zu unrein. Für Photovoltaikanwendungen ist eine Unreinheit von maximal Einmillardstel (solar grade) zulässig, bei Halbleiteranwendung muss es sogar 10mal reiner sein (elektronik grade). Die Solarzellen werden vorrangig aus Halbleiterabfällen gefertigt. Seit 1998 ist die Nachfrage aber so hoch nach Solarzellen geworden, dass jetzt an Verfahren gearbeitet

werden Silizium mit dem solar-grade kostengünstig herzustellen. Ab 2007 sollen die ersten großtechnischen Verfahren starten. Es gibt Hoffnung, dass Solarzellen bezahlbarer werden, [4] S.2-30ff.



Das Rohsilizium wird weiter gereinigt: Es wird feingemahlen und reagiert mit Chlorwasserstoff (Salzsäure) zu Wasserstoff und Trichlorsilan, einer Flüssigkeit, die bei 31°C siedet. In mehreren aufeinanderfolgenden Stufen wird Trichlorsilan solange destilliert bis sich die gewünschte Reinheit einstellt. Der industrielle Standard benutzt das sogenannte Siemens-Verfahren, um mittels chemischer Gasphasenabscheidung aus Trichlorsilan und Wasserstoff reinstes Silizium zu gewinnen. Beide Gase werden in einen 1000°C bis 1200°C heißen Reaktor geblasen, in denen sich dünne Stäbe aus Silizium befinden. Aus dem Trichlorsilan scheidet sich reines Silizium ab bis die Stäbe ca. 10 bis 15 cm Durchmesser haben. Diese Stäbe werden grob zerbrochen und dienen als Ausgangsmaterial, auch Polysilizium genannt, für die Gewinnung von monokristallinen und polykristallinen Solarzellen.

Das obige Bild 2.5.1 beschreibt die Weiterverarbeitung des Polysiliziums in zwei prinzipiellen Möglichkeiten: Mit dem Czochralski-Ziehverfahren, die Herstellung von monokristallinen Solarzellen oder mit gerichteter Erstarrung, die Gewinnung von polykristallinen Solarzellen.

2.5.1 Monokristalline Solarzellen

Das Polysilizium wird in einem Quarztiegel bei ca. 1420°C geschmolzen. Es wird ein definierter Kristallkeim in die Siliziumschmelze eingetaucht und unter langsamen Drehen herausgezogen. Der daraus wachsende Einkristall wird mehrere Meter lang und bis zu 30cm dick. Die Stangen werden entweder rund gelassen, was wenig verwendet wird, quadratisch oder semiquadratisch abgefast. Anschließend werden etwa 0.3mm dicke Scheiben (Wafer) geschnitten. Die nicht unerheblichen Säge- und Abfasabfälle werden wieder eingeschmolzen. Die Wafer werden in nach-chemischen Ätz-Spülbädern gereinigt, wobei beidseitig 0.01mm weg geätzt werden. Bei den, bereits als Rohwafer, p-dotierten Wafern (mit Bohr) wird nun die n-dotierte Schicht durch Phosphordiffusion aufgetragen. Das Phosphorgas diffundiert ca. bei 800°C bis 900°C ein, wobei die Oberseite nun auch umdotiert wird. Damit entsteht der p-n-Übergang, das Herzstück der Solarzelle. Die anschließend aufgebrachte Antireflexionsschicht, die die wunderschöne blaue Farbe erzeugt, verbessert den Wirkungsgrad. Anschließend werden die Kontakte mit Siebdruckverfahren aufgedruckt, ja regelrecht eingebrannt durch die Antireflexionsschicht hindurch. An den Kanten werden die Solarzellen abgeätzt, um die p- und n-Schicht sauber zu trennen, [4] S.2-32

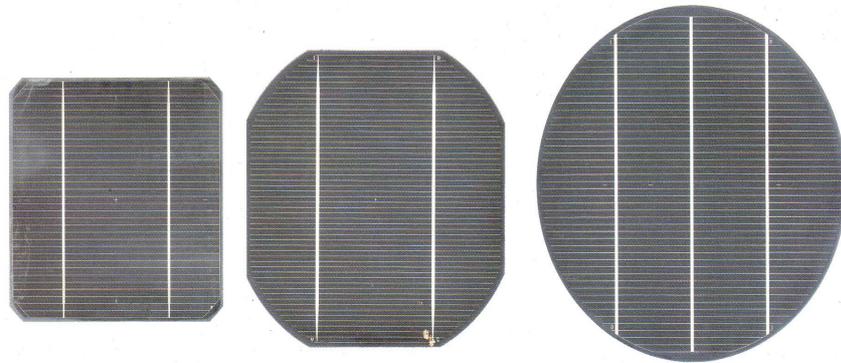


Bild 2.5.2 monokristalline Zellen
von links: quadratisch,
semiquadratisch und rund
[4] S.2-32

Die runden Zellen sind in der Herstellung am billigsten, aber bei den Verwendern am unbeliebtesten. Mit runden Maßen lassen sich Flächen nur unwirtschaftlich nutzen. Den meisten Verschnitt beim Abfasen verursachen aber die quadratischen Zellen, [4] S.2-32

Übliche Größen sind: 10 x 10cm (4 Zoll), 12.5 x 12.5cm (5 Zoll) oder 15 x 15cm (6 Zoll),
Durchmesser von 12.5cm oder 15cm.

Übliche Dicken sind: 0.2 bis 0.3mm

Struktur: homogen

Farbe: dunkelblau bis schwarz

Wirkungsgrad: 15% bis 18%

2.5.2 Polykristalline Solarzellen

Wieder wird das Ausgangsmaterial Polysilizium in Quarztiegeln, allerdings in quadratischen, eingeschmolzen. Durch gerichtetes Erstarren, d.h. kontrolliertes Aufheizen und Abkühlen bilden sich viele, möglichst große homogene Siliziumzellen, deren Korn von ein paar Millimetern bis Zentimetern reichen. An den Korngrenzen der Kristalle stellen sich Kristalldefekte ein, die ein höheres Rekombinationsrisiko bergen. Dadurch sind polykristalline Solarzellen etwas minderwertiger als die monokristallinen. Sie haben einen geringeren Wirkungsgrad. Die Blöcke, die dabei entstehen nennt man Ingots. Auch sie werden zu 0.3mm dicken Wafern zurecht gesägt. Das Aufbringen der Antireflexionsschicht und der Kontakte wird wie bei den monokristallinen Zellen verwirklicht, [4] S.2-33.

polykristalline Zellen hier in Bild 2.5.3 li. ohne Antireflexschicht, mi. mit Antireflexschicht, re. mit Stromabnehmerlinien
[4] S.2-34



Übliche Größen sind: 10 x 10cm (4 Zoll), 12.5 x 12.5cm (5 Zoll), 15 x 15cm (6 Zoll), 15.6 x 15.6cm (6 Zoll) und 21 x 21cm (8 Zoll)

Übliche Dicken sind: 0.24 bis 0.3mm

Struktur: Eisblumenstruktur, Kristalle mit unterschiedlicher Orientierung, unterschiedliche Reflexionen des Lichtes

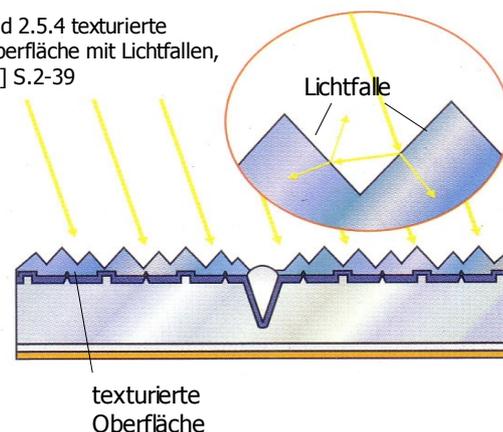
Farbe: blau mit Antireflexionsschicht, silber ohne Antireflexionsschicht

Wirkungsgrad: 13% bis 16%

Nach Aufbringen der Frontkontakte sorgt eine texturierte Oberfläche aus winzigen „Gebirgen“ für geringe Reflexionsverluste, sogenannte Lichtfallen, [4] S.2-39.

Mit dieser Oberflächenstruktur wird der Wirkungsgrad zusätzlich verbessert. Das ist auf alle Arten Solarzelle anwendbar.

Bild 2.5.4 texturierte Oberfläche mit Lichtfallen, [4] S.2-39



2.5.3 Dünnschicht-Zellentechnologie

Seit etwa zehn Jahren wird verstärkt an Verfahren gearbeitet, um die Herstellung von Dünnschichtzellen zu verbessern. Es lassen sich photoaktive Halbleiter auf günstige Trägermaterialien (z.B. Glas) auftragen. Es kommen als Verfahren infrage, z.B. das Aufdampf-Verfahren, Sputter-Verfahren (Kathodenzerstäubung), elektrolytische Bäder. Einsetzbar sind amorphes Silizium, Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) und Cadmium-Tellurid. Diese Materialien haben eine hohe Lichtabsorption, weswegen relativ niedrige Schichtdicken, die kleiner als 0.001mm sind, theoretisch ausreichen. Die Toleranz für Verunreinigungen ist höher. Die Verarbeitungstemperaturen sind deutlich niedriger mit 200°C bis 600°C. Hier liegen enorme Energieeinsparpotentiale, ebenso für Material. Hier gibt es für die Herstellung große Automatisierungspotentiale. Außerdem ist man nicht nur an bestimmte Wafergrößen gebunden. Theoretisch sind alle Formen möglich. Nur die Tatsache, dass bei Verschaltungen von Zellen alle gleich groß sein müssen, beschränkt die Form auf eine quadratische.

Im folgenden Bild sieht man einen Vergleich des Energieaufwandes zur Herstellung der unterschiedlichen Zellenarten:

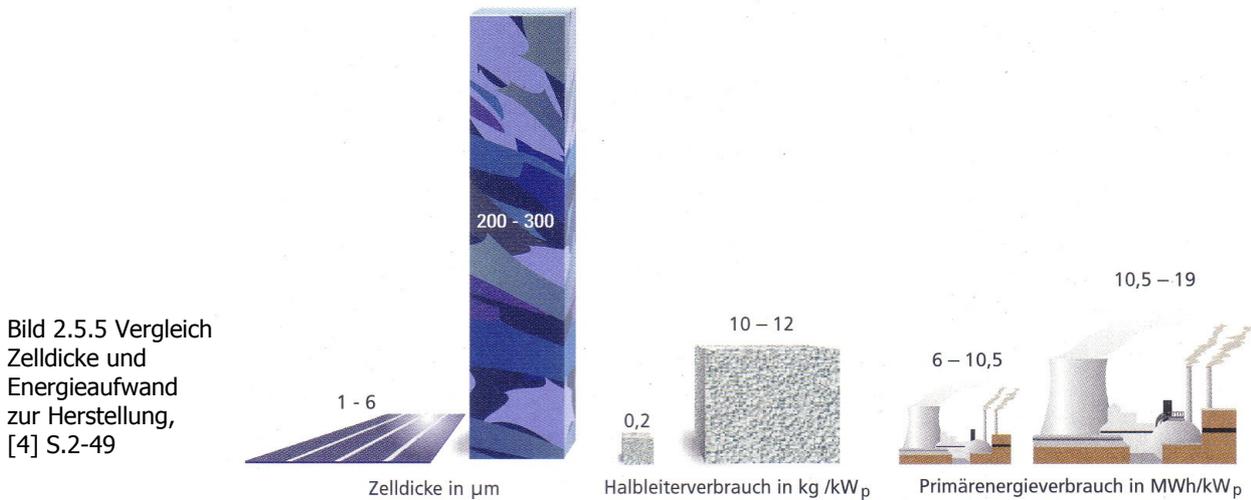


Bild 2.5.5 Vergleich Zelldicke und Energieaufwand zur Herstellung, [4] S.2-49

An dieser Grafik kann man sehen, wie hoch die Einsparpotenziale sind: am Primärenergieverbrauch spart man bis etwa zum Dreifachen, beim Halbleiterverbrauch bis zum 60fachen, und an der Zelldicke bis zum 300fachen. Da Solarenergie zum Energiesparen eingesetzt wird, sowie im Strom- als auch Warmwasserverbrauch, ist es umso besser politisch zu vertreten, wenn auch die Herstellung energiearm ist. Außerdem ist zu erwarten, dass Solarenergie immer erschwinglicher wird, je effektiver die Herstellung ist. Es gibt auch Unterschiede in der Verschaltung der Zellen: während die kristallinen Zellen von außen verlötet werden müssen, können Dünnschichtzellen schon im Vorwege bei der Beschichtung, sogenannten monolithisch verschaltet werden. Das gibt neue Möglichkeiten für die Gestaltung von Solarmodulen. Da die Zellen eben nicht einzeln verlötet werden, wird der Wirkungsgrad eher auf die photovoltaisch aktive Fläche, die Aperturfläche bezogen. Der Vorteil bei Dünnschichtzellen liegt darin, dass sie nicht so empfindlich gegen Verschattungen sind. Bei kristallinen Zellen funktioniert bei Verschattung eines kleinen Stückes der Zelle die ganze Zelle nicht mehr, während bei den Dünnschichtzellen nur der kleine abgeschattete Bereich unwirksam wird. Verschattungsprobleme sind in der Anwendung von Modulen eines der Hauptprobleme. Desweiteren haben Dünnschichtzellen einen günstigeren Temperaturkoeffizienten und die Fähigkeit diffuses und schwaches Licht besser auszunutzen. Daher kann die Energieausbeute trotz niedrigem Wirkungsgrad relativ gut sein. [4] S.2-49

2.5.4 Einige Dünnschichtzellenarten

Die amorphe Zelle:

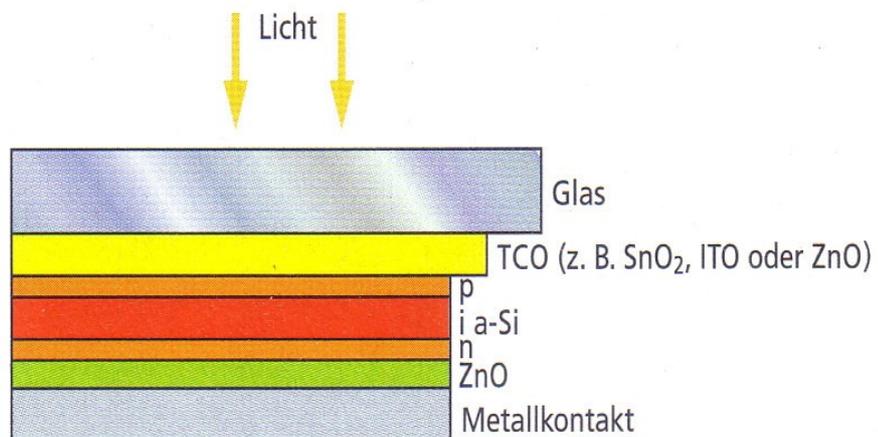


Bild 2.5.6 Schichtaufbau einer amorphen Zelle, [4] S.2-51

Hinter dem Glas befinden sich zunächst die Frontkontakte aus Zinnoxid (SnO_2), Indium-Zinnoxid (ITO) oder Zinkoxid (ZnO). Die p-n-Schicht zwischen der ein intrinsisches (undotiertes) Silizium liegt, sorgt für das elektrische Feld. Die Zwischenschicht ist notwendig, weil das amorphe (hydrogenisierte) Silizium eine sehr kleine Diffusionslänge hat und somit freie Ladungsträger zur Stromerzeugung nicht lang genug leben würden. Genau in dieser Schicht findet die Lichtabsorption und Ladungsträgererzeugung statt. Die untere Zinkoxidschicht (ZnO) wirkt zusammen mit dem Metallkontakt als Reflektor. [4] S.2-51

Wirkungsgrad: 5 bis 7%, stabilisierter Zustand nach 6 – 12 Monaten wegen Lichtalterung

Größe: Standard sind maximal $0.79 \times 2.44\text{m}^2$, Sondermodule bis maximal $2 \times 3\text{m}^2$

Dicke: 1 – 3mm Trägermaterial (nicht gehärtetes Glas, Metall oder selten Kunststoff mit 0.05mm) mit ca. $0.001\text{mm} = 1\mu\text{m}$ Beschichtung, davon $0.3 \mu\text{m}$ amorphes Silizium

Struktur: homogen

Farbe: rötlich-braun bis schwarz oder blau-violett

Die Kupfer-Indium-Diselenid-Zelle (CIS-Zelle):

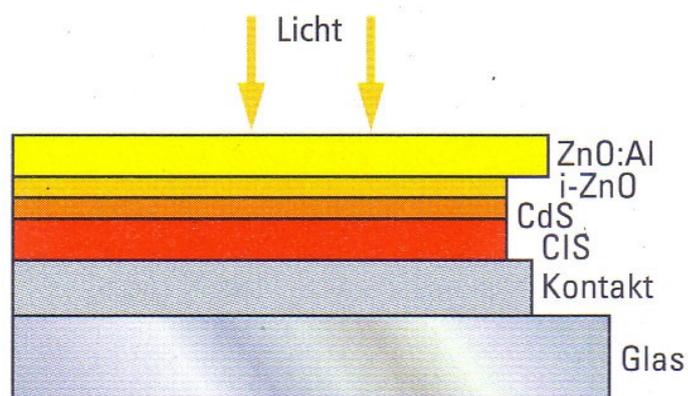


Bild 2.5.7 Schichtaufbau einer CIS-Zelle, [4] S.2-52

Das aktive, stromerzeugende Halbleitermaterial ist hier das Kupfer-Indium-Diselenid (CIS), meist noch legiert mit Gallium und/oder Schwefel. Diese Schicht ist p-dotiert. Hier wird das Licht absorbiert. Als lichtdurchlässiger Frontkontakt dient hier n-leitendes, aluminium-dotiertes Zinkoxid (ZnO_2Al). Dieses wird zusammen mit einer i-ZnO-Zwischenschicht aufgesputtert (Kathodenzerstäubung). Fehlanpassungen zwischen der CIS-Schicht und den ZnO-Schichten werden mit einer n-leitenden Cadmium-Sulfid-Schicht (CdS) ausgeglichen. CIS sind nicht so lichtalterungsempfindlich, wie die amorphen Zellen. Leider ist das Zinkoxid feuchtigkeitsempfindlich. Daher muss es sehr gut versiegelt werden. Diese Zellen haben unter den Dünnschichtzellen den höchsten Wirkungsgrad. [4] S.2-52

Wirkungsgrad: 9 bis 11%

Größe: Standardmodule sind maximal $1.20 \times 0.60\text{m}^2$

Dicke: 2 – 4mm Trägermaterial (nicht gehärtetes Glas) mit 3 -4 μm Beschichtung, davon ca. 1 – 2 μm CIS

Struktur: homogen

Farbe: dunkelgrau bis schwarz

Die Cadmium-Tellurid-Zelle (CdTe):

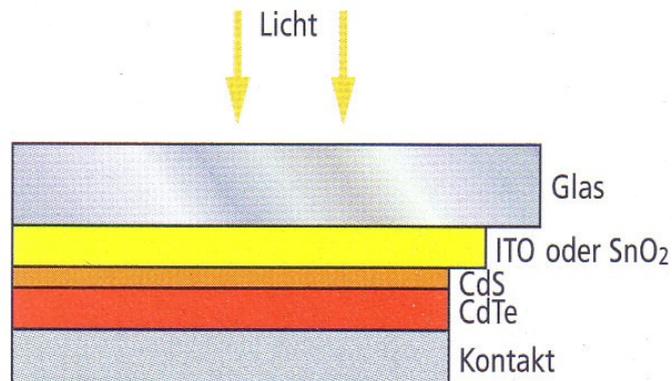


Bild 2.5.8 Schichtaufbau einer Cadmium-Tellurid-Zelle, [4] S.2-54

Hinter der Glasplatte sitzt eine TCO-Schicht meist aus Indium-Zinkoxid, manchmal auch Zinnoxid (SnO_2), die als Frontkontakt dient. Die Cadmium-Sulfid-Schicht ist sehr dünn und n-leitend. Gleich darunter liegt die p-leitende Cadmium-Tellurid-Schicht (CdTe). Beide Schichten werden nach Aufbringen noch einmal unter 400°C heißer chlorhaltiger Atmosphäre kontrolliert erhitzt, so dass diese zu einer CdS-CdTe-Doppelschicht aktiviert werden und rekristallisieren. Der ganz unten liegende (Rück-)Kontakt stellt eine Schwachstelle dar, da sein metallisches Material zum Altern neigt. Moderne Cadmium-Tellurid-Zellen haben keine Anfangsdegeneration.

Sehr interessant ist die Tatsache, dass die Cadmium-Tellurid-Zelle in der Herstellung die günstigste ist. Cadmium fällt im Bergbau als Abfall an. So rechtfertigt sich die doch recht umstrittene Anwendung von dem Schwermetall Cadmium. Die Verbindung Cadmium-Tellurid gilt als ungiftig und stabil. Im Brandfall wird es von zuerst schmelzenden Glas umschmolzen. [4] S.2-54

Wirkungsgrad: 7 bis 8.5%

Größe: Standardmodule sind maximal $1.20 \times 0.60\text{m}^2$

Dicke: 3mm Trägermaterial (nicht gehärtetes Glas) mit ca. $5 \mu\text{m}$ Beschichtung

Struktur: homogen

Farbe: dunkelgrün spiegelnd bis schwarz

2.6 Die Visitenkarte einer Solarzelle – Die Kennlinien und Kennwerte

2.6.1 Die Kennwerte einer Solarzelle

Kenngröße	Formelzeichen	Einheit
<i>Spannungen</i>		
Solarzellenklemmspannung	U	V
Diodenspannung	U_D	V
Temperaturspannung	U_T	V
MPP-Spannung (Spannung im MPP-Punkt, Nennspann.)	U_{MPP} oder U_{pmax}	V
Leerlaufspannung (Photovoltaikzelle/Modul ohne Verbraucher unter Standardbedingungen STC)	U_L (U_0 oder U_{oc})	V
<i>Ströme</i>		
Solarzellenklemmstrom	I	A
Diodenstrom	I_D	A
Sperrstrom	I_0	A
Sättigungssperrstrom	I_s	A
MPP-Strom (PV-Strom im MPP-Punkt, Nennstrom)	I_{MPP} oder I_{pmax}	A
Kurzschlussstrom (Strom, wenn die Zelle/Modul kurzgeschlossen ist unter Standardbedingungen STC)	I_K (I_{sc})	A
Photostrom, vom Licht erzeugt	I_{ph}	A
Strom durch den Parallelwiderstand	I_P	A
<i>Widerstände</i>		
Parallelwiderstand	R_P	Ω
Serienwiderstand	R_S	Ω
<i>Faktoren, Beleuchtung, Koeffizienten</i>		
Einstrahlstärke	E	W/m^2
Koeffizient des Photostromes	c_0	m^2/V
Diodenfaktor (optional)	m	keine
Füllfaktor für Solarzellen, meist zwischen 0.75 und 0.85	FF	keine

Die Kennwerte sind aus [4], S.2-36 und S.2-40 entnommen.

Kenngröße	Formelzeichen	Einheit
Leistungen		
Wirkungsgrad (Verhältnis der von der Zelle abgegebenen Leistung zur Solarstrahlung)	η	%
MPP-Leistung (maximale Leistung bei Standardbedingungen STC)	P_{MPP}	W_p (peak)

Anwendungen in Formeln folgen nach und nach.

2.6.2 Das Schaltzeichen der Solarzelle

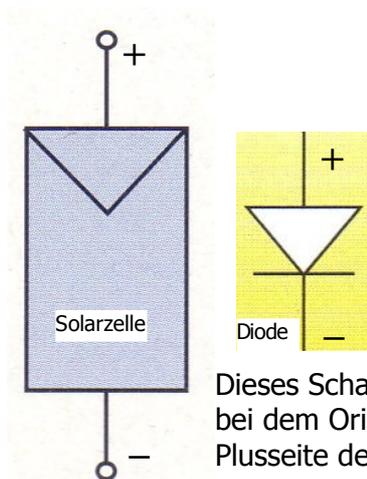


Bild2.6.1 Schaltzeichen einer Solarzelle im Vergleich mit einem Diodenschaltzeichen [4] S.3-24 und [4] S.2-63

Dieses Schaltzeichen rechts erinnert ein wenig an eine Diode. Auch bei dem Originalschaltzeichen ist das „Dreieck“ die Anode, die Plusseite der Diode.

2.6.3 Die Dunkelkennlinie

Da eine Solarzelle unbeleuchtet wie eine Diode funktioniert, hat ihre Dunkelkennlinie auch den Charakter einer Diodenkennlinie. [4] S.2-63

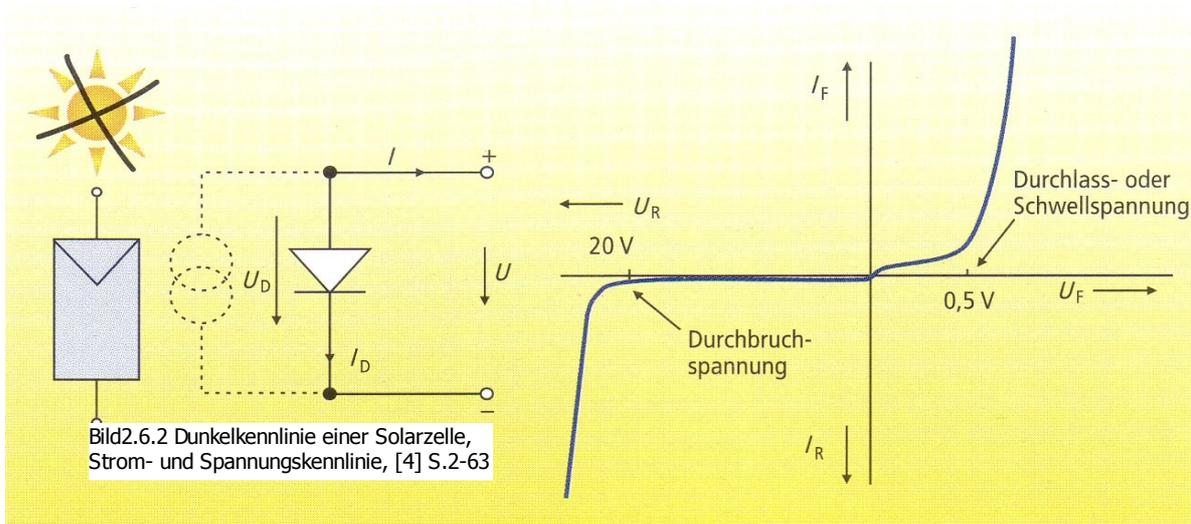
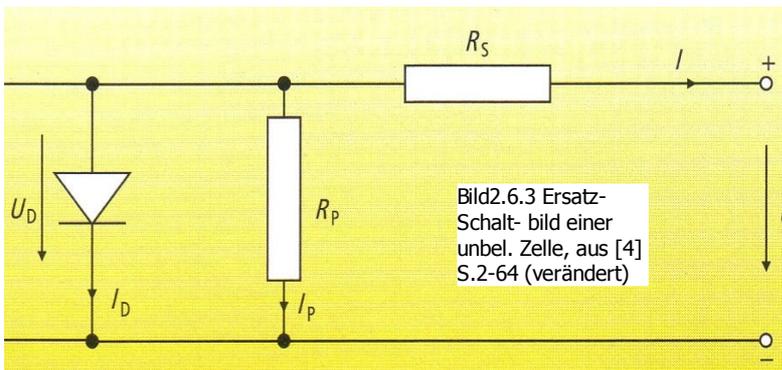


Bild2.6.2 Dunkelkennlinie einer Solarzelle, Strom- und Spannungskennlinie, [4] S.2-63

Oben ist ein Beispiel (Bild 2.6.2) einer Kennlinie einer monokristallinen, unbeleuchteten Solarzelle. Die Durchlassspannung liegt bei etwa 0.5V, wobei die Durchbruchspannung 12-50V beträgt, je nach Ausführung der Zelle.

2.6.4 Das Ersatzschaltbild einer unbeleuchteten Solarzelle

Die unbeleuchtete Solarzelle kann man sich in diesem Ersatzschaltbild, Bild 2.6.3 unten vorstellen. R_S stellt den seriellen Verlustwiderstand dar, stellvertretend für Verluste an den Metall-Halbleiter-Kontakten, Widerstand des Halbleitermaterial und den Zuleitungen. Der Wert des seriellen

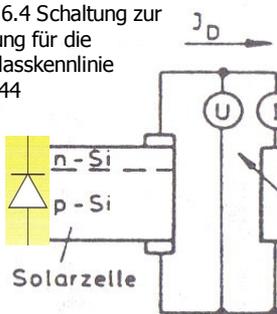


Widerstandes liegt bei einigen Milliohm bis Ohm. Der parallele Widerstand R_P stellt Verluste innerhalb der Solarzelle dar, z.B.: durch Rekombinationen von Ladungsträgern, Kristallfehler und Dotierung. Sein Wert liegt bei $\gg 10$ Ohm. Ein Ersatzschaltbild hat allgemein das Ziel, physikalische Vorgänge mit realen Bauelementen vorzustellen und

nachzuahmen. Im Idealfall hat die Zelle keine seriellen und parallelen Verluste.

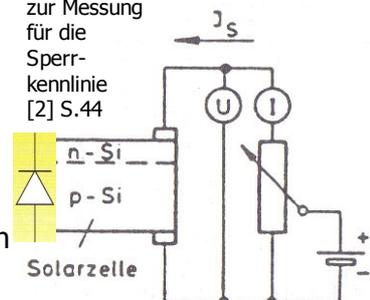
2.6.5 Messung der Dunkelkennlinie

Bild 2.6.4 Schaltung zur Messung für die Durchlasskennlinie [2] S.44



Um die Dunkelkennlinie zu erhalten, legt man an die Anschlüsse „+“ und „-“ eine veränderliche, externe Spannung an. Entweder erhält man die Durchlasskennlinie, wenn man die Zelle auch wie in Bild 2.6.4 in Durchlass

Bild 2.6.5 Schaltung zur Messung für die Sperrkennlinie [2] S.44



verschaltet oder wie in Bild 2.6.5 in Sperrichtung. Durch langsames Verändern der extern angelegten Spannung über einen Widerstand werden dabei die Kennlinien durchfahren, so wie man es bei der Messung von Diodenkennlinien auch durchführt. Ist eine Zelle verdunkelt oder auch verschattet wirkt sie wie ein Verbraucher. Das Verschattungsproblem und deren Folgen müssen bei Solarzellen und Solarmodulen sehr ernst genommen werden. Dazu wird aber später mehr erklärt. Die ideale Kennlinie einer unbeleuchteten Solarzelle entspricht der Shockley-Kennlinie einer Diode. [2] S.44

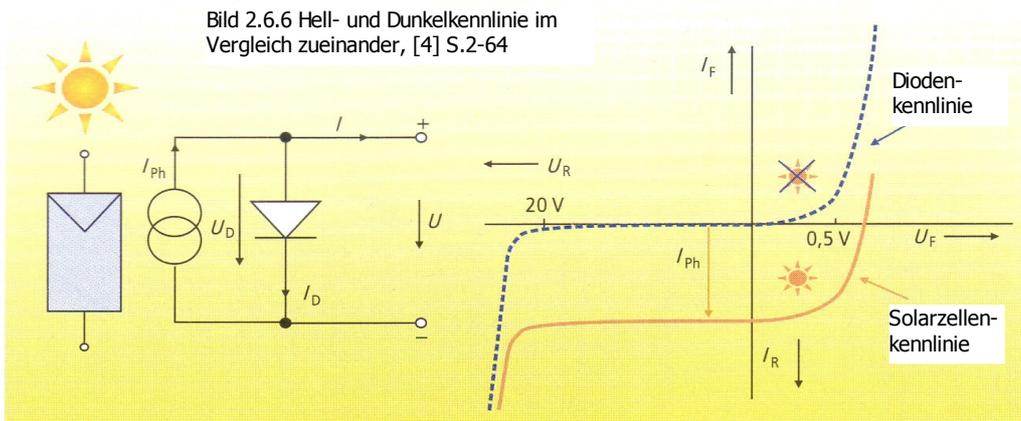
Hier ist die berühmter Shockley-Kennliniengleichung einer idealen Diode (Solarzelle) dargestellt:

$$I_D = I_0 * \left(e^{\frac{U}{U_T}} - 1 \right)$$

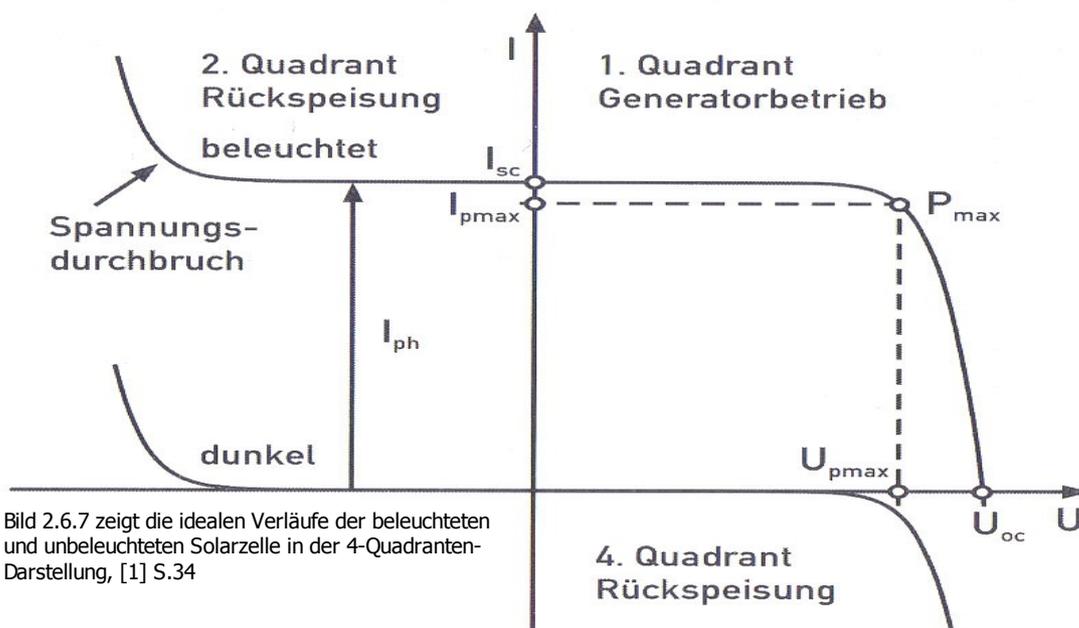
Gl. 2.6.1 Shockley-Kennlinie, [1] S.34

2.6.6 Die Hellenlinie

Ihre eigentliche Aufgabe können Solarzellen nur erfüllen, wenn sie anständig bestrahlt werden. Auch dafür gibt es natürlich eine „diodenähnliche“ Hellenlinie. Allerdings arbeitet die Zelle nicht mehr in der Dunkelheit als Verbraucher, sondern voll bestrahlt als Generator. Daher fließt der Generatorstrom, hier in Bild 2.6.6 unten als I_R , in umgekehrter Richtung. Eine beleuchtete Solarzelle stellt eine Parallelschaltung aus einer Diode und einer Stromquelle dar. Die Hellenlinie ist um den Betrag des Photostromes I_{Ph} parallel verschoben. Der Photostrom ist der vom Licht erzeugte Strom und von der Einstrahlung abhängig. [4]S.2-64

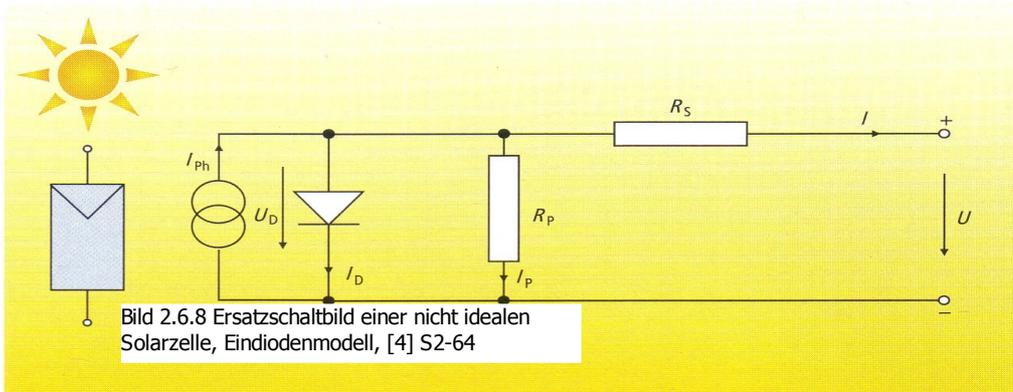


Diese Hellenkennliniendarstellung ist aber nicht üblich. Vielmehr wird die Vier-Quadrantendarstellung bevorzugt. Dabei wird die Hellenkennlinie „umgeklappt“ und in den ersten Quadranten gelegt, siehe Bild 2.6.7:



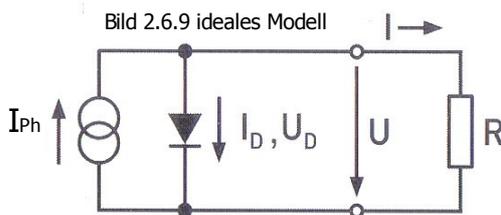
Mit dieser Darstellung wirkt die Hellenkennlinie in der Generatordarstellung doch auch gleich „positiver“. Größen, auf die es bei bestrahlten Solarzellen ankommt, wie z.B. MPP , I_{pmax} , U_{pmax} , U_{oc} , I_{sc} wirken somit gleich übersichtlicher. In allen Datenblättern, die Solarmodulen vom Hersteller beigelegt werden, werden die wichtigsten Kennwerte im ersten Quadranten so mitgeliefert.

2.6.7 Das Ersatzschaltbild einer bestrahlten Solarzelle



Das Ersatzschaltbild der bestrahlten Solarzelle ist im Vergleich zum Ersatzschaltbild der unbeleuchteten Solarzelle nur um die Stromquelle erweitert. R_s und R_p sind natürlich immer vorhanden. Dieses Modell ist zum Verständnis das gängigste, das Standardmodell. Es ist wichtig beim Betrieb einer Solaranlage von Zeit zu Zeit den Serienwiderstand zu überprüfen. Bei der beleuchteten Solarzelle gibt es gleich mehrere Modelle von Ersatzschaltbildern. Im Folgenden wird ein Vergleich der verschiedenen Ersatzschaltbild-Modellen gezeigt: ([1]S.36f)

Das Ideal-Modell



Beim Ideal-Modell gibt es keine Verlustwiderstände. Da dieses in der Realität so gut wie nie vorkommt, hat das Modell geringe Approximationsqualität. Die mathematische Formel entspricht die der idealen Diode mit Photostrom.

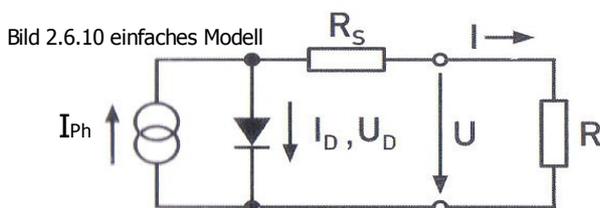
$$I_D = I_{Ph} - I_0 * \left(e^{\frac{U}{U_T}} - 1 \right)$$

Gl. 2.6.2 Shockley-Kennlinie mit Photostrom

$$U = U_T * \ln\left(\frac{I_{Ph} - I + I_0}{I_0}\right)$$

Gl. 2.6.3 Solarspannung, ideales Modell

Das einfache Modell



Das einfache Modell besitzt gute Approximationsqualität, da der in der Realität vorkommende Serienwiderstand R_s berücksichtigt ist. Bei diesem Modell kann R_s negativ werden, weshalb das Modell sich nicht so gut eignet.

$$I_D = I_{Ph} - I_0 * \left(e^{\frac{U + I \cdot R_s}{U_T}} - 1 \right)$$

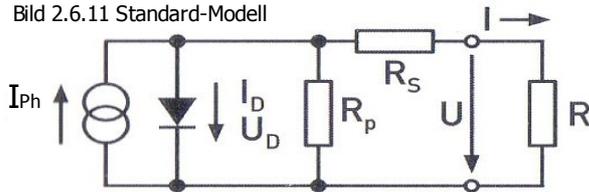
Gl. 2.6.4 Solarstrom, einfaches Modell

$$U = U_T * \ln\left(\frac{I_{Ph} - I + I_0}{I_0}\right) - I \cdot R_s$$

Gl. 2.6.5 Solarspannung, einfaches Modell

Das Standardmodell

Bild 2.6.11 Standard-Modell



Auch dieses Modell hat (nur) gute Approximationsqualität. Es berücksichtigt zusätzlich den parallelen Widerstand R_p . Die Spannung U als explizite Lösung ist aber unbekannt, was auch dieses Modell nicht zufriedenstellend macht.

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{U + I \cdot R_s}{U_T}} - 1 \right) - \frac{(U + I \cdot R_s)}{R_p}$$

Gl. 2.6.6 Solarstrom, Standardmodell

Das Zwei-Dioden-Modell

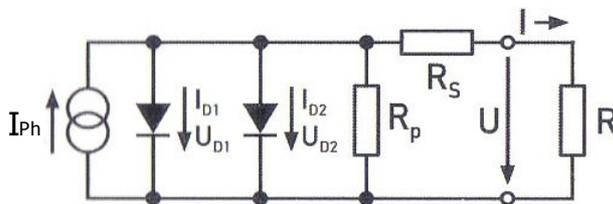


Bild 2.6.12 Zwei-Dioden-Modell

Beim Zwei-Dioden-Modell besteht zwar sehr gute Approximationsqualität, weil auch eine „eingebaute“ Diode in Sperrrichtung berücksichtigt ist. Leider gibt es auch hier für die Spannung U keine explizite Lösung.

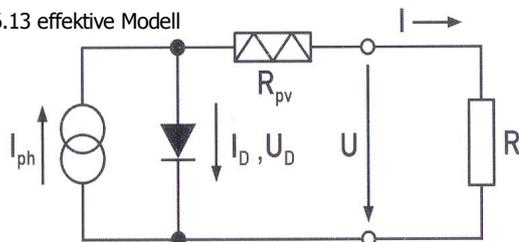
$$I = I_{ph} - I_{01} \cdot \left(e^{\frac{U + I \cdot R_s}{U_{T1}}} - 1 \right) - I_{02} \cdot \left(e^{\frac{U + I \cdot R_s}{U_{T2}}} - 1 \right) - \frac{(U + I \cdot R_s)}{R_p}$$

Gl. 2.6.7 Solarstrom, Zwei-Dioden-Modell

Diese Ersatzschaltbilder eignen sich gut zum Verständnis, aber zur expliziten Berechenbarkeit fehlt es entweder an der guten Approximationsqualität oder der expliziten Darstellung von Solarklemmenstrom und -spannung. Gebraucht werden die Berechenbarkeit von Anpassungsproblemen zwischen Photovoltaik-Generatoren und den Verbrauchern. Die Strom-Spannungs-Kennlinie sollte explizit berechenbar sein, sowie die Kennlinien-Parameter aus den vom Hersteller vorgegebenen Kennwerten I_{SC} , U_{OC} , I_{pmax} und U_{pmax} . Außerdem sollte die Genauigkeit dem Stand der Technik mit 1% auch gegeben sein.

Das effektive Modell

Bild 2.6.13 effektive Modell



Das effektive Modell beinhaltet ein fiktives photovoltaisches Bauelement, den R_{pv} . Dieser Wert kann negativ werden und entspricht **nicht** dem Serienwiderstand R_s . Es dient nur als Rechenmodell. Der echte Serienwiderstand wird, entweder zeichnerisch, oder wenn man es ganz korrekt machen will, rechnerisch und zeichnerische gemäß IEC 60 891 ermittelt, dazu aber später.

Dieses Modell hat Strom und Spannung als explizite Lösung, auf deren Grundlage man die Steigung der Kennlinie M , die Leistung und die Steigung der Leistung errechnen kann, sowie die Gleichungsparameter R_{pv} , U_T , I_0 und I_{ph} .

Es sind nun die wichtigsten Formeln zusammengestellt, ([1] Seite38):

Kennliniengleichungen

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{U + I \cdot R_{pv}}{U_T}} - 1 \right) \quad \text{Gl. 2.6.8 Solarstrom, effektives Modell}$$

$$U = U_T \cdot \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - I \cdot R_{pv} \quad \text{Gl. 2.6.9 Solarspannung, effektives Modell}$$

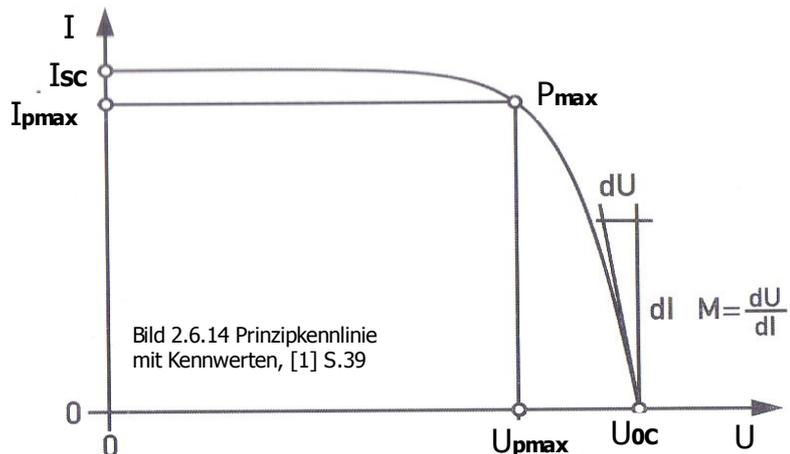
$$\frac{dU}{dI} = - \left(\frac{U_T}{I_{ph} - I + I_0} \right) + R_{pv} \quad \text{Gl. 2.6.10 Steigung der Kennlinie M}$$

$$P = I \cdot U_T \cdot \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - I^2 \cdot R_{pv} \quad \text{Gl. 2.6.11 Leistung}$$

$$\frac{dP}{dI} = U_T \cdot \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - I \cdot \left(\frac{U_T}{I_{ph} - I + I_0} + 2 \cdot R_{pv} \right) \quad \text{Gl. 2.6.12 Steigung der Leistung}$$

Gleichungsparameter

Man benötigt zur Berechnung der Gleichungsparameter die Kennwerte des Herstellers: I_{sc} , U_{oc} , I_{pmax} , U_{pmax} . Zum Verständnis ist eine Prinzipsdarstellung einer Solarkennlinie mit den eingetragenen Kennwerten. Es gibt 5 Formeln für die Berechnung, ([1] Seite 42).



$$R_{pv} = -M \cdot \left(\frac{I_{sc}}{I_{pmax}} \right) + \left(\frac{U_{pmax}}{I_{pmax}} \right) \cdot \left(1 - \left(\frac{I_{sc}}{I_{pmax}} \right) \right) \quad \text{Gl. 2.6.13}$$

$$I_{ph} = I_{sc} \quad \text{Gl. 2.6.14}$$

$$U_T = - (M + R_{pv}) \cdot I_{sc} \quad \text{Gl. 2.6.15}$$

$$I_0 = I_{sc} \cdot e^{\frac{-U_{oc}}{U_T}} \quad \text{Gl. 2.6.16}$$

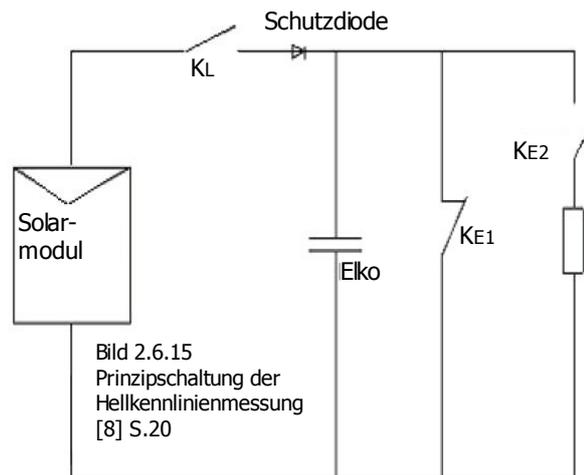
$$M = \frac{U_{oc}}{I_{sc}} \cdot \left(-5,411 \cdot \left(\frac{I_{pmax} \cdot U_{pmax}}{I_{sc} \cdot U_{oc}} \right) + 6,450 \cdot \left(\frac{U_{pmax}}{U_{oc}} \right) + 3,417 \cdot \left(\frac{I_{pmax}}{I_{sc}} \right) - 4,422 \right) \quad \text{Gl. 2.6.17}$$

Approximationsfunktion für die Steigung M im Leerlaufpunkt

Die Gleichung 2.6.17 für M ist unabhängig vom Material der Solarzellen bzw. des Moduls und hat eine Genauigkeit von 1%. Damit kann man die Steigung M im Leerlaufpunkt für x-beliebige Solarzellen bzw. Module berechnen. Diese Berechnungen sind vor allem Grundlage um MPP-Regelungen (MPP = Punkt maximaler Leistung) zu berechnen oder alle Punkte der Kennlinien zu berechnen.

2.6.8 Die Hellkennlinienmessung

Um diese Kennlinie zu erhalten legt man selbstverständlich keine externe Spannung an wie bei der Dunkelkennlinienmessung, sondern im beleuchteten Zustand wird ein Widerstand langsam verändert, vom Kurzschlussstrom bis hin zur Leerlaufspannung. Idealerweise eignet sich eine Schaltungsanordnung mit einem Kondensator, der Solarzelle parallelgeschaltet, der dann über eine gewisse Zeit aufgeladen, die Kennlinie „durchfährt“. Den veränderlichen Widerstand bildet ein Elko. Wird K_L geschlossen, wird das Solarmodul kurzgeschlossen, KE_1 und KE_2 sind offen, und der Elko lädt sich bis zur Leerlaufspannung auf. In dieser Zeit erfolgt die Kennlinienaufnahme mit z.B.: einem x-y-Schreiber. Nach der Messung muss der Kondensator wieder entladen werden. Das erfolgt in zwei Stufen. Erst wird KE_1 geschlossen und der Elko entlädt sich zum Teil über den Widerstand R , K_L ist zu diesem Zeitpunkt schon wieder offen. Nach einer vorgegebenen Zeit wird wieder umgeschaltet, KE_1 ist wieder offen. KE_2 fällt in die Ruhelage zurück (geschlossen) und entlädt den Kondensator vollständig. So ist diese Messanordnung zur nächsten Messung bereit. Wenn man die Schliess- und Öffnungszeiten von K_L , KE_1 und KE_2 flexibel gestaltet, so könnte man verschiedene Module mit verschiedenen Leerlaufspannungen messen. Für Leistungsmessung zur gleichen Zeit muss vom Modul die Spannung und der Strom (mit Shunt) gemessen werden.



Messzyklus für eine Kennlinienmessung, [1] S.59:

K_L	KE_1	KE_2	Bemerkung
-	-	-	Anfangszustand, alle K offen
-	x	-	Restentladung des Elkos
x	x	-	Kurzschluss am Modul, nicht gefährlich
x	-	-	Start des Messvorganges
-	-	-	Ende der Messzeit
-	-	x	Entladung des Elkos über R
-	-	-	Ruhezustand

Die Ladezeit des Elkos richtet sich nach dem Kurzschlussstrom I_{sc} , der Kapazität und der Leerlaufspannung U_{oc} . Zum Zeitpunkt t_1 hat der Ladestrom den halben Wert des Kurzschlussstromes, nach $2 \cdot t_1$ ist der Kondensator nahezu vollständig aufgeladen, siehe [1]S.61. Es fließt nur noch der Sperrstrom I_0 . Es gilt näherungsweise: ([1] S.61)

$$I(T) = \frac{I_{sc}}{2} \quad \text{Gl. 2.6.18}$$

$$I(2 \cdot t_1) = I_0 \quad \text{Gl. 2.6.19}$$

$$t_1 = C \cdot \left(\frac{U_{oc}}{I_{sc}} \right) \quad \text{Gl. 2.6.20}$$

$$C_{opt}(T) = \left(\frac{T}{2} \right) \cdot \left(\frac{I_{sc}}{U_{oc}} \right) \quad \text{Gl. 2.6.21}$$

Mit C_{opt} legt man bei einer gewünschten Messzeit eine optimale Kapazität des Ladekondensators fest, [1] S.61. Bei der Entladezeit ist die Kapazität dann festgelegt, womit nur noch mit R die Entladezeit eingestellt wird. Als Entladezeit in der ersten Stufe, **KE1** geschlossen, wird τ (tau) so gewählt, dass nach τ der Kondensator nur noch 37% Restladung hat, d.h.

$$t(\tau) = R \cdot C \quad \text{Gl. 2.6.22 [6]}$$

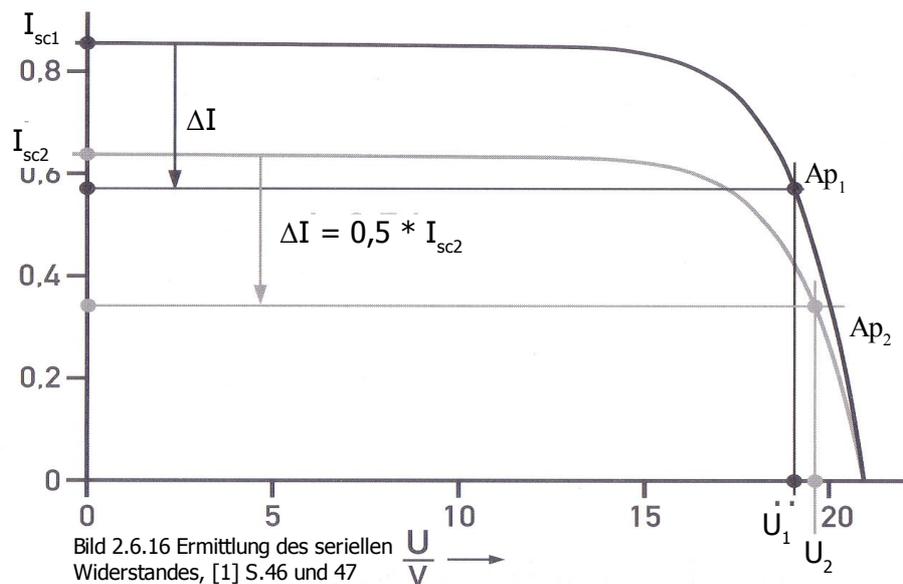
2.6.9 Das Ermitteln des Serienwiderstandes R_S

Wenn man ein Solarmodul betreibt, dann wünscht man natürlich dauerhaft gleich guten Ertrag. Deshalb ist es wichtig, die Voraussetzungen dafür stets zu überwachen. Denn der serielle Widerstand R_S , der durch Kontakte hauptsächlich entsteht, verändert sich mit der Zeit, wenn durch Korrosion die Übergangswiderstände und somit auch R_S ändert. Von Zeit zu Zeit sollte der Wert des seriellen Widerstandes überprüft werden. In allen Ersatzschaltbildern kann keine explizite Berechnung des R_S gefunden werden: entweder man hat keine explizite Lösung für die Modulspannung (Standardmodell oder Zweiodenmodell), keine hinreichende Genauigkeit (einfaches Modell) oder R_S kommt gar nicht erst in der Formel vor (effektives Modell). Diese Verfahren sind auf Solarzellen, sowie auch auf ganze Module anwendbar. Zur Zeit sind vier Verfahren bekannt:

Ermittlung von R_S in Anlehnung an DIN EN 60 891

Es müssen zwei Kennlinien bei unterschiedlicher Bestrahlung bei konstanter Temperatur ($\pm 2^\circ\text{C}$) und bei gleicher spektraler Verteilung der Bestrahlungsstärke gemessen werden ([1] S.46ff). Aus den Kennlinien müssen die Arbeitspunkte A_1 und A_2 ermittelt werden. Man geht wie folgt dabei vor: aus der Kennlinie mit dem niedrigeren Kurzschlussstrom gilt:

$$\Delta I = 0,5 \cdot I_{sc2} \quad \text{Gl. 2.6.23}$$



Steht dieser Wert fest, ist A_2 mit U_2 schon festgelegt. Das gleiche ΔI wendet man auch bei der ersten Kennlinie mit dem höheren Kurzschlussstrom an.

Zusammenfassend gilt:

Arbeitspunkte
$$U_1 = U_{Kennl1} \cdot (I_{sc1} - \Delta I) \quad \text{Gl. 2.6.24}$$

$$U_2 = U_{Kennl2} \cdot (I_{sc2} - \Delta I) \quad \text{Gl. 2.6.25}$$

Serienwiderstand
$$R_S = \frac{(U_2 - U_1)}{(I_{sc1} - I_{sc2})} \quad \text{Gl. 2.6.26}$$

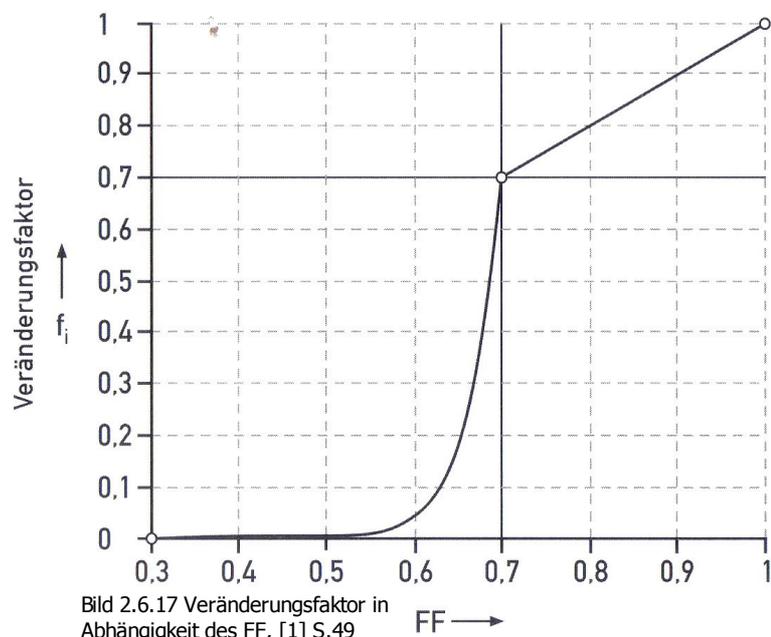
Diese Messvorschrift bezieht sich auf Laborbedingungen mit konstanter Temperatur und künstlichen Lichtquellen mit gleichem Spektrum. Es treten aber hier systematische Messfehler auf, weswegen diese Messungen insgesamt dreimal durchgeführt werden müssen und anschließend die Werte von R_S gemittelt werden.

Ganz genau gemäß DIN EN ist das nicht. Der Unterschied liegt in der Feststellung der Punkte U_1 bzw. U_2 . Nach der DIN EN 60891 wird ein Punkt gesucht, der höher liegt als der U_{Mpp} . Es ist nicht von vornherein die Differenz $\Delta I = 0,5 \cdot I_{sc2}$ festgelegt.

Der Praktiker mit seiner Solaranlage hat selten ein Labor bei sich. Für ihn muss es auch die Möglichkeit geben unter freiem Himmel zu messen, [1] S. 48. Das kann er auch: beide Kennlinien müssen innerhalb einer Minute gemessen werden. Damit hat er nahe zu gleiche Messbedingungen. Um eine andere Einstrahlstärke zu erhalten legt er einen Filter über das zu messende Modul, ein sogenanntes „Fliegengitter“. Für Großanlagen ist aber diese Art und Weise zu mühsam.

Ermittlung von R_S mit Messung aus nur einer Kennlinie

Auch bei der Messung aus einer Kennlinie werden zwei gebraucht. Die zweite wird nicht gemessen, sondern simuliert [1] S.49ff. Dazu wird folgende Annahme getroffen: der Kurzschlussstrom I_{sc} und der Strom I_{pmax} verringern sich um den gleichen Faktor f_i . Gemäß DIN EN 60 891 ist dieser Faktor f_i frei wählbar. Um systematische Fehler und Wiederholungsmessungen zu vermeiden, wählt man den Verringerungsfaktor f_i in Abhängigkeit vom Füllfaktor FF, wie in Bild 2.6.17 rechts dargestellt. Für FF größer oder gleich, wählt man den FF, [1] S.50. Für kleinere FF (für FF siehe unter 2.7.3) gilt:



$$f_i = 2,2 \cdot 10^{-9} \cdot e^{28 \cdot FF} \quad \text{Gl. 2.6.27}$$

Weiterhin wird angenommen, dass sich U_{oc} und U_{pmax} um den gleichen Faktor f_u verringern. Die Verringerung liegt im Bereich von 1%, so dass $f_u = 1$ definiert wird.

Somit gilt: $I_{sc1} \Rightarrow I_{sc2} = f_i \cdot I_{sc1}$ Gl. 2.6.28

$$I_{pmax1} \Rightarrow I_{pmax2} = f_i \cdot I_{pmax1} \quad \text{Gl. 2.6.30}$$

$$U_{oc1} \Rightarrow U_{oc2} = U_{oc1} \quad \text{Gl. 2.6.29}$$

$$U_{pmax1} \Rightarrow U_{pmax2} = U_{pmax1} \quad \text{Gl. 2.6.31}$$

Weiterhin gilt wie unter Messung von zwei Kennlinien:

Arbeitspunkte $U_1 = U_{Kennl1} \cdot (I_{sc1} - \Delta I)$ Gl. 2.6.24 Serienwiderstand $R_S = \frac{(U_2 - U_1)}{(I_{sc1} - I_{sc2})}$ Gl. 2.6.26

$$U_2 = U_{Kennl2} \cdot (I_{sc2} - \Delta I) \quad \text{Gl. 2.6.25}$$

Dieses Verfahren ist sehr nützlich bei sehr großflächigen Anlagen.

Rein zeichnerische Ermittlung des R_S aus einer Kennlinie

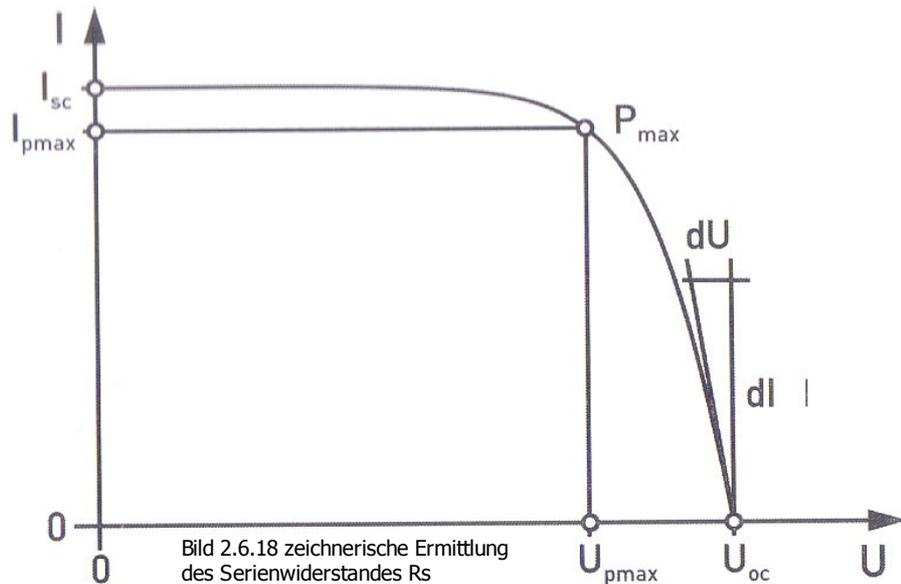
Dieses Verfahren ist alt, einfach und umstritten bei Solarfachleuten. Hierbei nimmt man lediglich an, dass an der Stelle U_{oc} die Kennlinie nahezu linear ist, wobei einfach gilt:

$$R_S = \frac{(\Delta U)}{(\Delta I)}$$

Gl. 2.6.27

Es rührt aus den Betrachtungen einer Spannungsquelle (Netzwerke). In der

nahen Umgebung von U_{oc} ist der Strom Null, es wirkt nur noch R_S . Der hauptsächliche „Knackpunkt“ ist, dass diese Kennlinie in Wahrheit nicht linear, sondern wegen des Diodencharakters in der Solarzelle einer Logarithmusfunktion folgt, [Diskussion mit dem Autor von 1]. Die Wahrheit ist, dass nicht wirklich klar ist, welches Verfahren zur Ermittlung von R_S das beste ist. Im Leerlauf fließt ein relativ großer Strom durch die „Diode“ der Solarzelle, weshalb man im Punkt U_{oc} die Kurve eben **nicht** als linear ansehen darf. Auch wenn die Solarzelle/ das Solarmodul nicht nach außen hin belastet ist, fließt aufgrund der ständigen Energiezufuhr durch die Sonne der Photostrom im Leerlauf durch den Diodenteil der Solarzelle/des Solarmoduls. Die hier behandelten Kennlinien zeigen nur die *Aussenwirkung* des Solargenerators, wobei der volle Photostrom nur im Kurzschlussfall zu sehen ist.



Rechnerische Ermittlung des R_S

Zur einfachen rechnerischen Ermittlung von R_S benötigt man U_{oc} , I_{sc} und die Spannung U_0 , die etwas höher liegt als U_{oc} , die man einstellen muss, um eine Dunkelkennlinienmessung durchzuführen. Dieser Wert kommt gerade wegen R_S zustande.

Es gilt:
$$R_S = \frac{(U_0 - U_{oc})}{I_{sc}}$$
 Gl. 2.6.28

2.6.10 Das Ermitteln des Parallelwiderstandes R_p

Zum Ermitteln des Parallelwiderstandes R_p sind zwei Verfahren bekannt. R_p kann sich unter Umständen verringern, so dass auch hier eine Überprüfung von Zeit zu Zeit sinnvoll ist.

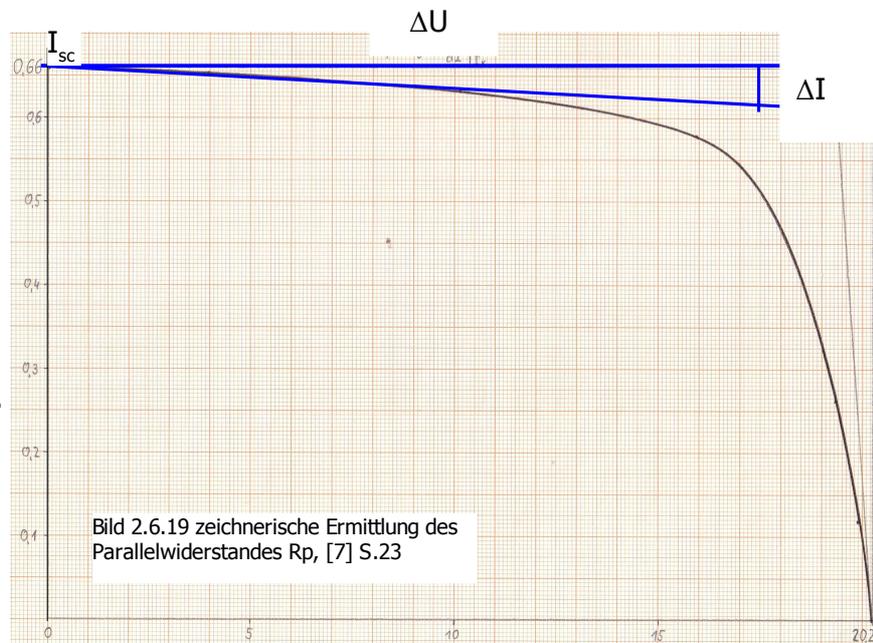
Rein zeichnerische Ermittlungen des R_p aus der Hellkennlinie

An der Stelle I_{sc} wirkt der serielle und parallele Widerstand. Es wird bei I_k eine Tangente angelegt, [7] S.23. Es gilt:

$$R_S + R_p = \frac{(\Delta U)}{(\Delta I)}$$

Gl. 2.6.29

Im Kurzschlussfall wirken sowie R_S als auch R_p . Keiner von beiden kann vernachlässigt werden.



Weiterhin gibt es gemäß [1] S. 54 die Ermittlung von R_p aus der Kennliniensteigung an der Stelle I_{sc} . Hierbei wird R_S nicht berücksichtigt. Bestrahlung und Temperatur der Zelle/des Moduls sind beliebig. Das Kennlinienverhalten der Solarzelle wird als nahezu lineare Stromquelle I_{sc} mit dem Verlustwiderstand R_p angenommen.

Der Ansatz lautet:

$$I(U) = I_{sc} - \frac{U}{R_p} \quad \text{und} \quad U(I) = (I_{sc} - I) \cdot R_p$$

Aus der Kennliniensteigung $-\left(\frac{dU}{dI}\right)$ ergibt sich dann R_p , praktisch wie in Bild 2.6.19 nur ohne R_S .

Ein weiterer Ansatz zur Ermittlung von R_p legt nahe dem Kurzschlusspunkt eine Sekante. Der Laststrom I_L wird mit $I_L = 0,99 \cdot I_{sc}$ festgelegt. Es ergibt sich der Arbeitspunkt U_L und somit zusammen mit der Sekantensteigung:

$$R_p = \frac{U_L}{(I_{sc} - I_L)} \quad \text{Gl. 2.6.30}$$

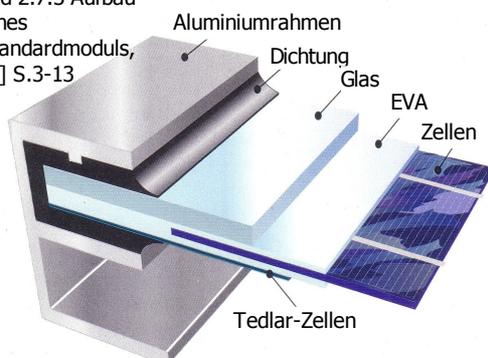
2.7 Das Verschalten der Solarzellen zu Modulen

Eine einzelne Solarzelle ist zum Betrieb einer Photovoltaikanlage nicht zu gebrauchen. Mit einer Zellenleerlaufspannung von ca. 0,6 V kann man nicht viel anfangen. Zur Verwendung werden höhere Spannungen benötigt. Ein Standardmodul hat ca. 17V Leerlaufspannung. Diese Spannung ist gängig zum Laden der 12V-

Akkumulatoren, die eine Komponente in einer Photovoltaikanlage mit Inselbetrieb ist. Dafür benötigt man 36 bis 40 Zellen. Für höhere Spannungen werden die ganzen Module zu Strings verschaltet. Man schaltet die Zellen in Reihe um höhere Spannungen zu erreichen, siehe Bild 2.7.1. Um einen höheren Strom zu erreichen werden Zellen parallel geschaltet. Meistens gibt es eine Kombinationsschaltung der Zellen.

Entsprechend ändern sich die Kennlinien von der Zellenkennlinie zur Modulkennlinie. Bei der Verschaltung ist unbedingt zu beachten, dass man gleiche Zelltypen verwendet. Bei Reihenschaltung sollten die Zellen gleichen Kurzschlussstrom haben. Bei Parallelschaltungen sollten die Zellen gleiche Leerlaufspannung haben. Beachtet man das nicht, hat es Leistungsverluste zur Folge. Das Gleiche gilt bei Verschaltung von ganzen Modulen untereinander. Parallelschaltung werden häufig bei Inselanlagen verwendet. Serienschaltungen eher bei Anlagen mit kombinierten Netzbetrieb ([4] S.3-34f). Die heutigen Standardmodule haben bis zu 216 Zellen, eine Leistung bis zu 300 W, [4] S.3-13. Sie werden da eingesetzt, wo keine besonderen Anforderungen an Form und Größe gestellt werden. Standardmodule, siehe Bilder 2.7.3 und 2.7.4, sind relativ kostengünstig hergestellt, da es keine teuren Sonderanfertigungen sind. Sie sind entweder in Teflon, EVA (Ethylen-Vinyl-Acetat) oder

Bild 2.7.3 Aufbau eines Standardmoduls, [4] S.3-13



Gießharz eingegossen. Danach werden die Zellen in Glas eingebettet. Ein Aluminiumrahmen, der abgedichtet wird, gibt dann schließlich die Endform. Sie sind z.B.: mit den Maßen 1,60m x 0,8m oder auch 2,15m x 1,25m erhältlich.

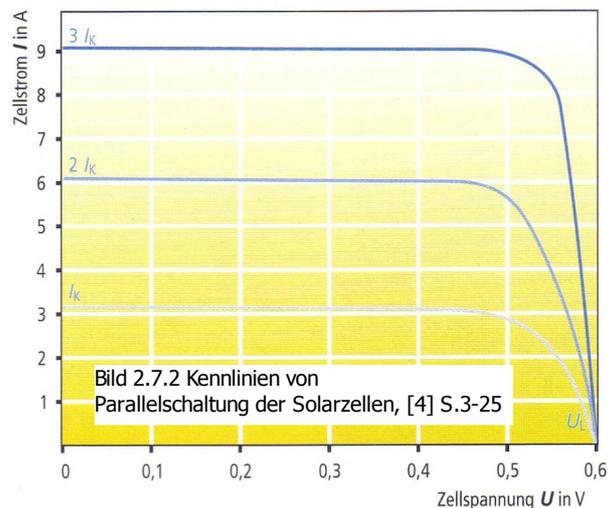
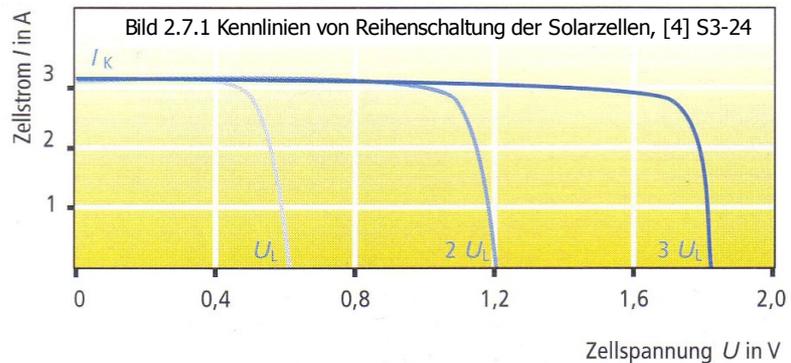


Bild 2.7.4 gerahmte Standardmodule, [4] S.3-13



2.7.1 Kenngrößen von Modulen

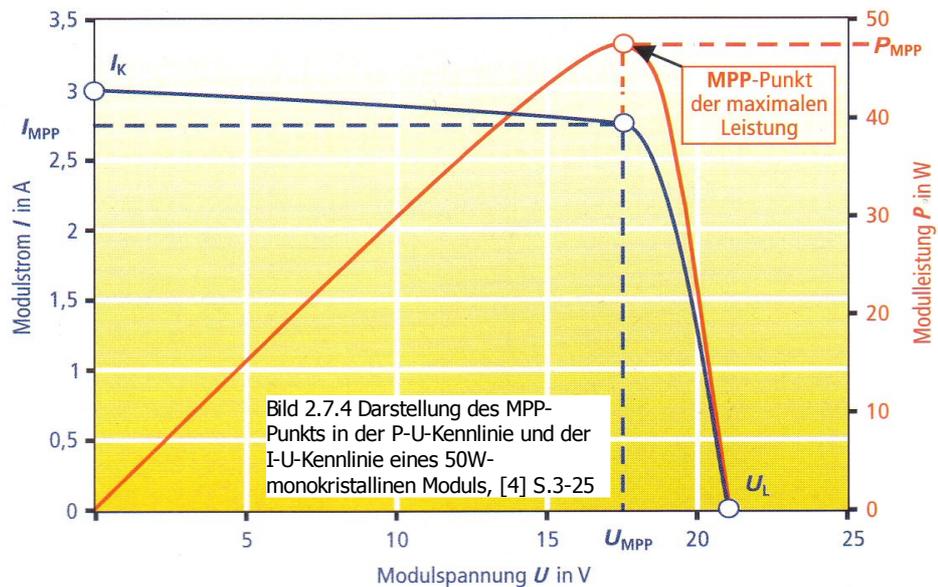
Kenngröße	Formelzeichen	Einheit
Elektrische Kenngrößen		
Nennleistung (Mpp-Leistung bei STC)	P_{\max} oder P_n	Wp
Nennstrom (Mpp-Strom)	I_{MPP}	A
Nennspannung(Mpp-Spannung)	U_{MPP}	V
Kurzschlussstrom	I_k oder I_{sc}	A
Leerlaufspannung	U_L oder U_{oc}	V
Maximal zulässige Systemspannung	U_{\max}	V
Modulwirkungsgrad	η	%
Thermische Kenngrößen		
*NOCT(Zell-Betriebstemp.)	-	°C
Temperaturkoeffizient der Mpp-Spannung	β_{MPP}	% / K
Temperaturkoeffizient der Mpp-Leistung	γ	% / K
Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstromes	α	% / K
Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung	β	% / K
Maximal zulässige Modultemperatur	-	°C
Weitere Kenndaten und Eigenschaften		
Flächendruck	-	N /m ²
Feuchtigkeit bei 85 °C	-	% (relativ)
Hagelschlag/Hagelkörner	-	mm ² , m/s
Höhe x Breite x Dicke	-	mm
Gewicht	-	kg
Leistungsgarantie	-	a (Jahre)
Schutzklasse	-	I oder II
Zulassungen	-	CEC, IEC oder UL

Die Kennwerte sind aus [4], S.3-26 entnommen.

*NOCT = Nominal Operating Cell Temperature bei 20°C, 800W/m², Wind bei 1m/s

2.7.2 Der Punkt maximaler Leistung MPP

Der Punkt maximaler Leistung (MPP-Punkt) ist eine wichtige Kenngröße einer Solarzelle bzw. eines Solarmoduls. Wenn man die Zelle/das Modul immer in diesem Punkt betreibt, dann erhält man den größtmöglichen Ertrag. Dieser Punkt ist einstrahlabhängig und temperaturempfindlich. Im Herstellungsprozess wird der MPP unter Standardbedingungen nach DIN EN 60904-3 gemessen. Unter Standardbedingungen gemessen nennt man P_{MPP} auch die Peakleistung.



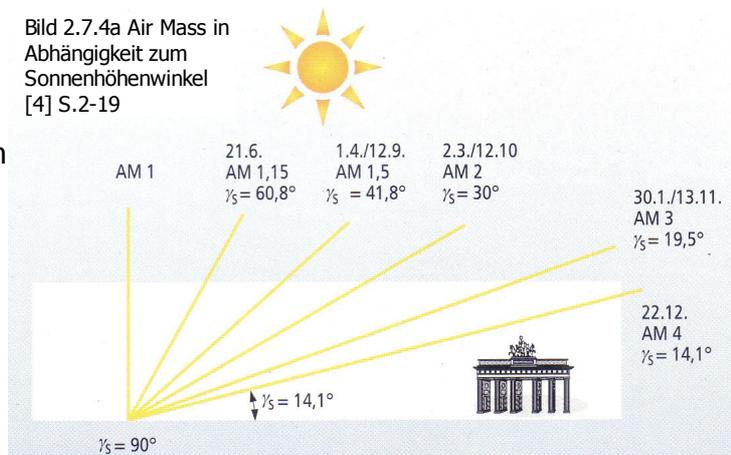
Die Standard-Bedingungen (STC) sind:

- Bestrahlungsstärke bei $E_0 = 1000 \cdot \left(\frac{W}{m^2}\right)$
- Zellentemperatur bei $T_{j0} = 25^\circ C$
- Sonnenspektrum im Air Mass bei $AM = 1,5$

Der Air Mass ist ein Maß für das einfallende Sonnenspektrum.

Zum Vergleich: AM0 bedeutet extraterrestisches Spektrum, AM1 bedeutet kürzester Weg durch das Spektrum, einen Sonnenhöhenwinkel von $\gamma_s = 90^\circ$ AM 1,5 tritt auch hier in Mitteleuropa an klaren Tagen zu bestimmten Uhrzeiten auf. Der AM hängt vom Sonnenhöhenwinkel γ_s ab. Deshalb ist auch in den Standardbedingungen der AM von 1.5 festgelegt. In Bild 2.7.4a ist die Abhängigkeit des Air Mass vom Sonnenhöhenwinkel dargestellt. Der Sonnenhöhenwinkel ist jahreszeitlich abhängig und vom Breitengrad des Standortes. [4] S.2-18f

Bild 2.7.4a Air Mass in Abhängigkeit zum Sonnenhöhenwinkel [4] S.2-19

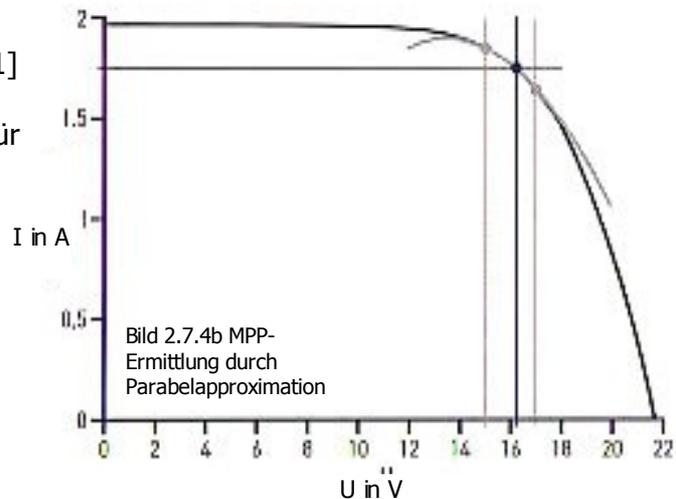


$$AM = \frac{1}{(\sin(\gamma_s))} \quad \text{Gl.2.7.1}$$

Die Berechnung des MPP-Punktes aus drei Messpunkten in der Umgebung des MPP-Punktes

Es gibt ein annäherndes Verfahren, um rechnerisch den MPP-Punkt zu bestimmen, [1] S.57f. Dazu wird in der Umgebung des MPP eine Parabel angenommen. Man braucht dafür zunächst drei Messwertepaare aus der Umgebung des MPP:

U_L	I_L	P_L
U_{L1}	I_{L1}	P_{L1}
U_{L2}	I_{L2}	P_{L2}
U_{L3}	I_{L3}	P_{L3}



Es wird ein Parabelabschnitt zur Interpolation in der Umgebung des MPP gewählt, siehe Bild 2.7.4b. Es folgt:

$$I_L = a + b \cdot U_L + c \cdot U_L^2 \quad \text{Gl.2.7.2}$$

Die gemessenen Wertepaare werden in die Matrix eingesetzt.

In der Matrixschreibweise:

$$\begin{bmatrix} 1 & U_{L1} & U_{L1}^2 \\ 1 & U_{L2} & U_{L2}^2 \\ 1 & U_{L3} & U_{L3}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix} \quad \text{Gl.2.7.3}$$

Zunächst wird dann die Leistung P_L gebildet mit: $P_L = U_L \cdot (a + b \cdot U_L + c \cdot U_L^2)$ Gl.2.7.4

Um aus dieser Parabel das Maximum, d.h. den MPP-Punkt zu bestimmen, muss die erste Ableitung gebildet werden: $\frac{dP_L}{dU_L} = a + b \cdot U_L + c \cdot U_L^2 + U_L \cdot (b + 2 \cdot c \cdot U_L) = 0$ Gl.2.7.5

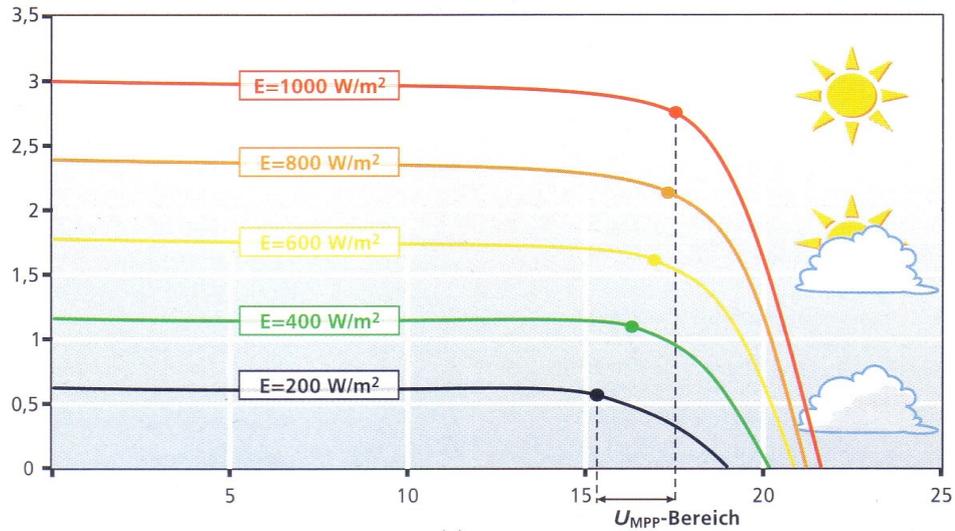
Durch Umformung ergibt sich der MPP-Punkt für $U_L > 0$:

$$U_{pmax} = \frac{(b + \sqrt{b^2 - 3 \cdot a \cdot c})}{(-3 \cdot c)} \quad \text{und} \quad I_{pmax} = a + b \cdot U_{pmax} + c \cdot U_{pmax}^2 \quad \text{Gl.2.7.6 + Gl.2.7.7}$$

2.7.3 Der Einfluss von Temperatur und Einstrahlung auf das Solarmodul

In den Bildern 2.7.5 bis 2.7.7 ist der Einfluss der Einstrahlung und der Temperatur auf den MPP-Punkt zu erkennen:

Bild 2.7.5
Verschiebung des MPP bei unterschiedlicher Einstrahlung, [4] S.3-27



Bei Änderung der Einstrahlung ändert sich die Leerlaufspannung nur wenig, aber es steigt der Kurzschlussstrom deutlich an, wenn die Einstrahlung stärker wird (Bild 2.7.5). Die Kennlinie verschiebt sich parallel zur Spannungsachse in Richtung höheren Kurzschlussstrom.

Bei unterschiedlichen Temperaturen, siehe Bild 2.7.6 und Bild 2.7.7, ändert sich sowohl die Leistungskennlinie, als auch die U-I-Kennlinie. Es ändert sich auffällig die Leerlaufspannung, wobei der Kurzschlussstrom sich nur geringfügig ändert. Durch die deutliche Änderung der Leerlaufspannung verändert sich auch die Leistung sehr stark, bis zu 35%, und somit auch der MPP-Punkt. Änderung von Temperatur, Einstrahlung und Verschattung (siehe Abschnitt 2.8.3) sind die Hauptprobleme bei dem Betrieb von Photovoltaikanlagen, neben der Frage der Ausrichtung und des Standortes. Die Modulspannung wird am stärksten durch die Modultemperatur beeinflusst. Daher ist Hinterlüftung der Module sehr wichtig, [4] S.3-28. Ausserdem kann die Betriebsspannung die Spannungsfestigkeit nachgeschalteter Betriebsmittel überschreiten, gerade bei Reihenschaltung von Modulen zu höheren Spannungen.

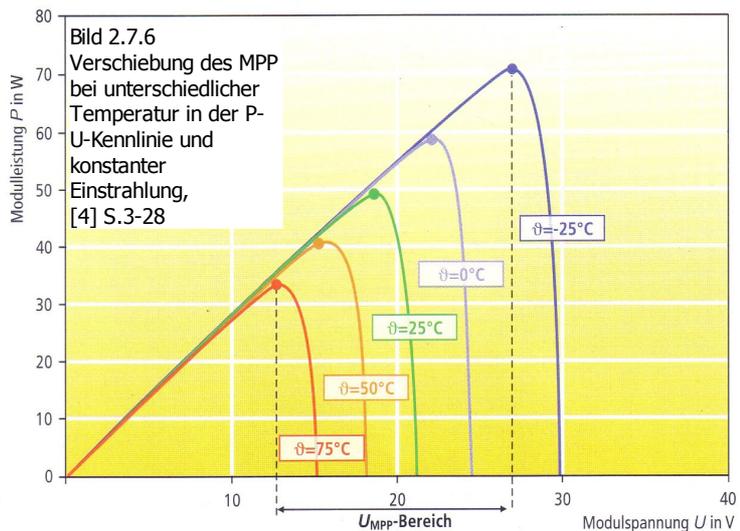


Bild 2.7.6
Verschiebung des MPP bei unterschiedlicher Temperatur in der P-U-Kennlinie und konstanter Einstrahlung, [4] S.3-28

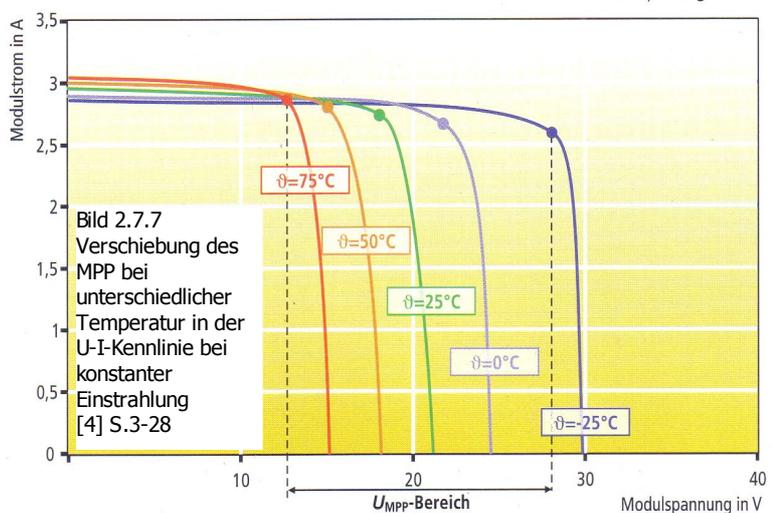


Bild 2.7.7
Verschiebung des MPP bei unterschiedlicher Temperatur in der U-I-Kennlinie bei konstanter Einstrahlung [4] S.3-28

Die Berechnung des Temperaturkoeffizienten:

Die Werte des Kurzschlussstromes und der Leerlaufspannung des Moduls werden bei der Temperatur von 25°C als 100% angenommen. Die sich ergebenden Werte bei geänderter Temperatur werden prozentual zu den 100%-Werten berechnet. Da die Änderung der Temperatur linear zur Änderung von Kurzschlussstrom bzw. der Kurzschlussspannung ist, gilt dann näherungsweise für Temperaturen zwischen -25°C und +75°C, [8] S.17.

$$TK_{I_k} = \frac{(I_{k\text{neu}} \cdot \text{inProzent} - I_{k\text{bei}25^\circ\text{C}} \cdot \text{inProzent})}{(\theta_{\text{neu}} - 25^\circ\text{C})}$$

Einheit: [%/°C] oder [%/K] Gl.2.7.8

wobei $I_{k\text{bei}25^\circ\text{C}} = 100\text{Prozent}$

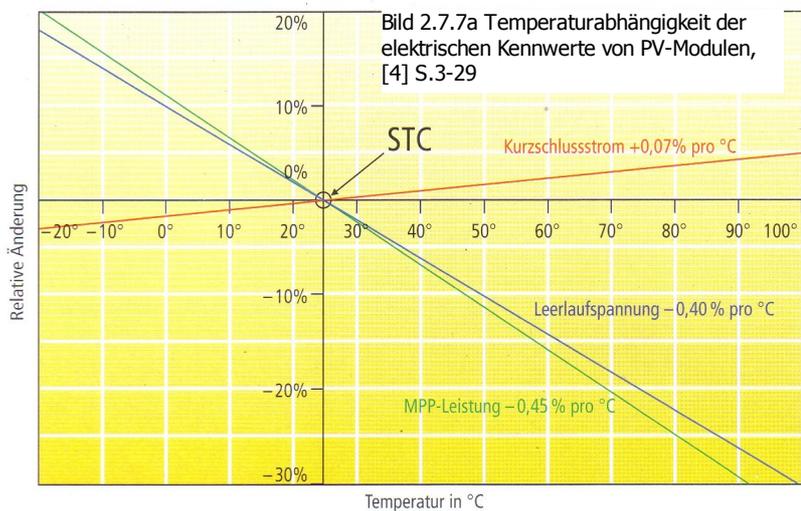
$$TK_{U_0} = \frac{(U_{0\text{neu}} \cdot \text{inProzent} - U_{0\text{bei}25^\circ\text{C}} \cdot \text{inProzent})}{(\theta_{\text{neu}} - 25^\circ\text{C})}$$

Einheit: [%/°C] oder [%/K] Gl.2.7.9

wobei $U_{0\text{bei}25^\circ\text{C}} = 100\text{Prozent}$

Man kann die Temperatur in °C auch in Kelvin (K) angeben. Es kommt hier auf eine Temperaturdifferenz ($\pm \Delta\theta$) an. Dann wird der Temperaturkoeffizient in %/K angegeben. Dieses ist meist bei Datenblättern der Fall.

Das Diagramm rechts (Bild 2.7.7a) kann zur Bestimmung der Kennwerte herangezogen werden, [4] S.3-28, wobei prozentual die Änderungen der Kennwerte angegeben sind zur Änderung der Temperatur.



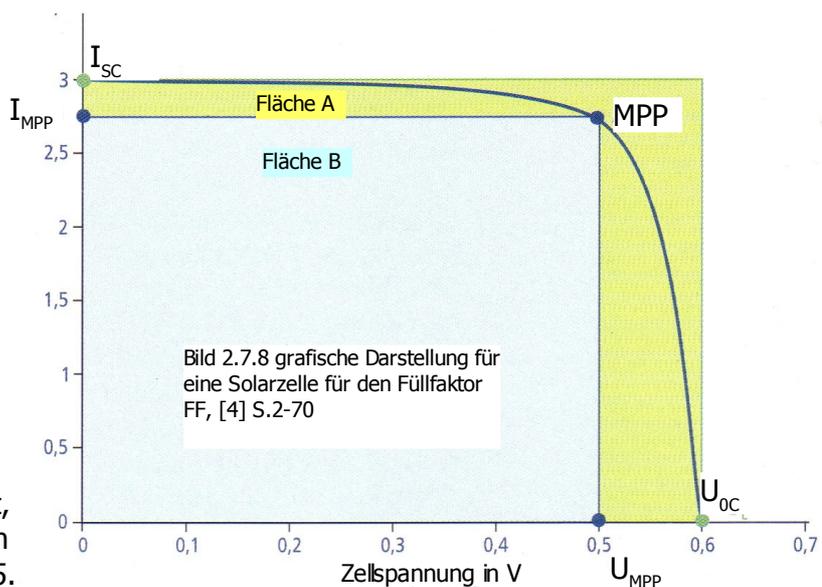
2.7.4 Der Füllfaktor

Zur Beurteilung über die Qualität einer Solarzelle bzw. eines Solarmoduls wird der Füllfaktor angegeben, [4] S.2.69. Es ist das Flächenverhältnis von Fläche A (maximaler Leistung) zu Fläche B („theoretisch“ höchste Leistung) oder auch:

$$FF = \frac{I_{MPP} \cdot U_{MPP}}{(I_{SC} \cdot U_{0C})}$$

Gl.2.7.10

Je dichter der Wert von FF an 1 ist, desto besser ist die Qualität. Üblich sind Werte zwischen 0,75 und 0,85.



2.7.5 Das Verschattungsproblem

Eines der Hauptprobleme, die Verschattung,[4] S.3-30ff, einzelner Solarzellen führt dazu, dass die abgeschattete Zelle zum Verbraucher wie ein Widerstand wird. In dieser Zelle wird kein Strom mehr erzeugt. Die Stromflussrichtung kehrt sich um. Die anderen beleuchteten Zellen treiben den Strom durch die verschattete Zelle. Der

höchstmögliche Strom ist der Kurzschlussstrom. Wenn der Strom zu hoch wird kann sich die verschattete Zelle so erhitzen, dass sich ein Hot-Spot (heißer Punkt) bildet und sie zerstört werden kann. Ist erst mal eine Zelle vorgeschädigt, so ist der Schaden irreparabel. Die Zellen merken sich auch jede Verschattung, wobei jedes Mal die Zelle etwas mehr beschädigt wird. Es ist sehr wichtig darauf zu achten, dass bei einer Photovoltaikanlage keine Verschattungen auftreten. Vor Planung einer Anlage ist eine Verschattungsanalyse ratsam. Allerdings sind herabfallende Blätter auch in einer Verschattungsanalyse nicht kalkulierbar. Zur Vorbeugung von Verschattungsschäden werden die Module meist mit Bypassdioden ausgestattet, die die Aufgabe haben im Verschattungsfall den Strom um die verschattete Zelle herumzuleiten. Es wird aber nicht um jede Zelle eine Bypassdiode geschaltet. Man fasst so ca. 18 bis 20 Zellen

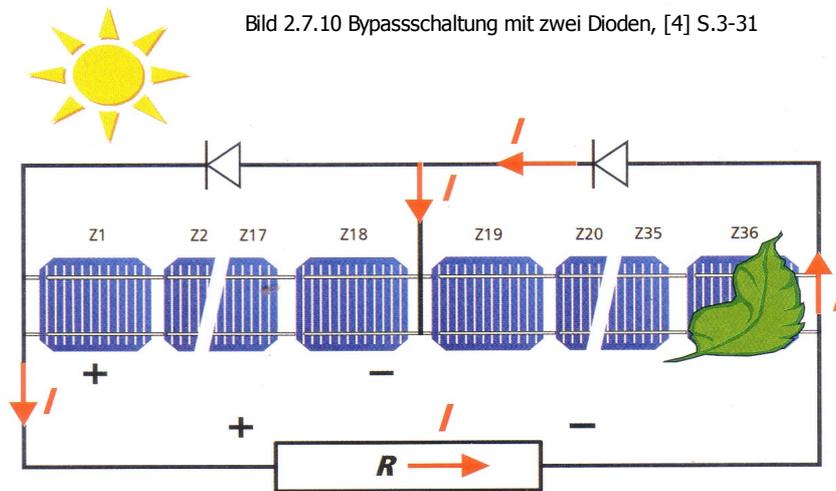
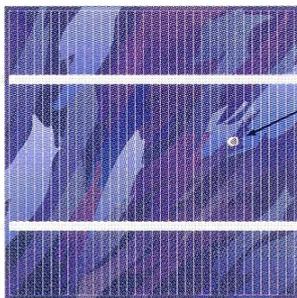


Bild 2.7.10 Bypassschaltung mit zwei Dioden, [4] S.3-31

Solarzelle



Hot-Spot

Bild 2.7.11 Solarzelle mit Hot-Spot [4] S.3-30

zusammen, siehe Bild 2.7.10. Fällt eine Zelle aus, werden leider gleich alle 18 bis 20 Zellen funktionslos. Das führt zu einer starken Leistungsminderung. Ohne Bypassdiode wird der gesamte Strom durch die verschattete Zelle bestimmt. In Bild 2.7.10 ist eine Bypassschaltung mit zwei Dioden realisiert. Um Zelle 19 bis 36 wird der Strom herumgeleitet. Wie schon unter 2.5.3 erwähnt, ist das Verschattungsproblem bei

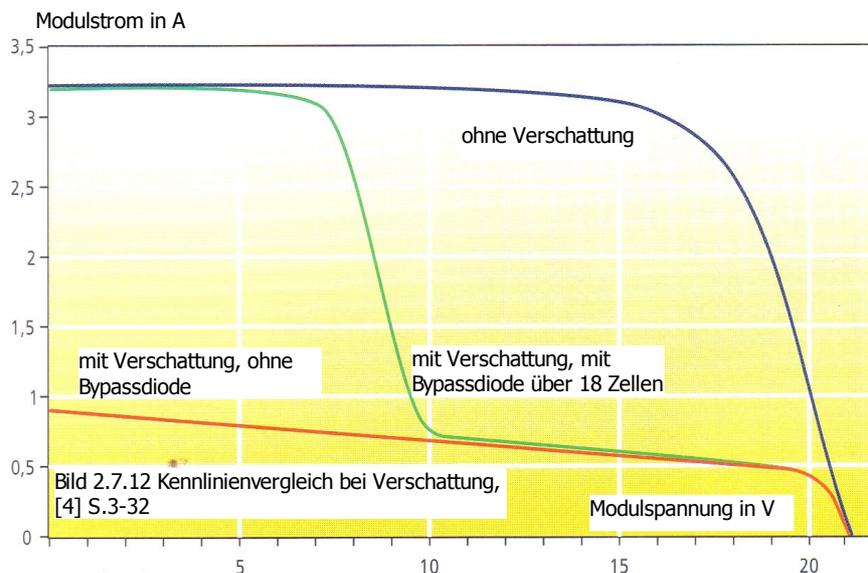


Bild 2.7.12 Kennlinienvergleich bei Verschattung, [4] S.3-32

Dünnschichtzellen nicht so gravierend. Es fallen nicht so wie hier die ganze Zelle, bzw. der ganze

Strang aus, sondern nur auf dem kleinen verschatteten Teil, aufgrund der monolithischen Verschaltung. Das obige Bild, 2.7.12 zeigt die gravierenden Auswirkungen auf die Kennlinie des Moduls. Der Vergleich der Kennlinien mit und ohne Verschattung zeigt deutlich, wie leistungsmindernd sich Verschattung auswirkt. Mit Bypassdioden ergibt sich die grüne Kennlinie. Dabei geht die MPP-Spannung um die Hälfte zurück, weil die Modulspannung auf die Hälfte sinkt. Besonders wirkt sich die Leistungsminderung aus, wenn gar keine Bypassdiode eingesetzt wird. Im Idealfall hätte jede Zelle gerne seine Bypassdiode. Nur ist dieses wirtschaftlich zu aufwändig. [4] S.3-32

2.7.6 Die Relevanz des Einstrahlwinkels auf ein Solarmodul

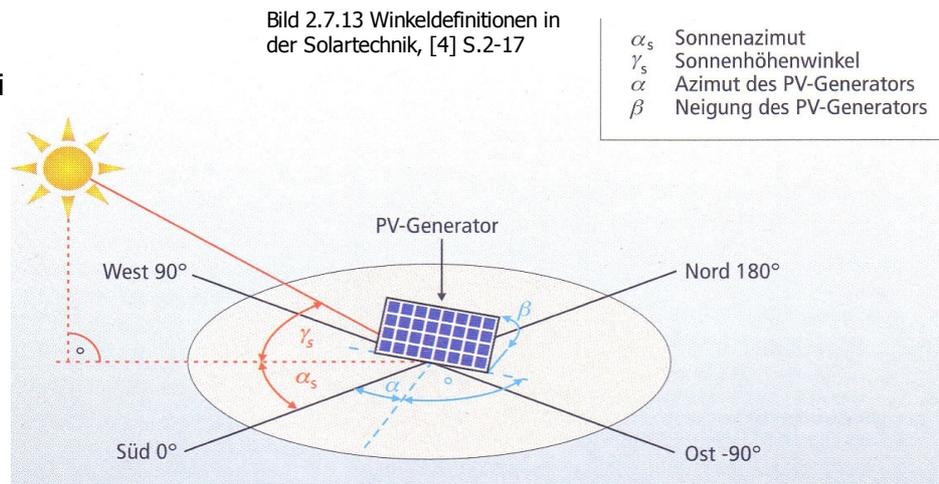
Sehr wichtig für den Betrieb eines Solargenerators ist der Standort. Er soll nicht nur verschattungsfrei, sondern optimal zur Sonne gerichtet sein. Die optimale Ausbeute des Lichtes erhält man, wenn das Licht orthogonal auf die Solarfläche auftrifft. Jede Abweichung davon hat eine geringere Ausbeute zur Folge. Die Sonnenstrahlen sind entweder diffus an bewölkten Tagen oder direkt an wolkenfreien Tagen. In Deutschland hat man durchschnittlich ca. 50% diffuse Strahlung. Nur bei direkter Strahlung kann man überhaupt ein Solarmodul nach der Sonne ausrichten, was bei diffuser Strahlung nicht geht. Deshalb werden Dünnschichtzellen, die die diffuse Strahlung besser auswerten können, immer wichtiger.

Die Winkeldefinition:

Für den Standort eines Solargenerators sind zwei Winkel zur Sonne ausschlaggebend: der Azimutwinkel (der horizontale Winkel) und der Sonnenhöhenwinkel (der vertikale Winkel). Nicht nur der Standort selbst hat bestimmte Winkel zur fixen Sonne, sondern auch der Generator vor Ort. Seine Ausrichtung wird meist so angepasst, dass man zu jeder Zeit die höchstmögliche Energieausbeute erhält.

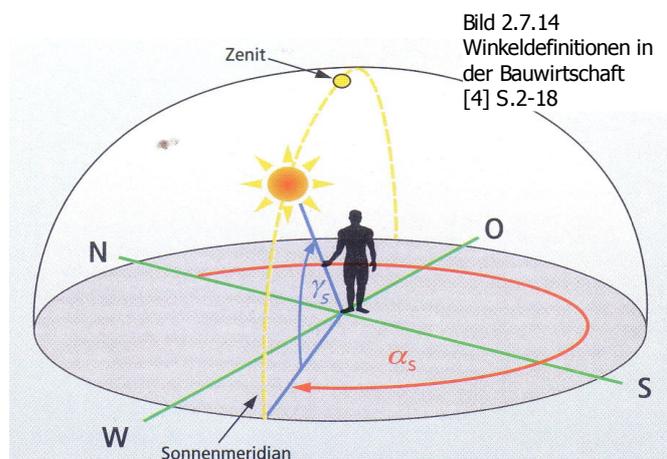
Das ist keine leichte Aufgabe, gerade wenn der Solargenerator nicht nachgeführt wird. In den meisten Fällen sind die Generatoren fest montiert. Hier sind Kenntnisse der geografischen Winkelangaben über einen Tag, einen Monat, über das ganze Jahr wichtig. Während der Horizontwinkel (Azimutwinkel) tageszeitabhängig ist, ist der Sonnenhöhenwinkel jahreszeit- und Breitengradabhängig, siehe auch unter 2.7.2. In der Solartechnik wird der Süden mit dem Azimutwinkel $\alpha = 0^\circ$ bezeichnet. Nach Osten hin werden die Winkel negativer (Osten: $\alpha = -90^\circ$),

Bild 2.7.13 Winkeldefinitionen in der Solartechnik, [4] S.2-17



α_s	Sonnenazimut
γ_s	Sonnenhöhenwinkel
α	Azimut des PV-Generators
β	Neigung des PV-Generators

Bild 2.7.14 Winkeldefinitionen in der Bauwirtschaft [4] S.2-18



nach Westen hin werden die Winkel immer positiver (Westen: $\alpha = +90^\circ$). Der Norden beträgt mit $\alpha = 180^\circ$, Vorzeichen ist irrelevant. In der Bauwirtschaft ist die Winkeldefinition anders: der Azimut $\alpha = 0^\circ$ ist im Norden, wobei sich die anderen Winkel durch Drehen im Uhrzeigersinn ergeben (Ost: $\alpha = 90^\circ$, Süd: $\alpha = 180^\circ$, West: $\alpha = 270^\circ$). Dieses ist nur relevant, wenn man z.B. mit einem Architekten kommuniziert. Für Deutschland ist bei fester Aufstellung eine südliche Lage, mit 30° geneigte Solarfläche die beste Nutzung der Solaranlage. Die 30° Neigung ist notwendig, weil man sonst auf unseren Breitengraden in Deutschland nicht annähernd orthogonale Einstrahlung erhält. Man erhält „nur“ etwa 10% Minderertrag durch diese Neigung. Durch diese zwei Winkel entsteht aus einer orthogonal bestrahlten Fläche in zwei Richtungen eine Einstrahlung auf die geneigte Fläche, gerade durch die fixe Installation der Solaranlage. [4] S.2-17ff

Die Einstrahlung auf eine geneigte Fläche:

Die Einstrahlung trifft mit einer Einstrahlstärke E zunächst auf eine gerade Fläche, die dann mit dem Winkel θ in der x-y-Ebene geneigt wird. Es gilt dann, ([3] S.25):

$$E_\theta = E \cdot \cos(\theta) \quad \text{Gl.2.7.11}$$

Wird dann noch einmal die Fläche mit dem Winkel α geneigt, z.B. in der z-y-Ebene dann folgt insgesamt:

$$E_{\theta\alpha} = (E \cdot \cos(\theta)) \cdot \cos(\alpha) \quad \text{Gl.2.7.12}$$

Diese Betrachtungen sind wichtig, weil es immer einen Einstrahlwinkel zum bestrahlten Modul gibt. Nur selten steht die Sonneneinstrahlung genau orthogonal zum Modul.

Der Kurzschlussstrom I_k ist direkt proportional zur Einstrahlstärke E .

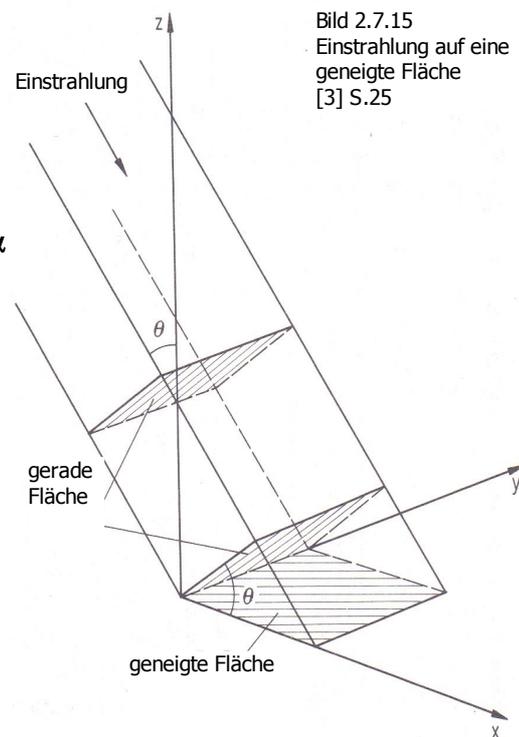


Bild 2.7.15
Einstrahlung auf eine
geneigte Fläche
[3] S.25

3 Umsetzung der Aufgabenstellung

Zum Beginn war bereits ein Sonnensimulator vorhanden. Dieser funktionierte aber nicht vernünftig. Es wurden die geforderten Einstrahlstärken nicht erreicht, das SPS-Programm der LOGO! war nur zu weniger als der Hälfte da, nämlich nur für die Hellkennlinie, ohne Dunkelkennlinienfunktion und ohne irgendwelche Ansteuerung für die Lüfter, geschweige denn eine Temperaturregelung. Es war für den Benutzer der Anlage nicht zu erkennen, wann ein Messvorgang beginnt und wann er abgeschlossen war. Auch die Anbindungen für den x-y-Schreiber waren nicht angeschlossen. Die Schaltungsunterlagen sind völlig unzureichend. Es ist eine totale Überarbeitung des Sonnensimulators notwendig, bei der man auch noch obendrein damit rechnen muss, dass später bei Fortschritt des Umbaus noch unvorhergesehene Probleme auftauchen, die am Anfang nicht erkennbar waren.

3.1 Die ersten Schritte

Zuallererst wurde eine komplette Bestandsaufnahme des vorhandenen Sonnensimulators notwendig. Bevor irgendetwas daraus entfernt wurde, musste ein Schaltplan durch intensives Besichtigen angefertigt werden. Es musste erst klar sein, was genau entfernt wird und was übernommen werden soll. Eine sogenannte „Schaltschrankforschung“ wurde durchgeführt. Die HAW verfügt über zwei Sonnensimulatoren. Der andere, mit analoger Steuerung versehen, diente als Vorbild, um den Funktionsablauf zu finden. Es wurde ein Praktikum, wie es die Studierenden früher ausführten, durchgeführt. Außerdem fand sich in dieser Anlage ein Vorbild für die Dunkelkennlinienplatine, Hellkennlinienplatine und die Normierungsplatinen (jetzt A12 und A13). Diese wurden zunächst übernommen.

3.2 Der grobe Arbeitsplan

Für die Lampenversorgung, die B6-Brücke:

- 1) Planung der Komponenten für die Versorgung der Lampen, Bestellung der fehlenden Bauteile
- 2) Räumliche Auftrennung der Lampenversorgung gegenüber der Steuerung aus Platzgründen und wegen der Fremdspannung durch den Stellspartrafo
- 3) Mechanische Vorarbeiten für die zweite Montageplatte, Kabelkanäle, Klemmen, Hutschienen, etc...
- 4) Neuverdrahtung der Lampenschaltung, Anzeigen für Lampenstrom und -spannung neu überdenken, Funktionstest
- 5) Prüfung der Schaltung gemäß DIN VDE 0701
- 6) Neuausmessen von Lampenstrom und -spannung bei verschiedenen Einstrahlstärken gemäß Praktikumsversuch

Für die Steuerung:

- 1) Planung der Komponenten für die LOGO!-SPS-Steuerung, Bestellung der fehlenden Bauteile, Einarbeitung in Siemens-LOGO!-SPS
- 2) Mechanische Vorarbeiten für Montageplatte vorn, Kabelkanäle, Klemmen, Hutschienen, etc...

- 3) Neuverdratung der gesamten 24V-Steuerung
- 4) Erstellung eines neuen SPS-Programms, Testen und Anpassen
- 5) Überprüfung bzw. Neuerstellung der Platinen Dunkelkennlinie, Hellkennlinie, Multiplizierschaltung, Subtrahierschaltung, Ansteuerung der Anzeigen für Modulstrom und -spannung in der Frontplatte
- 6) Funktionstests für die Messungen der Kennlinien, Verbindung mit dem X-Y-Schreiber
- 7) Durchfahren des gesamten zukünftigen Praktikumsversuches mit der neu erstellten Anlage
- 8) Prüfung der Anlage gemäß DIN VDE 0100 Teil 610

Dieser Arbeitsplan entstand zu Beginn der Aufgabe und ist nur eine ganz grobe Richtlinie. Änderungen, die sich bei der Umsetzung der Aufgabe noch ergeben, sind nicht berücksichtigt.

3.3 Der Sonnensimulatorschrank

Auf den ersten Blick wirkt dieser ganz in Weiß ausgeführte Schrank wie verkehrt montierte Küchenmöbel. Doch die weiße Farbe hat seinen Sinn: besonders innerhalb der Modulkammer ist die weiße Farbe ideal für optimale Lichtausnutzung mit wenig Absorptionsverlusten. Es soll die Globalstrahlung nachbilden, die sich aus diffuser und direkter Strahlung zusammensetzt,[7] S.56. Der fast zwei Meter hohe Schrank besteht aus mehreren Räumen. Zwei von ihnen (vorn und hinten) bieten Platz für die Elektrik/Elektronik für Steuerung und für die Lampenfeldversorgung. Ganz oben befinden sich die Lüfter, vier Stück zur Kühlung der Lampen und je 2 x 2 seitlich zur Kühlung der Modulkammer, also insgesamt 8 Lüfter. Das Lampenfeld befindet sich extra in einem Raum unter den Lampenlüftern und oberhalb, mit einer Glasscheibe getrennt, der Modulkammer. Die Lüfter kühlen zur Zeit nur durch Absaugen der warmen Luft je vier aus der Modulkammer und vier aus dem Raum für die Lampen. Die Glasscheibe dient dem Trennen der Modulkammer von dem Lampenraum. Nebenbei bleibt Schmutz aus der Modulkammer fern. Direkt unter den Lampen befindet sich Lamellen, die sich öffnen und schließen lassen. Damit kann sich das Modul nach den Kennlinienaufnahmen schnell wieder abkühlen. Denn die Lampen produzieren Wärme (ohne Lüftung) bis zu 65°C. Bei geöffneten Lamellen stehen die Lamellen genau zwischen den Lampen, so dass keine es Verschattungen gibt.

3.4 Das Lampenfeld

Bereits vorhanden und eingebaut war dieses Lampenfeld im Bild 3.4.1 rechts. Es besteht aus 48 Halogen-lampen zu je 12V/35W, wovon je 24 Stück in Reihe geschaltet sind und diese zwei Reihen zu einer Parallelschaltung zusammengefasst sind. Daraus ergeben sich folgende Nennbetriebsdaten:

$$U_L = 24 \cdot 12V = 288V$$

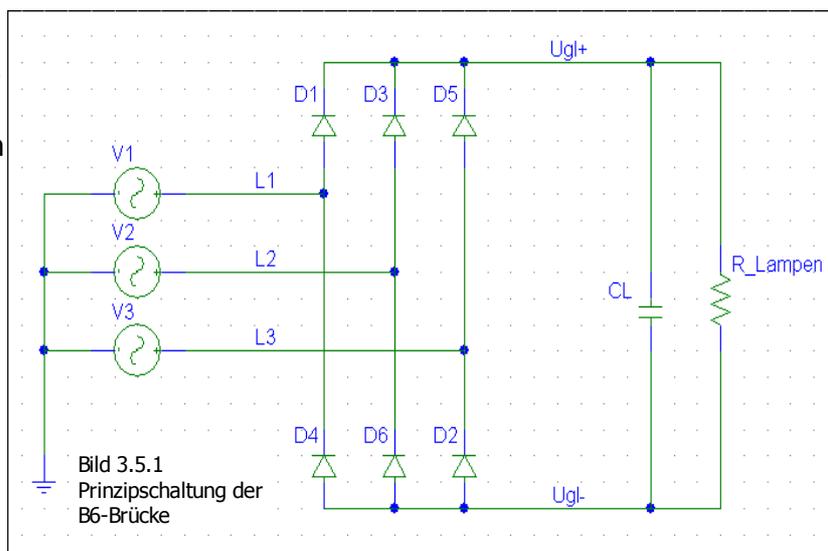
$$I_L = \frac{P_L}{U_L} \cdot 2 = 5,833 A$$



Diese Daten bilden die Grundlage für die Auslegung der Lampenversorgung. In diesem Sonnensimulator ist nicht bekannt, welche Farbtemperatur bei den Lampen vorliegt, die wichtig für das erzeugte Lichtspektrum ist. Laut [7] S.43 sollen Lampen für die Bestrahlung des Modul über eine Farbtemperatur von 3200K verfügen. In [7] wurden Lampen mit einem Abstrahlwinkel von 10° von Philips der Serie MasterlinePLUS verwendet. 3200K ist das dem Tageslicht ähnlichsten Spektrum, die es als je Lampen gegeben hat. Bei diesen Halogenlampen ist es ratsam sie erstmal mindestens 20 Minuten warmlaufen zu lassen. Der sich in der Wendel der Lampe befindendliche Wolframfaden arbeitet so richtig optimal bei 1400°C . Auch ist erst nach dem Warmlaufen das volle Spektrum entwickelt.

3.5 Die Versorgung des Lampenfeldes

Am Anfang wurde eine B6-Brückenschaltung in die Realität umgesetzt. Die Schaltung wurde räumlich getrennt von der Steuerung aufgebaut, weil durch den stellbaren Spartrafo eine Fremdspannung eingespeist wird. Der Widerstand R_{Lampen} entspricht dem Widerstand der 48 Halogenlampen. V1 bis V3 besteht aus einem einstellbaren Spartrafo, der bis ca. 1100Vss im Leerlauf liefert. Eingestellt wird er aber so, dass sich maximal 288V Gleichspannung an den Lampen einstellen. Das Augenmerk ist nun auf die



Auswahl des richtigen Kondensators und des B6-Brücken-Halbleiterbausteins zu richten. Zuvor aber sind noch einige theoretische Grundlagen zum Thema B6-Brücke zusammengestellt.

Grundlagen über die B6-Brücke

Es sind immer zwei Dioden (Ventile) gleichzeitig leitend, eine in der oberen Brückenhälfte (Pluspotential U_{gl+}) und eine in der unteren Brückenhälfte (Minuspotential, U_{gl-}), [9] S.140. Es handelt sich um eine ungesteuerte Brückenschaltung mit $\alpha = 0^\circ$. Die Umschaltung der Dioden bzw. Ventile erfolgt jeweils im Schnittpunkt der Phasenspannungen. Das Ventil mit der höchsten momentanen Phasenspannung leitet.

Leitendes Ventil	Winkel	U_{gl+}	U_{gl-}	U_{Lampen}
D1, D2	0° bis 60°	U_{L1}	U_{L3}	$U_{L1,L3}$
D2, D3	60° bis 120°	U_{L2}	U_{L3}	$U_{L2,L3}$
D3, D4	120° bis 180°	U_{L2}	U_{L1}	$U_{L2,L1}$
D5, D4	180° bis 240°	U_{L3}	U_{L1}	$U_{L3,L1}$
D5, D6	240° bis 300°	U_{L3}	U_{L2}	$U_{L3,L2}$
D1, D6	300° bis 360°	U_{L1}	U_{L2}	$U_{L1,L2}$

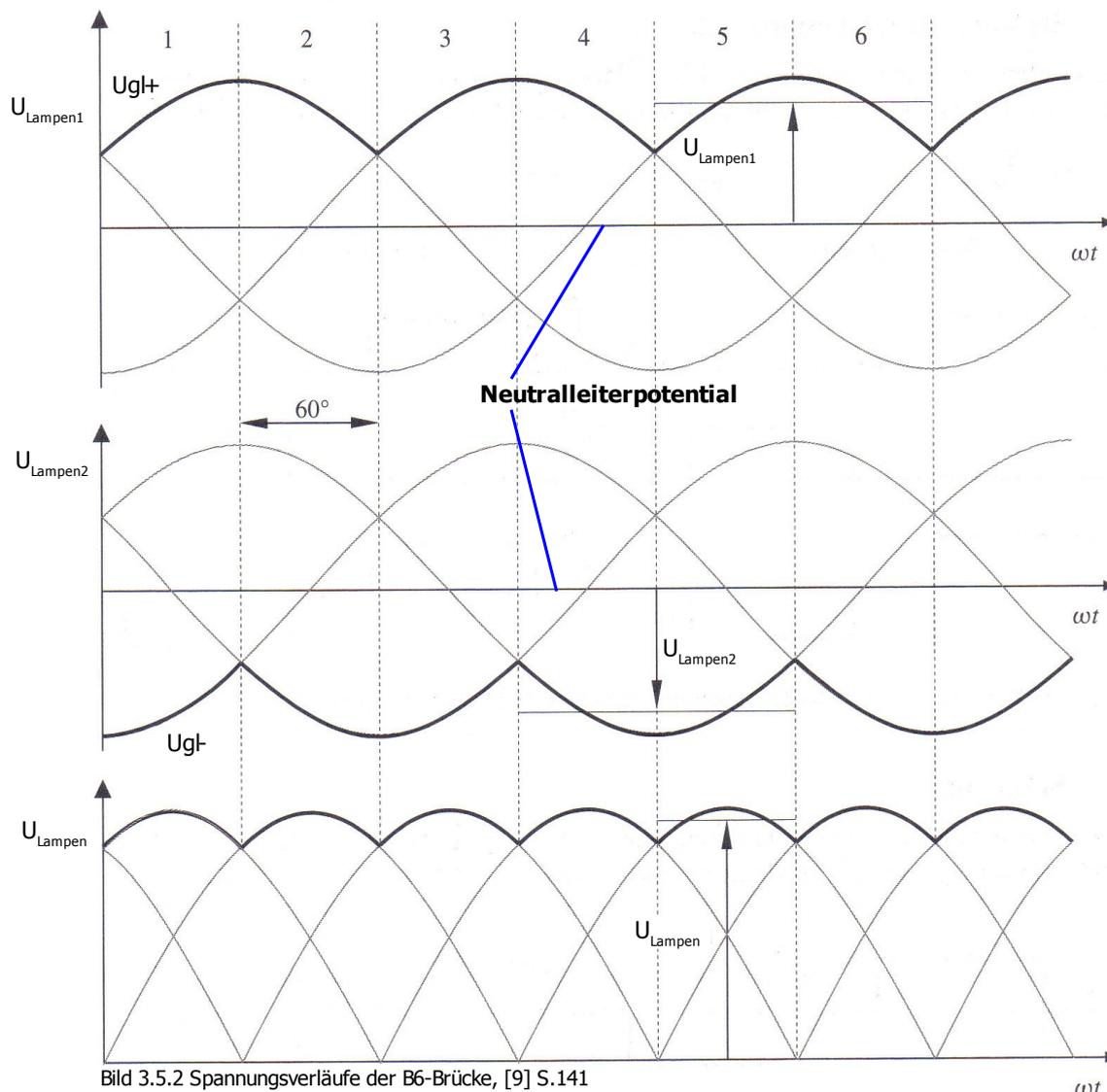


Bild 3.5.2 Spannungsverläufe der B6-Brücke, [9] S.141

Die Leitzustände der Ventile in der oberen bzw. unteren Brückenhälfte überlappen sich um 60° , [9] S.140. Folgende Tatsache ist aber bei dieser Darstellung nicht so recht erkennbar: Da die B6-Brücke aus zwei M3-Schaltungen zusammengesetzt ist und ein Spartrafo zur Lampenversorgung verwendet wird, liegt der Mp-Punkt (Neutralleiter) potentialmäßig genau in der Mitte von Plus und Minus der Spannung U_{Lampen} . Das führte dazu, dass die Lampengleichspannung um Mp „herumschwingt“. Erstens hat man auch bei Ugl- wie auch bei Ugl+ bis zu 144V Spannung gegen Erde (PE). Zweites führte es später zu erheblichen Problemen mit den LCD-Strom- und Spannungsanzeigen für die Lampen.

Hier ist nun die Berechnung der Lampengleichspannung:

$$U_{Lampen} = 3 \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{\pi}\right) \cdot U_{PhaseSpitze-Mp} \cdot \left(\sin\left(\frac{\pi}{6}\right) - \sin\left(-\left(\frac{\pi}{6}\right)\right)\right) \quad \text{Gl.3.5.1, [9] S.141}$$

Vereinfacht ausgedrückt mit $3 \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{\pi}\right) = 1,35$ beträgt die Lampengleichspannung:

$$U_{Lampen} = 1,35 \cdot U_{PhaseSpitze-Mp} \quad \text{Gl.3.5.2, [9] S.141}$$

3.5.1 Der B6-Halbleiterbaustein

Für das Herzstück der B6-Brücke, den B6-Halbleiterbaustein, müssen die gewünschte Lampenspannung, Lampenstrom, die Spitzenventilspannung und die Phasenspannungen bekannt sein, bevor man den Baustein auswählt.

Die Mindestanforderungen

$$U_L = 24 \cdot 12V = 288V, \quad I_L = \frac{P_L}{U_L} \cdot 2 = 5,833 A, \quad U_{\text{PhasenSpitze-Mp}} = \frac{U_{\text{Lampen}}}{1,35} = 213,33 V,$$

$$U_{\text{Phasen-Mp}} = \frac{U_{\text{PhasenSpitze-Mp}}}{\sqrt{3}} = \left(\frac{213,33}{\sqrt{3}} \right) = 123,17 V$$

Spitzenventilspannung: $U_{S_{\text{Ventil}}} = U_{\text{Lampen}} \cdot 1,05 = 288V \cdot 1,05 = 302,5 V$ Gl.3.5.3, [12]

effektiver Ventilstrom: $I_{\text{effVentil}} = I_{\text{Lampen}} \cdot 0,58 = 5,833 A \cdot 0,58 = 3,383 A$ Gl.3.5.4, [12]

Zum sicheren Betrieb braucht man eine B6-Brücke, die mindestens 302,5V Ventilsperrspannung und 3,383A Ventilstrom verträgt. Im Bild 3.5.3 ist der eingesetzte B6-Gleichrichter gezeigt. Es handelt sich um den Typ 26MT80. Dieser Baustein verträgt sogar bis zu 800V Ventilsperrspannung und bis zu 25A Ventilstrom. Er ist leicht montierbar, kompakt und vielseitig verwendbar. Einen Baustein mit kleineren Werten gab es auch nicht zu kaufen. Die Alternative wäre ein diskreter Aufbau mit 6 Dioden gewesen. So hat man sich für diesen montagefreundlichen Baustein entschieden.



Bild 3.5.3
verwendeter B6-
Gleichrichter

3.5.2 Berechnung des Kühlkörpers

Um sicher zu gehen, dass die B6-Halbleiterbrücke nicht zu warm beim Betrieb wird, werden Überlegungen zur Kühlung des Bauteils angestellt:

Grundsätzlich, wenn ein Halbleiter mit Kühlkörper verwendet wird, betrachtet man die verschiedenen Wärmewiderstände, die zwischen Silizium des Halbleiters und dem Kühlkörper in Reihenschaltung liegen. Zunächst ermittelt man, wieviel Leistung über den Baustein maximal verbraucht werden könnten: Der Strom wird mit (fast) 6A angenommen. Aus dem Datenblatt ließt man nun heraus, dass bei 6A 10W Verlustleistung eintreten bei einer maximalen Halbleitertemperatur von 150°C ohne Kühlung. Außerdem werden der Gehäuse-Halbleiter-Widerstand $R_{thJC} = 1,42K/W$ und der Gehäuse-Kühlkörper-Widerstand $R_{thCK} = 0,2K/W$ aus dem Datenblatt ermittelt. Der Temperaturunterschied $\Delta\Theta = 125^\circ C$ wird angenommen, wenn man

durch Kühlung eine Temperatur des Bauteils von 25°C erreichen will. Es muss nun aus den gegebenen Daten der Kühlkörper-Umgebungs-Widerstand R_{thKA} errechnet werden. Mit diesem Wert (in Kelvin angegeben) wird dann in Katalogen auf Kühlkörpersuche gegangen. Die Angabe in Kelvin ist international gebräuchlich. Es kommt meist nur auf den Temperaturunterschied an.

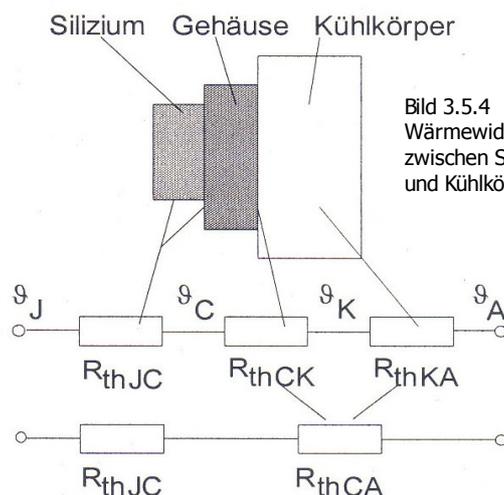


Bild 3.5.4
Wärmewiderstände
zwischen Silizium
und Kühlkörper

Die Berechnung

$$\frac{(\Delta \Theta)}{P_V} = R_{thJC} + R_{thCK} + R_{thKA} \quad \text{Gl.3.5.5}$$

daraus folgt: $R_{thKA} = \frac{(\Delta \Theta)}{P_V} - R_{thJC} - R_{thCK} = \frac{(125\text{K})}{(10\text{W})} - 1,42 \text{ K/W} - 0,2 \text{ K/W} = 10,88 \text{ K/W}$

Der resultierende Kühlkörper darf keinen größeren Wert als 10,88 K/W haben. Beim Beschaffen dieses Kühlkörpers stellte sich heraus, dass solche in jener Größenordnung viel zu klein waren, um die B6-Brücke darauf zu montieren. Letztendlich wurde ein Kühlkörper mit ca. 3 K/W aus dem Werkstattbestand genommen. Dieser Kühlkörper kühlt so gut, dass die B6-Brücke den Strom wohl kaum bemerken dürfte.

3.5.3 Die Glättung, Simulation mit Pspice

Um für das Lampenfeld eine angenehme Gleichspannung zu bekommen, ist eine Glättung mit einem Glättungskondensator unerlässlich. In der Literatur, [11], S.5-3, fand sich eine Näherungsformel für Glättung:

$$U_{BrSS} \approx \frac{I_L}{(C_L \cdot f)} \quad \text{Gl.3.5.6, [11] S.5-3}$$

Da diese Formel im Zusammenhang mit B2-Brücken in der Literatur stand, entschloss man sich den Wert des Glättungskondensators mit Hilfe einer Pspice-Simulation zu finden. Die Simulation macht nur Sinn bei Kapazitäten, die auch kaufbar sind, also standardisierte Werte. Als Werte wurden 1000uF, 2200uF, 4700uF, 10000uF und 22000uF gewählt. Die folgende Tabelle zeigt eine Gegenüberstellung von Kapazität, Brummspannung und Brummstrom:

CL in uF	UBrSS in V	IBrSS in A
1000	13,2	0,26
2200	6,3	0,13
4700	3,06	0,0641
10000	1,42	0,0288
22000	0,569	0,0145

In der Pspice-Simulation benutzte man 120V (**Uphase-Mp**), nicht wie berechnet 123,17V. Bei der Simulation kamen leicht zu hohe Werte für den Gleichstrom und der Gleichspannung heraus. Da es hier nur auf die gleichgerichtete Seite ankam, wurden die Phasenspannungswerte dem angepasst. Die Dioden, die in Pspice nur einige Standardmodelle enthalten, wurden nach dem Ron aus dem Datenblatt der 26MT80-Brücke angepasst. Die Wahl eines Glättungskondensators ist auch eine finanzielle Frage. Je mehr Kapazität, die angelegte Spannung am Kondensator und die gewünschte Brummspannung, desto teurer ist der Kondensator. Es fiel dann die Wahl auf den 4700uF-Kondensator (kostet 90 Euro!!!). Mit ihm hat man theoretisch 1,06% Brummspannung. Zum Vergleich wird nun die Brummspannung mit der oben genannten Gleichung berechnet:

$$U_{BrSS} \approx \frac{I_L}{(C_L \cdot f)} = \frac{(5,833 \text{ A})}{(4700\text{uF} \cdot 300\text{Hz})} = 4,13 \text{ V} \quad \text{Gl.3.5.7, [11] S.5-3}$$

Man sieht, dass die Gleichung wohl nur eine grobe Richtschnur sein kann.

Zur Überprüfung wurde später in der laufenden Schaltung die Gleichspannung und der Gleichstrom überprüft:

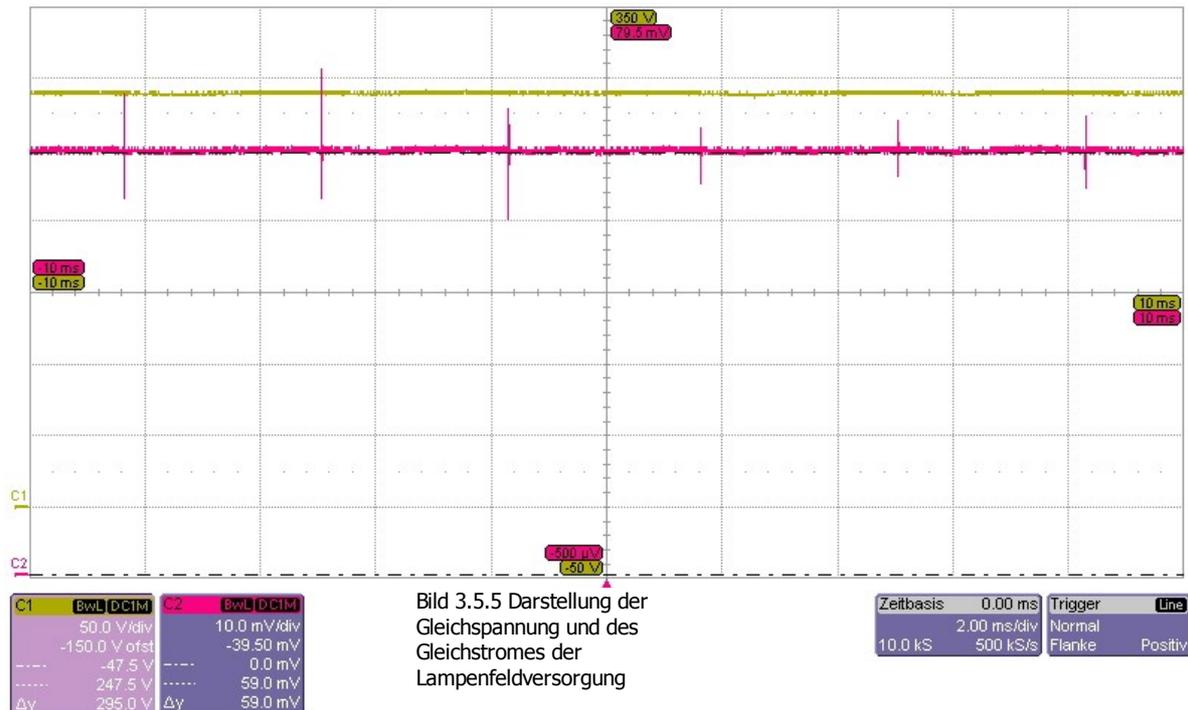


Bild 3.5.5 Darstellung der Gleichspannung und des Gleichstromes der Lampenfeldversorgung

In diesem Oszilloskopbild erkennt man kaum etwas von Brummspannungen oder vom Brummstrom. So eine Glättung ist hier zufriedenstellend. Um ein möglichst gleichmäßiges Spektrum in der Modulkammer bzw. vom Lampenfeld zu erhalten, ist eine gute Glättung wichtig.

Verwendete Messgeräte:

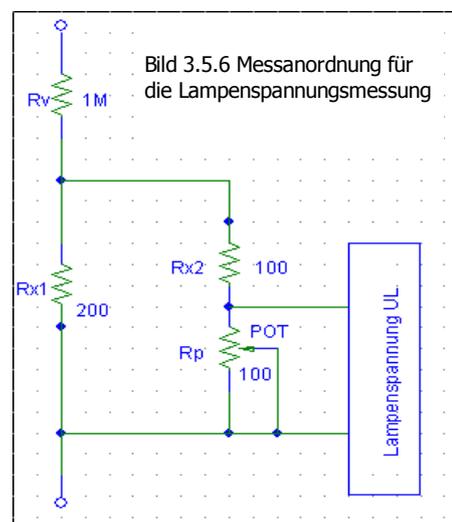
- 1) Oszilloskop LeCroy wafeSurfer 424, 200Mhz Messbereich, Gerät aus dem EA-Labor Nr.: 02, Teilungsverhältnis C1:200, C2:1
- 2) Stromzange Fluke Typ 80i-110s AC/DC mit 10mV/A, INV-Nr.: 1241
- 3) Trennverstärker: SI-9000 im Teilungsverhältnis 1:200

3.5.4 Die LCD-Anzeigen – Lampenspannung - Lampenstrom

Zur späteren Benutzung, während des Praktikums, ist das Ablesen der Lampenspannung und des Lampenstromes notwendig. Dazu werden, wie auch die anderen Anzeigen, LCD-Anzeigen in der Frontplatte des Sonnensimulators verwendet. Strom und Spannung müssen auf ein für eine LCD-Anzeige verträgliches Maß gebracht werden.

Die Lampenspannungsmessung

Um einen Spannungsmessbereich von ca. 300V messen zu können, muss diese hohe Spannung herunter geteilt werden. Eine gewöhnliche LCD-Anzeige verträgt maximal 200mV. Für LCD-Anzeigen kommen nur Messbereiche von 200mV, 2V, 20V, 200V, 2000V nur in Betracht. Infrage kam nur ein



Messbereich von 2000V, wobei die 2000V nie erreicht werden. Hätte man 200V gewählt, wäre die LCD-Anzeige zerstört worden. Über einen 1M Ω -Widerstand und einen 100 Ω -Widerstand wird die Spannung von gedachten 2000V auf 200mV heruntergeteilt. Der 100 Ω -Widerstand besteht auf einer Anordnung von Rx1, Rp und Rx2. Damit werden die 100 Ω nicht nur nachgebildet, sondern auch die an der Anzeige ankommende Messspannung korrekt fein eingestellt, um z.B. Leitungslängen auszugleichen. Als Vergleichsgerät diente das ABB Metrawatt 2036, ein trms-Gerät, des HAW-Labors.

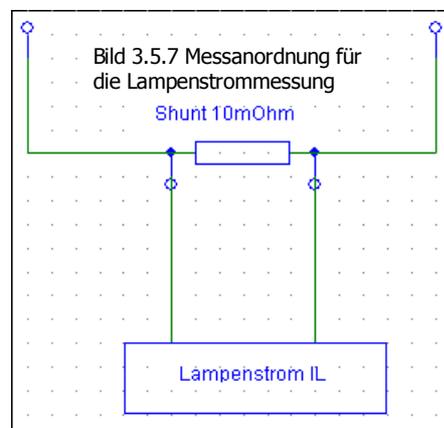
Die Berechnung:

$$R_x = \frac{(U_{\text{Mess}} \cdot R_V)}{U_V} \quad \text{Gl.3.5.8} \quad R_x = \frac{(200\text{mV} \cdot 1\text{M}\Omega)}{(2000\text{V} - 200\text{mV})} = 100\Omega$$

Zur Berechnung des 100 Ω -Messwiderstandes wurde der Vorwiderstand mit 1M Ω gewählt.

Die Lampenstrommessung

Das Prinzip für die Wahl des Messshunts zur Strommessung ist ähnlich wie bei der Spannungsmessung. Es dürfen 200mV an der LCD-Anzeige nicht überschritten werden. Der Lampenstrom beträgt maximal 5,833A. Somit ergibt sich ein Messbereich von 20A und ein Messshunt von 10m Ω .



Problem

Beim Betrieb der Anzeigen gab es schwer beherrschbare Schwankungen, besonders bei der Lampenspannungsanzeige. Als Abhilfe wurden direkt vor die Versorgungsleitungen der LCD-Anzeigen DC/DC-Wandler gesetzt, die für eine 100%ige galvanische Trennung von der 9V-Versorgung sorgen. Diese Versorgungen sind einzeln mit einem Netztrafo und Gleichrichtung auf 9V realisiert. Seit dem Einsatz der Wandler blieben die Anzeigen nahezu ruhig.

Neue Erkenntnis

Die heftigen Schwankungen der Anzeigen waren aber Anlass die Verwendung einer B6-Brücke neu zu überdenken: Der Neutralleiter der Anzeigenversorgungen ist verbunden mit der „Mitte“ zwischen Plus und Minus der gleichgerichteten Spannung U_{Lampen} . Man suchte nach einer Möglichkeit, dass der Minuspol das gleiche Potential wie der Neutralleiter der Anzeigenversorgung hat. Dabei fand sich die M3-Schaltung. Außerdem war es zu riskant den stellbaren Spartrafo, der die regelbare Drehspannung für die Gleichrichtung liefert, überdrehen zu können. Zwar gibt es eine Überspannungsabschaltung, die bei 291V die Lampen wegschaltet, aber im Falle eines Versagens würde eine Überspannung bis zu 1000V auch auf den für 400V ausgelegten Glättungskondensator gelangen. Alle Überlegungen zusammen führten zu einer Gleichrichtung nur mit einer M3-Schaltung. Mit der M3-Schaltung lag die einstellbare Spannung für den Glättungskondensator wieder bei unter 400V und der Minuspol der gleichgerichteten Spannung war identisch mit Mp bzw. mit dem Neutralleiter N. Zum Schutz der Lampen wurde die Überspannungsabschaltung aber beibehalten, weil sich der Stellspartrafo immerhin noch auf bis zu 324V Gleichspannung stellen ließ.

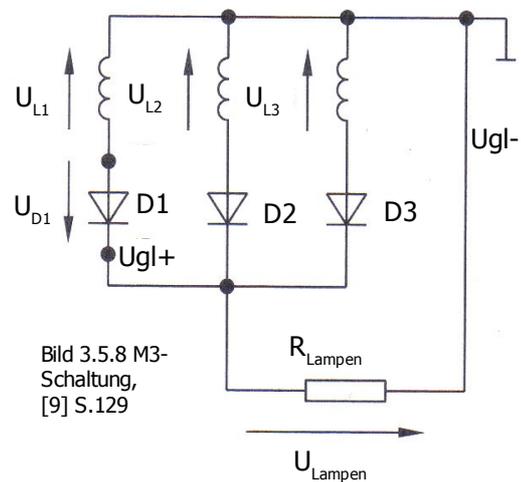
3.5.5 Die Anwendung der M3-Schaltung

Der Sinneswandel für die Anwendung hat natürlich Folgen. Es war notwendig sich über die Theorie der M3-Schaltung die Auswirkung auf die verwendeten Bauteile klar zumachen.

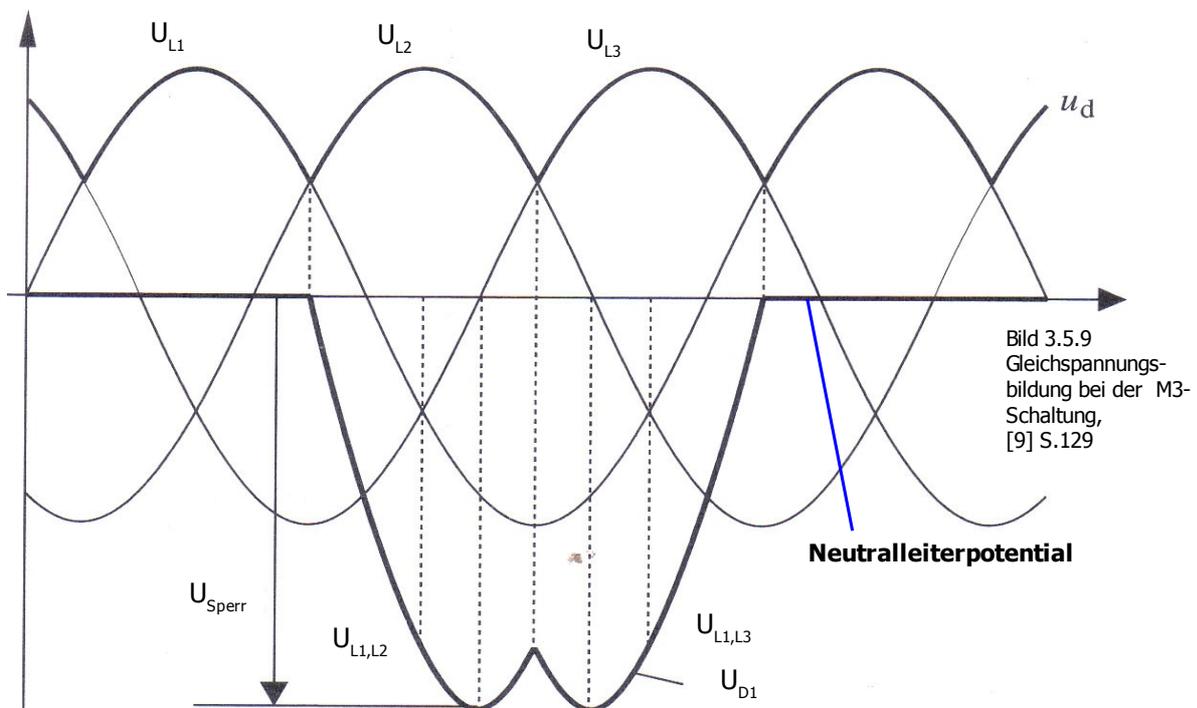
Die M3-Schaltung in der Theorie

Für den Betrieb der M3-Schaltung ist ein Trafo mit Mittelpunktanschluss notwendig. Da unsere Versorgung mit einem Stellspartrafo mit Neutralleiter als Mittelpunkt beginnt, war dies kein Problem. Die untere Tabelle zeigt nun bei welchen Winkeln welches Ventil leitet:

leiten- des Ventil	Winkel	Ugl+	Ugl-	ULampen
D1	0° - 120°	UL1	0	UL1
D2	120° - 240°	UL2	0	UL2
D3	240° - 360°	UL3	0	UL3



Anhand der Tabelle sieht man schon, dass das Minuspotential der Gleichspannung dem Neutralleiter entspricht. Die Ventile D1 bis D3 sind abwechselnd für 120° leitend, [9] S.124ff. Aufgrund der Symmetrie des Drehspannungssystems, sind die Effektivwerte der drei Phasenspannungen gleich.



Der natürliche Wechsel der Ventile erfolgt unter Einfluss der Phasenspannungen U_{L1} bis U_{L3} im Schnittpunkt der Spannungen mit einer Frequenz von 150Hz, mit der dreifachen Netzfrequenz. Während der Sperrzeiten eines Ventils, wird jedes Ventil mit einer verketteten Spannung belastet. Diese Spannung ist viel höher als bei der B6-Brücke. Diese Tatsache macht noch einmal eine

genaue Betrachtung des schon verwendeten B6-Halbleiterbauteiles notwendig bzw. das genaue Studium des Datenblattes. Denn hat man die Sperrspannung des Halbleiterbauteils gerade passgenau ausgewählt, würde beim Umbau von B6-Brücke auf M3-Schaltung diese jetzt sofort zerstört werden.

$$\text{Spitzenventilspannung M3: } U_{S_{Ventil}} = U_{Lampen} \cdot 2,09 = 228V \cdot 2,09 = 601,92 V \quad \text{Gl.3.5.9, [12]}$$

Im Vergleich ist hier noch einmal die Spitzenventilspannung der B6-Brücke gezeigt:

$$U_{S_{Ventil}} = U_{Lampen} \cdot 1,05 = 228V \cdot 1,05 = 302,5 V \quad \text{Gl.3.5.3, [12]}$$

Man sieht hier, dass bei der M3-Schaltung die Spitzenventil(sperr)spannung fast doppelt so hoch ist! Zum Glück ist unser eingesetzte Halbleiterbaustein für 800V Spitzensperrspannung ausgelegt. Die Betrachtung des Ventilstromes ergab nichts Neues: Er ist mit der B6-Brücke identisch.

$$\text{Effektiver Ventilstrom M3 und B6: } I_{eff_{Ventil}} = I_{Lampen} \cdot 0,58 = 5,833 A \cdot 0,58 = 3,383 A \quad \text{Gl.3.5.4, [12]}$$

Die M3-Schaltung erzeugt im Vergleich zur B6-Brücke die Hälfte der Gleichspannung bei gleicher effektiver Strangspannung. Oder: Man braucht die doppelte Strangspannung bei der M3-Schaltung zur Erzeugung der gleichen Gleichspannung wie bei der B6-Brücke. Genau aus diesem Grunde wurde hauptsächlich von der B6-Brücke zur M3-Schaltung umgebaut. In Formeln ausgedrückt bedeutet dies:

$$\text{B6: } 2,34 = \frac{U_{Lampen}}{U_{Strang_{eff}}} \Rightarrow U_{Strang_{eff}} = \frac{U_{Lampen}}{2,34} = \frac{288V}{2,34} = 123,07 V \quad \text{Gl.3.5.10, [12]}$$

$$\text{M3: } 1,17 = \frac{U_{Lampen}}{U_{Strang_{eff}}} \Rightarrow U_{Strang_{eff}} = \frac{U_{Lampen}}{1,17} = \frac{288V}{1,17} = 246,15 V \quad \text{Gl.3.5.11, [12]}$$

Der Umbau von der B6-Brücke zur M3-Schaltung in der Praxis

- 1) Verbindung vom Minuspol der B6-Brücke auftrennen
- 2) Minusklemme der Gleichspannung mit dem Neutralleiter (Mp) verbinden
- 3) Mp vom Stellspartrafo mit den übrigen N-Klemmen im Schaltschrank verbinden (Dieser Mp war streng getrennt von dem Neutralleiter.)

Problem

Mit dieser Schaltung handelte man sich dann ein neues Problem ein, mit dem man aber leben kann und muss: Die Sicherung, die sich am Stellspartrafo befindet, löste jetzt leichter aus. Um den Grund zu finden, wurden die Phasenströme gemessen, die zum Schaltschrank hin, also vom Stellspartrafo weg fließen. Folgendes wurde festgestellt:

B6-Brücke		M3-Schaltung	
IR1	4,95A	IR1	4,2A
IS1	5,32A	IS1	5,2A
IT1	5,05A	IT1	5,6A
		IMp	1,43A

Es wurde in der M3-Schaltung eine deutliche Schiefast festgestellt. Sie lässt sich aber aufgrund

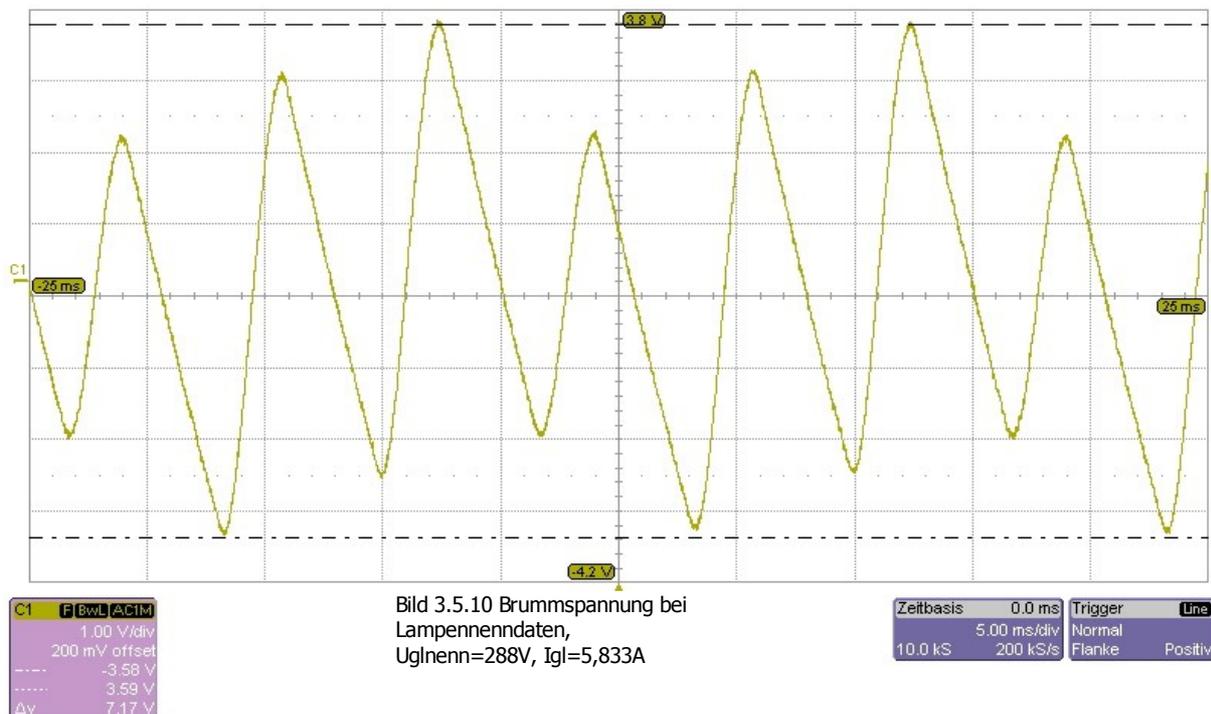
der gegebenen Konstruktion des Stellspartrafos nicht ändern. Der Stellspartrafo hat drei einstellbare Ringkernspulen, die gleichzeitig verstellt werden können. Diese besitzen von Natur aus reichlich Streuungen. Sie zählen qualitativ nicht zu den Besten. Da ja kein Kurzschluss vorliegt, könnte zumindest der Einbau von trägeren Schmelzsicherungen der Baureihe Neozed das leichte Auslösen verhindern.

Die Verwendung der M3-Schaltung in der Praxis

Mit der Faustformel, die schon für die B6-Brücke angewandt wurde, wird noch einmal grob die zu erwartende Brummspannung berechnet:

$$U_{BrSS} \approx \frac{I_L}{(C_L \cdot f)} = \frac{(5,833 A)}{(4700\mu F \cdot 150\text{Hz})} = 8,27 V \quad \text{Gl.3.5.11, S.5-3}$$

Bezogen auf die Nenngleichspannung U_{glenn} macht dies rechnerisch einen Prozentatz von 2,87% aus. Es wurden mit dem Oszilloskop zur Überprüfung zunächst die Brummspannung aufgenommen:

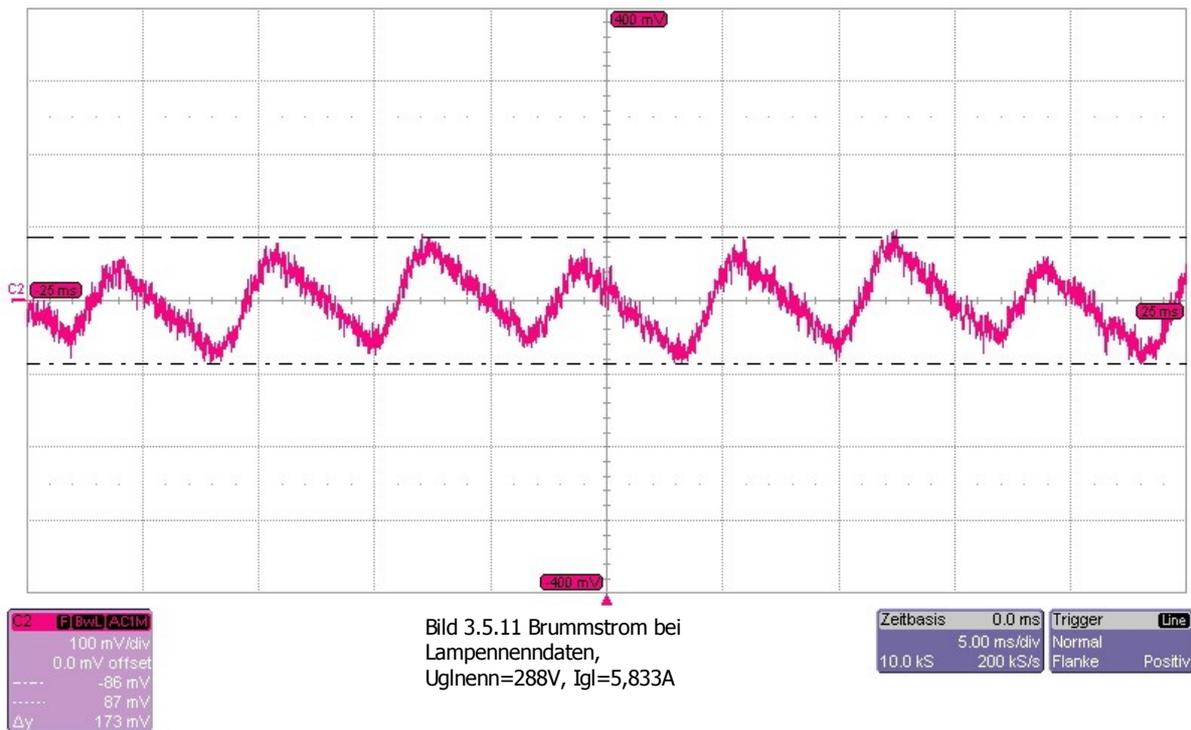


In der Praxis wird eine Brummspannung von 7,17V festgestellt. Das entspricht 2,48%. Der Brummanteil ist also noch etwas geringer.

Verwendete Messgeräte:

- 1) Oszilloskop LeCroy wafeSurfer 424, 200Mhz Messbereich, Gerät aus dem EA-Labor Nr.: 02, Teilungsverhältnis C1:200
- 2) Trennverstärker: SI-9000 im Teilungsverhältnis 1:200

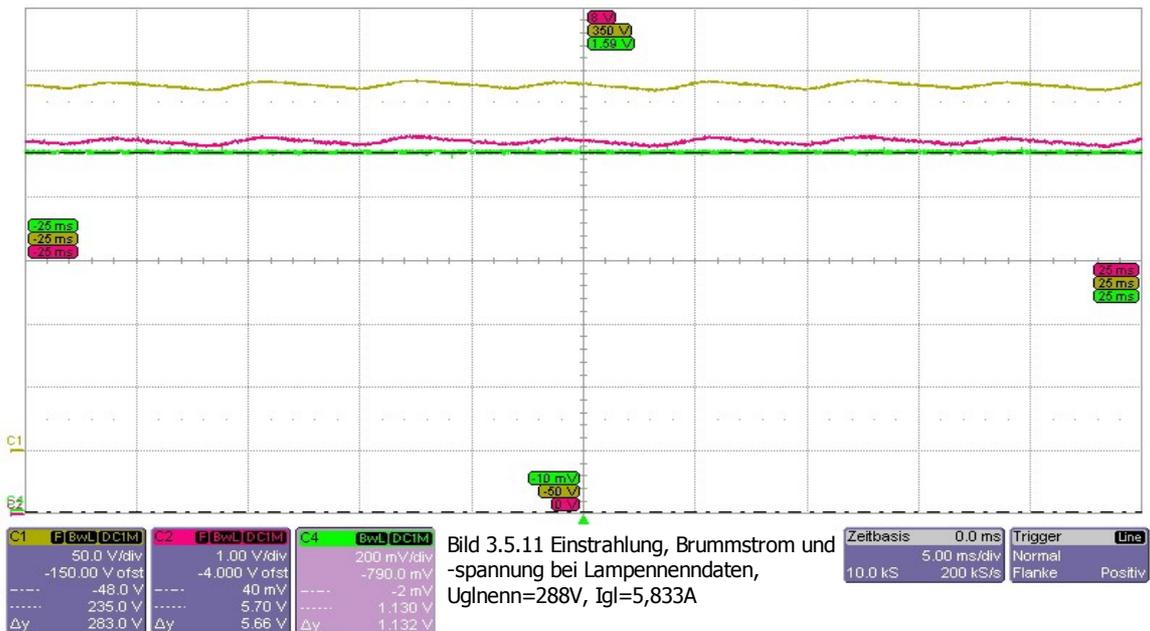
Da davon ausgegangen wurde, dass die Einstrahlung proportional zum Lampenstrom ist, siehe auch Messungen aus [11] S.62, wird noch die Messung des Brummstromes im folgenden Bild 3.5.11 dargestellt:



Verwendete Messgeräte:

- 1) Oszilloskop LeCroy wafeSurfer 424, 200Mhz Messbereich, Gerät aus dem EA-Labor Nr.: 02, Teilungsverhältnis C2:100
- 2) Stromzange Fluke Typ 80i-110s AC/DC mit 10mV/A, INV-Nr.: 1241

Aus dem Oszilloskopbild 3.5.11 erkennt man, wie gering der Brummstrom ist ($I_{Brss}=173\text{mA}$). Bei 5,833A Nennstrom sind es 2,96%. Das unten stehende Bild 3.5.12 zeigt im Gesamtbild Ein-



strahlung, Lampenspannung und Lampenstrom bei Nenndaten in der M3-Schaltung.

Verwendete Messgeräte:

- 1) Oszilloskop LeCroy wafeSurfer 424, 200Mhz Messbereich, Gerät aus dem EA-Labor Nr.: 02,

Teilungsverhältnis C1:200, C2:100

- 2) Stromzange Fluke Typ 80i-110s AC/DC mit 10mV/A, INV-Nr.: 1241
- 3) Trennverstärker: SI-9000 im Teilungsverhältnis 1:200
- 4) Einstrahlsensor SI01-TC (Mencke & Tegtmeyer)

Die Schwankungen von Strom und Spannung liegen prozentual in der derselben Größenordnung. Zwar liegen die Werte höher als bei der B6-Brücke (U_{BrSS} bei rechnerisch 1,43%), aber die beseitigten Probleme mit Überspannung bei zu hohem Aufdrehen des Stellspartrafos rechtfertigen diese kleine Einbuße allemal. Um gar keine Schwankungen zu haben, könnte man ja in Zukunft über eine einstrahlstärkeabhängige Regelung des Lampenstromes nachdenken.

3.5.6 Ein paar Aspekte zur Sicherheit

Während des Aufbaus und der Funktionstestung des Lampenversorgungsteils kamen zwei wichtige Gedanken in puncto Sicherheit in den Sinn, die auch umgesetzt wurden:

Die Schutzabschaltung bei Überspannung (K2)

Dreht ein Student während des Praktikums versehentlich die Stellspartrafo-Spannung zu hoch, würden die Lampen sicher zerstört werden. Dafür ist ein Überspannungswächter verwendet worden. Er ist so geschaltet, dass nur bei Überspannung der Gleichspannungsseite abgeschaltet wird. Außerdem muss bei einem Fehler quittiert werden. In der Praxis stellte sich heraus, dass erst bei Spannungen unter 59V Gleichspannung quittierbar ist. Die Einstellung des Stellschalters unten links wurde auf Betriebsart **Max+Latch** eingestellt. Bei dieser Einstellung interessiert die untere Schaltschwelle nicht. Die Einstellart wurde dem beigefügtenm Datenblatt entnommen.

Weitere Einstellungen: Max Abschaltung bei 291V Lampenspannung,
 DELAY auf Null,
 START auf eine Sekunde

Bei Überspannung wird das Hauptschütz K1 sofort weggeschaltet und somit die Lampenspannung Ugl.

Bild 3.5.12 Überspannungswächter von oben



Der Entladewiderstand R_{cl}

Beim Betrieb wurde festgestellt, dass wenn keine Lampen als Last angeschlossen sind, entlädt sich der Glättungskondensator so gut wie gar nicht. Fallen beide Lampenstränge gleichzeitig aus und ein Servicetechniker will die Lampen überprüfen, besteht die Gefahr, dass er nicht bemerkt, dass die Anschlüsse an den Klemmen über 300V Gleichspannung führen könnten. Die Spannung steigt wegen der Lastwegnahme plötzlich an. Das bedeutet Lebensgefahr!!!! Zur Gefahrenabwendung wurde ein 10kΩ-Widerstand parallel zum Glättungskondensator geschaltet. Bei Ausfall oder auch bei Überspannungsabschaltung wird der Kondensator langsam (5min) entladen. Der Widerstand soll sich im Betrieb nicht bemerkbar machen. Deshalb wurde er so groß im Vergleich zum Widerstand der Lampen gewählt. Hätte man ihn kleiner gewählt, wäre die Entladung schneller, aber auch die Last größer.

Die Prüfung gemäß DIN VDE 0701

Da zum Zeitpunkt der Prüfung zunächst nur der Lampenversorgungsteil funktionierte, wurde auch erstmal dieser nur geprüft. Es wurde der Stellspartrafo getrennt von der Lampenversorgung geprüft. Verwendet wurde das laboreigene Kombinationsmessgerät (mit Gebrauchsfehler von 5%) für die alljährlichen Betriebsmittelprüfungen des Labors. Die Prüfung gemäß DIN VDE0701, [13] S.106ff, ist für Betreiber von Anlagen gedacht, die nach Instandsetzung oder Änderung ihrer Anlagen, erneut diese zum Schutz gegen direktes und indirektes Berühren prüfen müssen. Ohnehin ist ein Betreiber von Anlagen und Betriebsmitteln turnusmäßig verpflichtet diese gewissenhaft zu prüfen. Diese Wiederholungsprüfungen finden aber gemäß DIN VDE0702 statt, die der DIN VDE0701 sehr ähnelt. Die Prüfung besteht grundsätzlich aus drei Teilen, die in der richtigen Reihenfolge erledigt werden müssen. Der erste Teil besteht aus der Schutzleiterprüfung. Dabei wird die Verbindung und der Widerstandswert des Schutzleiters gemessen. Nur wenn diese Prüfung mit einem Wert von höchstens 300mΩ bestanden wurde [13] S.107, kann die Prüfung fortgesetzt werden. Erst dann erfolgt der zweite Schritt: die Isolationsmessung der aktiven Leiter gegen Erde. Hätte man einen gebrochenen Schutzleiterverbindung ignoriert, würde man eventuell einen unzulässigen Phasenschluss bei der Isolationsmessung nicht bemerken !!!! Die Isolationsmessung ist in diesem Spannungsbereich mit mindestens 500V Gleichspannung durchzuführen. Der Isolationswiderstand von 0.5MΩ, [13] S.109, eines Schutzklasse I-Gerätes ist nicht zu unterschreiten. Als Letztes, [13] S.111+112, wird der Schutzleiterstrom und Berührstrom gemessen. Der Schutzleiterstrom darf 3,5mA nicht überschreiten, der Berührstrom nicht 0,5mA. Alternativ zu diesen unpraktischen Messungen kann man den Ersatzableitstrom, der 3,5mAeff nicht überschreiten darf, messen. Die Kombinationsmessgeräte haben oft nur diese Ersatzableitstrommessung. Diese Strommessung ist ein Maß, inwieweit ein Gerät Ströme zum Gehäuse (PE) ableitet.

Zusammengefasst:

Schutzleiterwiderstand	Isolation	Ersatzableitstrom
<300mΩ	>0,5MΩ	<3,5mA

Der Stellspartrafo

Schutzleiterwiderstand	Isolation	Ersatzableitstrom
58mΩ	>310MΩ	-

Der Stellspartrafo wurde getrennt als eigenes Gerät geprüft. Der Schutzleiterwert wurde vom Stecker über die Anschlussleitung zum Gehäuse gemessen. Für die Isolationsmessung werden schon von Messgerät die Phasenleitungen (inkl. Neutralleiter) kurzgeschlossen und dann gegen PE gemessen.

Schaltschrank Lampenversorgung hinten

Schutzleiterwiderstand	Isolation	Ersatzableitstrom
134mΩ	>310MΩ	0,099mA

Bei diesen Stromkreisen wurden die Halbleiterteile vorsichtshalber abgeklemmt, um sie bei der Isolationsmessung nicht zu „zerschießen“. Es wurden alle Verbindungen zum Schutzleiter gemessen. Bei der Isolationsmessung wurde mit kurzgeschlossen Phasenleitungen und jede der Phasenleitungen gegeneinander gemessen.

3.6 Das Lichtfeld

Die „Sonne“ für den Sonnensimulator, die aus 48 Halogenlampen besteht, strahlt in die in Weiß gehaltene, reflexionsreiche, lichtausnutzungsoptimale Modulkammer durch eine Glasscheibe hinein. Man versucht Standardbedingungen (STC) herzustellen (25°C , $E=1000\text{W}/\text{m}^2$, $\text{AM}=1.5$). Aufgabe des Lichtfeldes ist hauptsächlich die Einstrahlstärke von mindestens $1000\text{W}/\text{m}^2$ zu schaffen. Für eine optimale Lichtausnutzung des PV-Moduls ist ein möglichst homogenes Lichtfeld mit gleichen Einstrahlungsstärken an allen Stellen des Moduls notwendig.

3.6.1 Die Abhängigkeit der Einstrahlstärke E von dem Abstand a

Bevor man die Einstrahlstärken an verschiedenen Punkten messen kann, muss man den Zusammenhang zwischen dem Abstand der Lichtquelle und dem Modul klären. Das ist wichtig, weil das Messinstrument für die Einstrahlstärke immer ein Höhenmaß hat. In beiden Diplomarbeiten, [6] und [7], wird der Abstand $E \sim a^2$ beschrieben. Das ist soweit richtig, solange von einem Punktstrahler ausgegangen wird. Bei ihm nimmt die Einstrahlstärke mit zunehmenden Abstand quadratisch ab. Bei dem vorhandenen Lichtfeld kann man nicht davon ausgehen, genauso wenig bei der echten Sonne. Da beim Sonnensimulator die Lampen dicht bei einander angeordnet sind, bzw. die echte Sonne als relativ unendlich weit weg gedacht werden kann, muss man von einer parallelen Lichtquelle ausgehen. Zunächst war es nur eine Vermutung, die aber durch Messungen der Einstrahlstärke in Abhängigkeit vom Abstand real wurde.

Vermutung: $E \sim a$

Als Messstelle wurde die Modulmitte gewählt. Sehr wichtig ist, dass die Auflagefläche des Messinstrumentes genau gerade ist, orthogonal zum Licht. Um das sicherzustellen, wurde ein Adapterblech hergestellt, das anstelle des Moduls gelegt wurde. Denn man musste zunächst mit einer schweren Wasserwaage hantieren, die das Modul hätte beschädigen können. Außerdem braucht man das Adapterblech auch später um das Lichtfeld auszumessen. Das Einstrahlmessgerät muss an allen Punkten genau orthogonal liegen. Beim Originalmodul als Auflagefläche war dieses nicht möglich.

Messung:

a	480	455,3	430,5	405,9	389,9	373,9	357,9	342,1	326,3	310,5
E	1222	1262	1303	1334	1368	1386	1408	1444	1468	1479

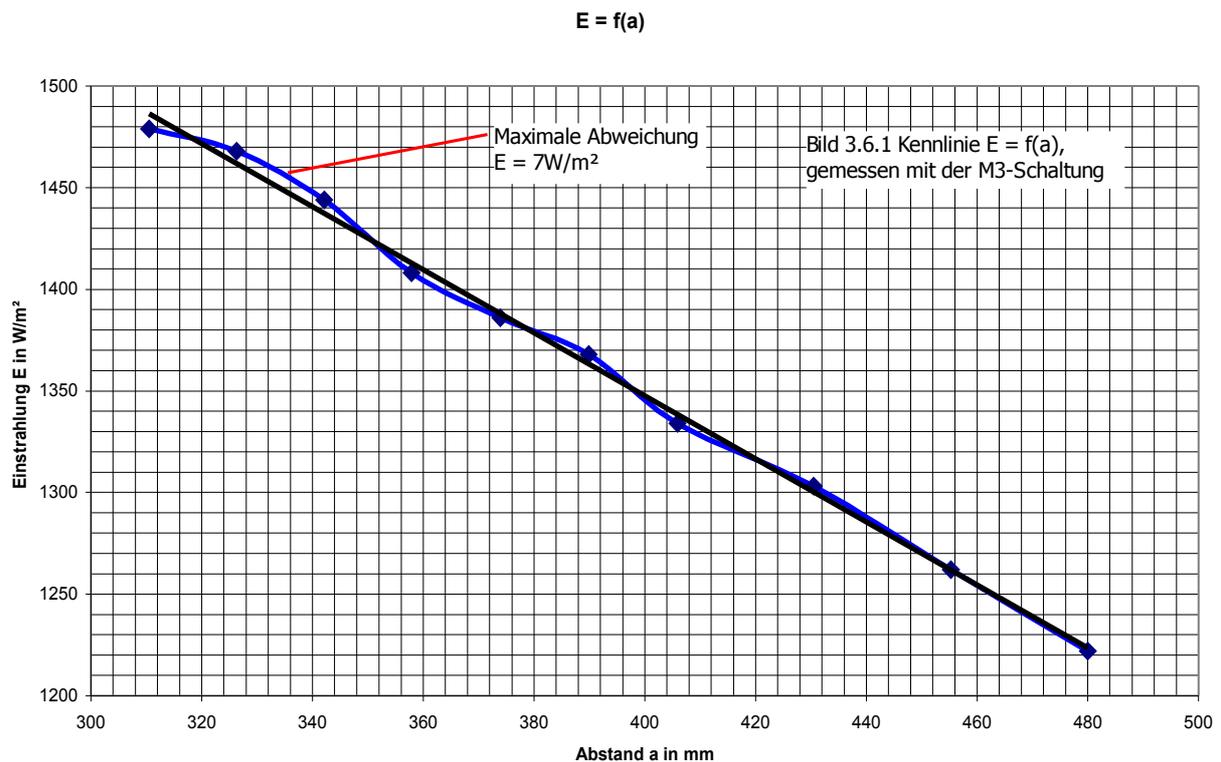
Vom Abstand a wurde die 37mm Höhe des Einstrahlstärkemessgerätes mit berücksichtigt. Um den Abstand zu verringern wurden Holzstücke, die relativ plan waren, jeweils dazwischen gelegt. So erhielt man 10 Messpunkte.

Verwendete Messgeräte:

- 1) Einstrahlmessgerät SI-01 (älteres Gerät)
- 2) Multimeter ABB Metrawatt M2036
- 3) Wasserwaage zum Sicherstellen der Orthogonalität
- 4) Gliedermassstab

Die Messung wurde bei Lampennennwerten, also maximale mögliche Einstrahlstärke vorgenommen. Wichtig ist auch, dass die Lampen mindestens 20 Minuten warm gelaufen sind. Erst dann haben sie ihr volles Lichtspektrum entwickelt.

Kennlinie:



Legende: gemessene Kennlinie (blau) Ausgleichsgerade (schwarz)

Die Tendenz, siehe schwarze Ausgleichsgerade, ist linear. Die Schwankungen werden Netzschwankungen zugerechnet, die nicht beherrschbar sind.

Somit ist die Vermutung $E \sim a$, als ein linearer Zusammenhang empirisch bewiesen. Dieses Erkenntnis ist die Grundlage für die Umrechnung der gemessenen zur tatsächlichen Einstrahlstärke bei den folgenden Ausführungen über das gemessene Lichtfeld.

Probleme bei diesen Messungen

Allerdings muss man zugeben, dass dieses Erkenntnis nicht sorgenfrei gewonnen wurde. Die Messungen wurden mehrfach durchgeführt, auch mit der B6-Brückenschaltung. In der Anhang-CD sind dann alle durchgeführten Messungen dokumentiert. Denn die Idee, das Adapterblech herzustellen, wurde aus den Schwierigkeiten, Geraden mit zu großen Schwankungen zu erhalten, geboren. Außerdem dauerte es eine Weile, bis eine sporadische „Macke“ des neueren Einstrahlungsmessgerätes gefunden wurde. Erst als die Messunterlage 100%ig gerade war, waren die Schwankungen kleiner. Diese Messungen und insbesondere jene, die der folgenden Seiten beschrieben werden, waren sehr zeitaufwändig.

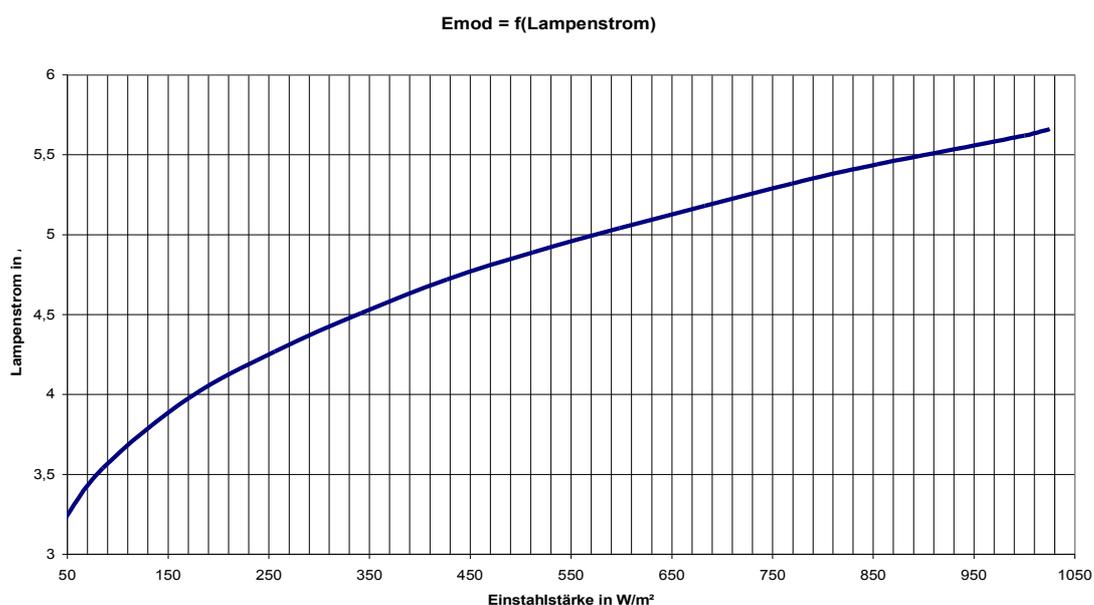
3.6.2 Die Abhängigkeit der Einstrahlstärke von Lampenspannung und Lampenstrom

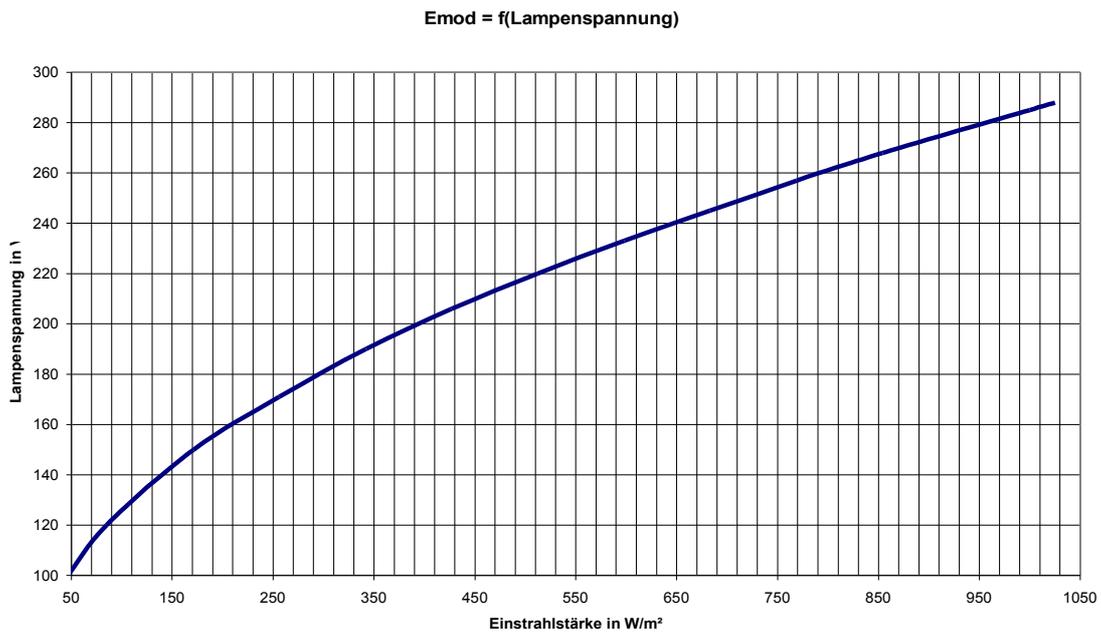
Es soll nun überlegt werden, welche einstellbare Größe zur Veränderung der Einstrahlstärke zu bevorzugen ist.

Emessneu	Uanz in V	Ianz in A	U_MW in V	I_MW in A
1200	288	5,66	287	5,62
1172	285	5,62	284	5,58
1000	268	5,44	266	5,38
900	257	5,32	255	5,28
800	245	5,18	245	5,15
700	233	5,04	232	5,01
600	220	4,89	219	4,85
500	206	4,72	205	4,68
400	190	4,51	189	4,48
300	171	4,27	171	4,25
200	150	3,98	149	3,96
100	120	3,54	120	3,52
50	98	3,18	97	3,16

Die obenstehende Tabelle zeigt die Werte, aufgenommen mit den ABB-Multimetern und die Werte, die direkt von den Anzeigen in der Frontplatte entnommen sind. Im Spannungsbereich gibt es Abweichungen bis maximal 2V, wenn man die verschiedenen Anzeigen (Multimeter - Frontanzeige) vergleicht. Das ist bezogen auf den Nennspannungswert der Lampen (288V) eine Abweichung von 0,69%. Im Strombereich gibt es eine maximale Abweichung der verschiedenen Anzeigen von maximal 0,04A. Das entspricht einer Abweichung von 7,06%.

Darstellung in Kennlinienform:



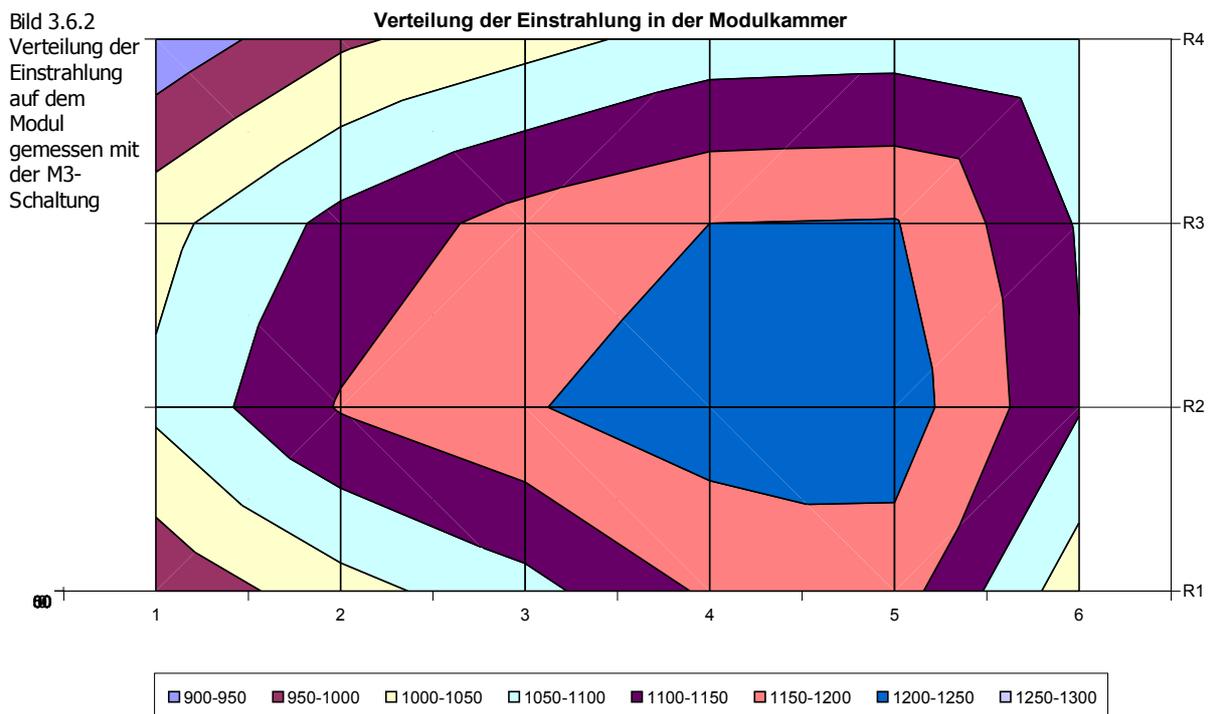


Im Bereich von 400 bis 1200 W/m² Einstrahlstärke ist sowie beim Lampenstrom als auch bei der Lampenspannung die Abhängigkeit linear. Nur im unteren Bereich ist die Kurve gekrümmt. Für die praktische Anwendung bedeutet dieses, dass man den Lampenstrom oder auch die Lampenspannung als veränderliche Größe für die Einstrahlstärke wählen kann. Eine relativ gute Proportionalität ist Grundvoraussetzung für die Einstellung der Einstrahlstärke über den Stellsparrtrafo.

Anmerkung: Hier ist der Modulflächenkorrekturfaktor berücksichtigt. Die gemessene Einstrahlstärke ist um den Faktor 1,171 (siehe Gl.3.6.7) größer. In den obigen beiden Kennlinien ist der Anzeigewert in der Frontplatte verwendet worden, weil auch der später für das Praktikum relevant ist.

3.6.3 Die Bestimmung der Einstrahlstärken des Lichtfeldes

Zunächst musste festgestellt werden, inwieweit die Einstrahlungen für das spätere Solarmodul homogen sind. Es wurde anfangs ein Raster mit 48 Punkten entwickelt, das die tatsächliche Messfläche des Einstrahlmessers berücksichtigte. Als sich im Laufe der Messungen herausstellte, dass dieser (neuere) Einstrahlmesser schadhaft war, nahm man ein älteres, vorhandenes, funktionierendes Einstrahlmessgerät des Vorgängertypes. Daraufhin wurde das Messfeld mit nur 24 Punkten neu festgelegt. Denn dieser Einstrahlmesser hatte eine größere Einstrahlfläche. Die Ausmessung des Lichtfeldes an möglichst allen Punkten der Modulfläche ist die Berechnungsgrundlage für die Tabelle, die vorn an der Frontplatte klebt, nach der man den Lampenstrom einstellt, um eine gewünschte (durchschnittliche) Einstrahlstärke zu erhalten. Das Bild unten zeigt die Verteilung der Einstrahlung im Modulbereich mit M3-Schaltung:



Hier sieht man, dass an den Rändern links oben und links unten die geforderten Einstrahlstärken von 1000 W/m^2 unterschritten werden. Die Messungen wurden bei Lampennennwerten vorgenommen. Eine Erhöhung der Lampenspannung kam zugunsten der Lampenlebensdauer nicht in Betracht. Allerdings misst man fast überall sonst Werte, die die 1000 W/m^2 leicht erreichen bzw. auch überschreiten. Um die praktikumsfreundliche Einstrahlstärke-Lampenstrom-Tabelle zu berechnen braucht man aber einen Einstrahlwert nach dem man sich richten kann. Aus der obigen Verteilung ist nun eine brauchbare Messvorschrift zu entwickeln, die auch zu handhaben ist.

Umrechnung vom Einstrahlmessgerät zur Modulfläche

Da nun feststeht, dass $E \sim a$ ist, ist jetzt die Umrechnung von der gemessenen zur tatsächlichen Einstrahlstärke unter Berücksichtigung der Höhe des Einstrahlmessers möglich. Dabei gilt zunächst:

Abstand Modul \leftrightarrow Lampen: $a_{\text{Mod}} = 516 \text{ mm}$

Höhe Einstrahlmesser: $a_{\text{Eg}} = 35,7 \text{ mm}$

Der Grundansatz:

$$\frac{E_{mess}}{E_{Mod}} = \frac{a_{LMod}}{(a_{LMod} - a_{Eg})} \quad \text{Gl.3.6.1}$$

Man erhält die tatsächliche Einstrahlstärke am Modul E_{Mod} :

$$E_{Mod} = E_{mess} \cdot \left(\frac{a_{LMod} - a_{Eg}}{a_{LMod}} \right) = E_{mess} \cdot \left(\frac{516\text{mm} - 35,7\text{mm}}{516\text{mm}} \right) = E_{mess} \cdot 0,9308 \quad \text{Gl.3.6.2}$$

Hier erhält man die Einstrahlstärke E_{mess} , die man messen muss, um eine bestimmte Einstrahlstärke E_{Mod} zu erhalten:

$$E_{mess} = E_{Mod} \cdot \left(\frac{a_{LMod}}{a_{LMod} - a_{Eg}} \right) = E_{Mod} \cdot \left(\frac{516\text{mm}}{516\text{mm} - 35,7\text{mm}} \right) = E_{Mod} \cdot 1,074 \quad \text{Gl.3.6.3}$$

Bestimmung des arithmetischen Mittelwertes der gemessenen Einstrahlstärken:

Werte der Einstrahlstärke-Verteilung, siehe Bild 3.6.2, gemessen:

914	991	1032	1072	1077	1052
1033	1115	1169	1200	1203	1096
1061	1154	1196	1228	1227	1104
959	1031	1083	1158	1175	1018

Der Wert E_{messM} mit 1198 W/m^2 wurde noch zusätzlich in der Modulmitte gemessen.

$$\frac{(\sum \text{aller gemessenen Einstrahlstärken})}{\text{Anzahl}} = 1097,833 \text{ W/m}^2 \quad \text{Gl.3.6.4}$$

Die Umrechnung auf den Mittelwert auf der Modulfläche ergibt:

$$1097,833 * 0,9308 = 1021,863 \text{ W/m}^2$$

Berechnung der Abweichungen:

Abweichung zum höchsten Wert: $1228 - 1097,833 = 130,167$ -> entspricht +11,85% vom Mittelwert.

Abweichung zum niedrigsten Wert: $914 - 1097,833 = -183,833$ -> entspricht -16,74% vom Mittelwert.

Anhand der doch recht hohen Abweichungen erkennt man, dass das Lichtfeld keineswegs homogen ist. Zunächst wird man dass akzeptieren müssen.

Ermittlung der Tabelle Einstrahlstärke-Lampenstrom:

Zweckmäßigerweise sucht man sich jetzt einen Punkt auf der Modulfläche aus, der als „Referenzpunkt“ betrachtet werden kann. Konkret wurde der Punkt M in der Modulmitte gewählt. Diese Einstrahlstärke liegt natürlich viel höher als der Mittelwert. Es gilt nun eine Umrechnung vom Mittelwert zum gewählten Messpunkt zu bestimmen:

$$E_{MW} = 1097,833 \text{ W/m}^2 \quad E_{messM} = 1198 \text{ W/m}^2$$

Es gilt:

$$\frac{E_{\text{messneu}}}{E_{\text{mess}}} = \frac{E_{\text{messM}}}{E_{\text{MW}}} \Rightarrow E_{\text{messneu}} = E_{\text{mess}} \cdot \left(\frac{E_{\text{messM}}}{E_{\text{MW}}} \right) \quad \text{Gl.3.6.5}$$

$$E_{\text{messneu}} = E_{\text{mess}} \cdot \left(\frac{1198}{1097,833} \right) = E_{\text{mess}} \cdot 1,091 = E_{\text{Mod}} \cdot 1,074 \cdot 1,091 \quad \text{Gl.3.6.6}$$

$$E_{\text{messneu}} = E_{\text{Mod}} \cdot 1,171 \quad \text{Gl.3.6.7}$$

Der in Gl.3.6.7 ermittelte E_{messneu} am Punkt M wird eingestellt, um die gewünschte Einstrahlstärke am Modul E_{Mod} zu erhalten. Wählt man einen anderen Punkt $E_{\text{messManders}}$, ändert sich natürlich der Faktor von 1.171, je nach gewähltem Wert, siehe Gl.3.6.5.

Vorgehensweise zusammengefasst für den Servicetechniker:

- 1) Lampen bei 288V und 5,67A (Nennwerten) mindestens 20 Minuten warm laufen lassen
- 2) Einstrahlmesser auf die Modulmitte legen (Punkt M) mit $E_{\text{messM}} = 1198 \text{ W/m}^2$
- 3) Unterlage muss 100% waagrecht sein, Adapterblech verwenden und mit Wasserwaage ausmessen
- 4) Werte für $E_{\text{Mod}} = 200, 400, 600, 800, 1000 \text{ W/m}^2$ über E_{messneu} einstellen, dabei vorrangig den Lampenstrom beachten, Veränderung über den Stellspartrafo
- 5) Untenstehende Tabelle überprüfen

E_{Mod}	E_{messneu}	$U_{\text{LMetrawatt}}$	U_{LANzeige}	$I_{\text{LMetrawatt}}$	I_{LANzeige}
200	234	157	156	4,08	4,08
400	469	200	200	4,65	4,64
600	703	233	232	5,03	5,03
800	938	260	259	5,35	5,34
1000	1172	284	284	5,62	5,61

Verwendete Messgeräte:

- 1) Multimeter ABB Metrawatt M2036 für Strom-, Spannungs- und Einstrahlungsmessung
- 2) Einstrahlungsmessgerät SI-01 von Mencke & Tegtmeyer
- 3) Wasserwaage

3.7 Die Steuerung mit LOGO!

Die wichtigste Komponente für die Durchführung der Kennlinienmessung ist eine funktionierende Steuerung im Hintergrund. Gewünscht wurde vom Betreiber HAW-Hamburg, eine LOGO!-SPS-Steuerung von Siemens zu verwenden. Gerade an dieser Stelle wird klar, dass man solche wichtigen Fragen frühzeitig klärt. Eine spätere Änderung der Steuerungsart würde, in der Ausführungsphase teuer zu stehen kommen! Der Betreiber sollte früh wissen, was die Anlage können soll, damit die richtige Steuerung nebst Erweiterungen passgenau ausgewählt werden kann. Aus der Aufgabenstellung, siehe unter 1.2 Lastenheft, ergibt sich schon, was die SPS können soll:

- 1) eine einfache Temperaturregelung für die Lüfter in der Modulkammer
- 2) Steuerung der Dunkelkennlinienmessung
- 3) Steuerung der Hellkennlinienmessung

Zu Anfang war noch nicht klar, welche Bedienelemente notwendig sind. Denn das muss bekannt sein, um die Anzahl der Eingänge der SPS-Steuerung festzulegen. Um den genaueren Funktionsablauf zu bestimmen, wurde an der älteren Sonnensimulatoranlage (siehe [6]) ein Photovoltaik-Praktikum durchgeführt. Die SPS-Steuerung muss mit der Hell- und Dunkelkennlinienplatine zusammenarbeiten. Nach Durchführung des Praktikums konnte man eine Aussage über die Anzahl von Ein- und Ausgängen der SPS treffen. Der hier bearbeitete Sonnensimulator hatte schon zu Anfang eine Hellkennlinienplatine, ein paar Bedienelemente und ein halbfertiges SPS-Programm. Übernommen wurde die Hellkennlinieplatine, deren Messprinzip unter 2.6.8 erklärt ist. Bekannt war auch aus [6] die Schaltung der Dunkelkennlinieplatine. Diese war in diesem Sonnensimulator aber weder aufgebaut noch getestet. In der Sonnensimulator-Anlage ([6]) hatte sich aber die Schaltung der Dunkelkennlinienplatine bewährt, so dass die Schaltung auch übernommen wurde und neu aufgebaut wurde. Außerdem gab es noch Lüfter auf dem Dach des Sonnensimulators, die bei der Anzahl der Ausgänge eine Rolle spielten, da sie auch von der SPS aus angesteuert werden sollten. Die Temperaturerfassung machte noch zusätzliche Eingänge notwendig.

Anzahl der Eingänge: 6 digitale Eingänge für Schalter/Taster, 2 analoge-PT100-Eingänge für Temperaturerfassung

Anzahl der Ausgänge: 8 Relais-Ausgänge, davon 3 für Hellkennlinienmessung, 2 für Dunkelkennlinienmessung, 2 für Meldung „Messungen bereit“, 1 für die Ansteuerung der Lüfter

3.7.1 Aufbau der Steuerung

Die SPS-Steuerung

Die vorhandene LOGO!-SPS wurde mit 24V betrieben, was die Auswahl von Erweiterungen auf 24V-Versorgungsspannung festlegt. Das LOGO!-Basismodul, das nur zu Anfang vorhanden war, musste, aufgrund der benötigten Anzahl der Ausgänge, erweitert werden. Eine zusätzliche Erweiterung wurde notwendig für die Verarbeitung der gemessenen bzw. vorgegebenen Temperatur. Zur Versorgung des Basismoduls war ein 650mA-Netzgerät extra montiert. Da aber für die Dunkelkennlinienmessung zunächst von ca. 800mA Kurzschlussstrom des Moduls ausgegangen worden war, wurde ein 24V/2,5A-Netzteil, perfekt passend zur LOGO!-SPS-Familie, eingebaut. Die SPS-Komponenten wurden mit Klick-Schnapp-Technik aneinander und auf einer Hutschiene montiert. Nur das Netzgerät wurde nebenbei montiert. Tatsächlich liefert das Netzgerät 22,8V bis 26,8V. Dieser Umstand stellte sich später als glücklich heraus. Der detaillierte Schaltplan der Steuerung befindet sich in der beigefügten Anhang-CD.

Folgende Siemens-LOGO!-Komponenten wurden ausgewählt:

- 1) Basismodul 6ED1 052-1 MD00-0BA5 (war bereits vorhanden), 8 Eingänge (davon 2 analog/digital und 6 digital), 4 Relais-Ausgänge, LCD-Display
- 2) Erweiterungsmodul LOGO! DM8 24R, 4 Relais-Ausgänge
- 3) Erweiterung AM2 PT100 mit 2 analogen, PT100-Eingängen (war bereits im EA-Labor vorhanden)
- 4) Netzteil LOGO!Power 24V/ 2,5A

Das untere Bild zeigt den Aufbau der LOGO-SPS:

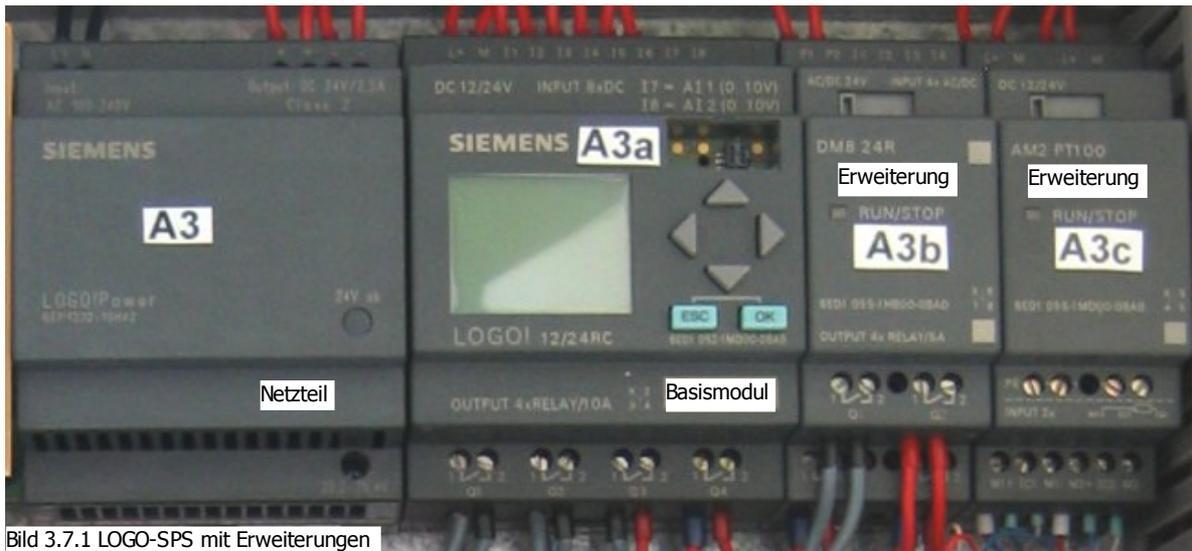


Bild 3.7.1 LOGO-SPS mit Erweiterungen

Es wurden Relais-Ausgänge gewählt, weil mit extra Platinen gearbeitet wird. Dafür sind potentialfreie Kontakte unerlässlich, um keine unerwünschten Spannungen auf die Platinen zu verschleppen. Mit potentialfreien Kontakten hat man alle Möglichkeiten, im Rahmen der maximalen Auslegung von 10A, 240V, Verbraucher mit der SPS anzusteuern. Es bedeutet eine erhöhte Sicherheit.

Der Schaltschrankaufbau vorn

Die gesamte Anlage führt verschiedene Spannungen. Damit es übersichtlicher für eventuelle Fehlersuche wird, hat jede Spannung ihre Farbe:

- 1) 240V-Wechselspannung und Gleichspannungsseite (Lampenversorgung): schwarze Leitungen
- 2) 24V-Versorgung (für SPS, Ansteuerung Relais.....): rote Leitungen
- 3) +/- 15V-Versorgung (für die Subtrahierer- und Multipliziererplatine): violette Leitungen
- 4) 9V-Versorgung (für die Anzeigen Modulspannung und Modulstrom): gelb
- 5) 5V-Versorgung (für die Subtrahiererplatine und LEM-Wandler): weiß
- 6) Stromkreis des Solarmoduls: grau

Die Anschlussklemmen sind auf der Gesamtklemmenleiste X2 voneinander getrennt geführt. Die Führung des Abstandes der Klemmen zueinander bedeutet, dass die Gefahr von Spannungsverschleppung über den Weg der Klemmleiste nahezu ausgeschlossen werden soll. Sofort zu

Beginn wurde festgelegt, dass der Lampenversorgungsteil und der Steuerungsteil räumlich getrennt sein sollten. Die Lampenversorgung hat eine eigene Drehstromspeisung, die wie eine Fremdspannung zu betrachten ist. Auch bei ausgeschaltetem Schalter „Anlage EIN“ kann die Drehspannung noch im Schaltschrank vorhanden sein. Diese wird extra ausgeschaltet bzw. herunter gedreht. Durch die Trennung ist im Schaltschrank vorn (Steuerung) jetzt keine Fremdspannung mehr vorhanden. Bei der ursprünglichen Ausführung gab es das Problem der Fremdspannung nicht, weil es nur eine Einspeisung gab. Der angenehme Nebeneffekt ist, mehr Platz im vorderen Schaltschrank gewonnen zu haben.

Die Frontplatte

Die eingebauten Elemente arbeiten auch mit verschiedenen Spannungen. Die Anzeigen „Lampenstrom“ und „Lampenspannung“ werden als einziges von der Rückseite der Anlage versorgt und bedient. Die Leitungsführung ist direkt, ohne Zwischenklemmen im vorderen Steuerungsschrank. Ansonsten sind 240V, 24V, 9V, normierte Spannungen (0-10V) und Solarmodulspannung an der Frontplatte vorhanden. Da auch die gefährliche 240V-Wechselspannung anliegt, muss die Frontplatte geerdet sein.

Die Erdung im Sonnensimulator (PE)

Gemäß DIN VDE 0100 und im Besonderen gemäß DIN VDE 0100-723 sollen alle berührbaren, leitfähigen (und fremden berührbaren, leitfähigen) Teile geerdet sein. Die Schaltungen vorn wie hinten sind auf einer Metallplatte aufgebaut. Diese sind mit dem Schutzleiter (PE grün/gelb) verbunden, um im Fehlerfall eine schnelle Abschaltung zu erreichen. Das Gleiche gilt für die Frontplatte und die berührbaren metallischen Teile in der Modulkammer.

Die Not-Aus-Einrichtung

Gemäß DIN VDE 0100-723 für Labor- und Experimentiereinrichtungen soll ein Not-Aus-Stellglied vorhanden sein. Da aber vom Betreiber versichert wurde, dass es für den Notfall übergeordnete Not-Aus-Einrichtungen im gesamten Labor vorhanden sind, wurde explizit beim Sonnensimulator darauf verzichtet. Gemäß VBG1 (allgemeine Unfallverhütungsvorschrift und „Gummiparagraph“) darf von den allgemein anerkannten Regeln der (Elektro-)Technik abgewichen werden, wenn die Sicherheit auf eine andere Weise genauso hergestellt werden kann.

3.7.2 Das LOGO-Programm mit der Software LOGO ComfortV5

Um ein SPS-Programm zu realisieren, benötigt man eine Entwicklungssoftware. Zu diesem Zweck hat Siemens für den Programmierer die LOGO!-SoftComfortV5-Software bereit gestellt. Die LOGO!-SoftComfortV5-Software verfügt über eine Bedienoberfläche, [14], mit der man die gewünschten Bausteine anklicken und platzieren kann. Anschließend kann man sie bequem verbinden. Es gibt drei Symbolleisten, mit denen man arbeiten kann:

- 1) Symbolleiste Standard: Diese ist für übergeordnete Datei-Funktionen, z.B. speichern, drucken, löschen, etc.. Man kann sein Programm hierbei auch in pdf-, jpg- oder bmp-Format abspeichern.
- 2) Symbolleiste Werkzeug: Es sind alle Elemente vorhanden, um bequem und schnell das gewünschte Programm zu erstellen. Zu den Bausteingruppen zählen die Grundfunktionen (nur FBD-Editor), die Sonderfunktionen und Konstanten. Des weiteren gibt es

Bearbeitungstools, z.B. selektieren, verbinden, texten, simulieren und Online-Test. Mit Hilfe des Online-Tests kann man einzelne Verbindungen im laufenden Programm unter echten Bedingungen verfolgen und eventuelle Fehler suchen, um sie dann zu beheben.

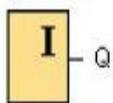
- 3) Symbolleiste Simulation: Bevor man das Programm unter echten Bedingungen in eine Anlage implementiert, kann man als „Trockenübung“ das Programm am Computer simulieren. Manchmal findet man auf diese Weise gefährliche Zustände, bevor sie in einer Anlage zum Tragen kommen. Auch wenn Anlage und Erstellung (Programmierer und Kunde) weit auseinander liegen, ist die Möglichkeit der Simulation sehr nützlich. Allerdings muss letztendlich das Programm immer in der gewünschten Anlage endgetestet sein. Hierbei gibt es Schalter und Taster, Merker, Ausgänge als Lämpchen oder angezeigte Analogwerte (Aktualwerte). Es werden so viele Elemente angezeigt, wie programmiert worden sind.

Ein Infofenster zeigt den Verlauf von Vorgängen an, die sich auf die Zusammenarbeit von PC und eingebauter SPS in der Anlage beziehen, z.B.: Übertragung des LOGO!-Programmes vom PC zur LOGO!.

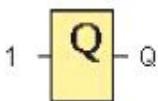
Die Grundbestimmung der LOGO! sind Anwendungen für Kleinststeuerungen. Die LOGO! verfügt über die Kontaktplan-Programmierung (Ladder Diagramm LAD) und der Programmierung mit Funktionsbausteinen (Function Block Diagramm FBD). Das Programm ist in FBD erstellt worden, schon allein deswegen, weil diverse Funktionen nur in FBD programmierbar sind. Zwar lässt sich die Programmierart immer umschalten, aber bei Bausteinen, die nicht in LAD funktionieren, macht dies wenig Sinn. LAD ist eher für Programmierer, die aus der Installation die Schütz-Kontakt-Technik gewohnt sind.

Die verwendeten Bausteine:

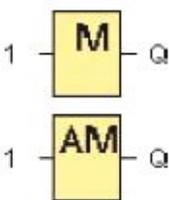
Es ist nur eine Auswahl der Bausteine vorgestellt, die im Programm verwendet werden, [14] Kap.5:



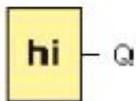
Digitaler Eingang: Die LOGO SoftComfortV5 verfügt über 24 Eingänge, die über die Blockparametrierung zugewiesen werden können. Kommentare können auch eingefügt werden.



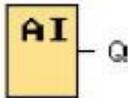
Digitaler Ausgang: Es können bis zu 16 Ausgänge verwendet werden. Diese werden über die Blockparametrierung zugewiesen, sowie die Kommentare. Am Ausgang liegt immer der Wert des vorherigen Programmzyklus an. Innerhalb eines Programmzyklus wird der Wert nicht verändert, [14] S.5-2.



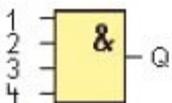
Merker: Es ist ein Speicherbaustein, der sich das „merkt“, was an ihrem Eingang anliegt. Es gibt 24 digitale Merker und 6 analoge Merker. Die Zuweisung geschieht über die Blockparametrierung. Innerhalb eines Programmzyklus wird der Wert nicht verändert, [14] S.5-4. Der Anlaufmerker M8 wurde hier nicht verwendet. Er wird im ersten Programmzyklus gesetzt. Nach deren Ablauf wird er automatisch zurückgesetzt.



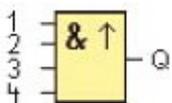
Fester Pegel: Immer, wenn an einem Eingang der Zustand „1“ anliegen soll, verwendet man den Baustein **hi**.



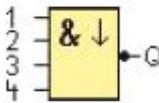
Analoger Eingang: Verarbeitet werden AI von den Basismodulen 12/24RC sowie 12/24RCo mit je 2 Stück, die auch als digitale Eingänge genutzt werden können (I7 und I8). Die LOGO SoftComfortV5 stellt bis zu 8 AI zur Verfügung. Die Erweiterungsmodule AM2 12/24 und AM2 PT100 verarbeiten auch die analogen Eingangssignale. Über die Blockparametrierung stellt man die Zuweisung ein und beim AM2 PT100 auch welche Art des Sensors verwendet wird.



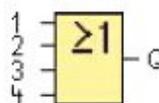
AND: Der Ausgang am AND nimmt nur dann den Zustand „1“ an, wenn alle Eingänge auf „1“ sind. Ein unbenutzter Eingang wird automatisch auf „1“ gesetzt. Will man einen Eingang negieren, so doppelklickt man direkt am gewünschten Eingang.



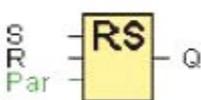
AND mit Flankenauswertung: Damit der Ausgang **Q** auf „1“ geht, müssen alle Eingänge auf „1“ sein, wovon mindestens ein Eingang im vorigen Programmzyklus auf „0“ war. Ein unbenutzter Eingang gilt als „1“. Es wird dabei nur die positive Flanke ausgewertet.



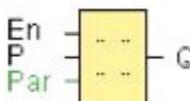
NAND mit Flankenauswertung: Der Ausgang **Q** nimmt nur den Zustand „1“ an, mindestens ein Eingang den Zustand „0“ hat, und im vorigen Programmzyklus alle Eingänge auf „1“ waren. Der Ausgang bleibt dann genau einen Zyklus auf „1“. Bevor er wieder auf „1“ gehen kann, muss er mindestens einen Zyklus lang auf „0“ gewesen sein. Es wird die fallende Flanke ausgewertet.



OR: Der Ausgang nimmt den Zustand „1“ an, wenn mindestens ein Eingang auf „1“ geht. Ein unbenutzter Eingang wird automatisch auf „0“ gesetzt.

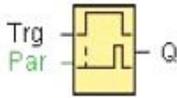


Selbsthalterelais: Über den Eingang **S** wird der Baustein gesetzt, über **R** rückgesetzt. **Par** auf ON geschaltet, sorgt dafür, dass bei Netzausfall und Spannungswiederkehr das Signal am Ausgang anliegt, das vor dem Wegfall der Spannung anlag. Sind beide Eingänge „0“, bleibt der Zustand von **Q** gleich. Sind beide Eingänge auf „1“, wird zurückgesetzt.

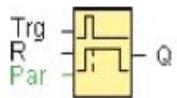


Meldetext: Es gibt maximal 10 Meldetext-Funktionen. Er ist nur sinnvoll mit einem Basismodul, das ein LCD-Display integriert hat. **En** startet die Ausgabe des Meldetextes. **P** beinhaltet die Priorität (0 bis 30) des Meldetextes. **Time** und **Date** zeigen die ständig aktuelle Uhrzeit/Datum an. Ausgang **Q** bleibt solange gesetzt, wie der Meldetext ansteht. Wechselt der Zustand von **En** auf „0“ wird der Meldetext wieder ausgeblendet.

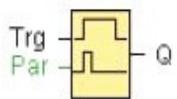
Solange **En** den Zustand „1“ hat, kann der Meldetext nicht quittiert werden. Es wird immer der Meldetext mit der höchsten Priorität angezeigt. Wird dieser quittiert, wird der nächst höhere Meldetext angezeigt. Im RUN-Modus der SPS kann man mit den Cursorsn **auf/ab** die Meldetexte nacheinander abrufen.



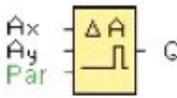
Einschaltverzögerung (EV): über den Eingang **Trg** startet die Zeit für die EV. **Q** schaltet nach Ablauf der eingestellten Zeit **T** ein, wenn **Trg** noch auf „1“ ist.



Ausschaltverzögerung (AV): Bei einem Wechsel von „1“ auf „0“ am Eingang **Trg** wird die Zeit **T** für die AV gestartet. Über **R** wird die Zeit **T** zurückgesetzt und **Q** auf „0“ gesetzt. **Q** wird auch nach Ablauf der Zeit **T** auf „0“ gesetzt.



Wischrelais (Impulsausgabe): Über den Eingang **Trg** wird die Zeit **T** gestartet. **Q** ist für die Dauer der Zeit **T** geschaltet, solange **Trg** auf „1“ ist, und fällt danach auf „0“ zurück. So erhält man einen Impuls von einstellbarer Zeitlänge. **R** (nicht gezeichnet) setzt das Wischrelais zurück.



Analogkomperator: Es werden an den Eingängen **Ax** und **Ay** Analogsignale angelegt, deren Differenz ausgewertet werden soll. Verwendbar sind: AI1 bis AI8, AM1 bis AM6 und AQ1, AQ2 (analoge Ausgänge)

Parameter: **A:** Verstärkung **Gain**

B: Nullpunktverschiebung **Offset**

On: Einschaltswelle +/- 20.000

Off: Ausschaltswelle +/- 20.000

P: Anzahl der Nachkommastellen

Q wird in Abhängigkeit der eingestellten Schwellwerte von **Ax** und **Ay** gesetzt oder zurückgesetzt. Es wird die Differenz der Aktualwerte **Ax** und **Ay** gebildet und ausgewertet:

$$\text{Aktualwert Ax} = (\text{Ax} * \text{Gain}) + \text{Offset}$$

$$\text{Aktualwert Ay} = (\text{Ay} * \text{Gain}) + \text{Offset}$$

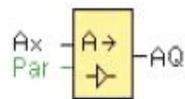
Bei der Verwendung des PT100 wird der **Offset** = 0.25 und **Gain** = -50 automatisch gesetzt.

Rechenvorschrift:

Q wird auf „1“ gesetzt falls Aktualwert **Ax** - Aktualwert **Ay** > **On**

Q wird auf „0“ gesetzt falls Aktualwert **Ax** - Aktualwert **Ay** <= **On**

Man kann die Eingangsempfindlichkeit mit Verwendung von EV und AV herabsetzen.



An **Ax** wird das zu verstärkende Eingangssignal gelegt. Verwendbar sind: AI1 bis AI8, AM1 bis AM6 und AQ1, AQ2 (analoge Ausgänge).

An AI1 bis AI8: 0 – 10V entspricht 0 – 1000 (interner Wert)

Parameter: **A:** Verstärkung **Gain**

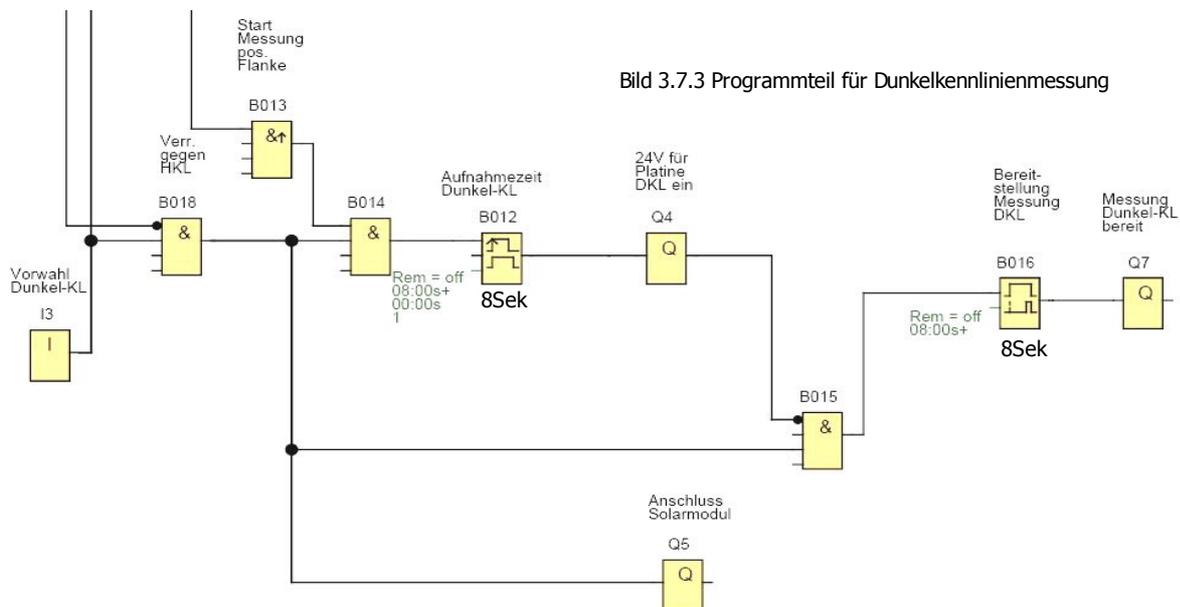
B: Nullpunktverschiebung **Offset**, Wertebereich: +/- 10.000

P: Anzahl der Nachkommastellen, Wertebereich: 0,1,2,3

$$\text{Aktualwert Ax} = (\text{Ax} * \text{Gain}) + \text{Offset}$$

Der Aktualwert **Ax** wird am Ausgang **AQ** ausgegeben.

3.7.2.2 Funktionsbeschreibung der Dunkelkennlinienmessung

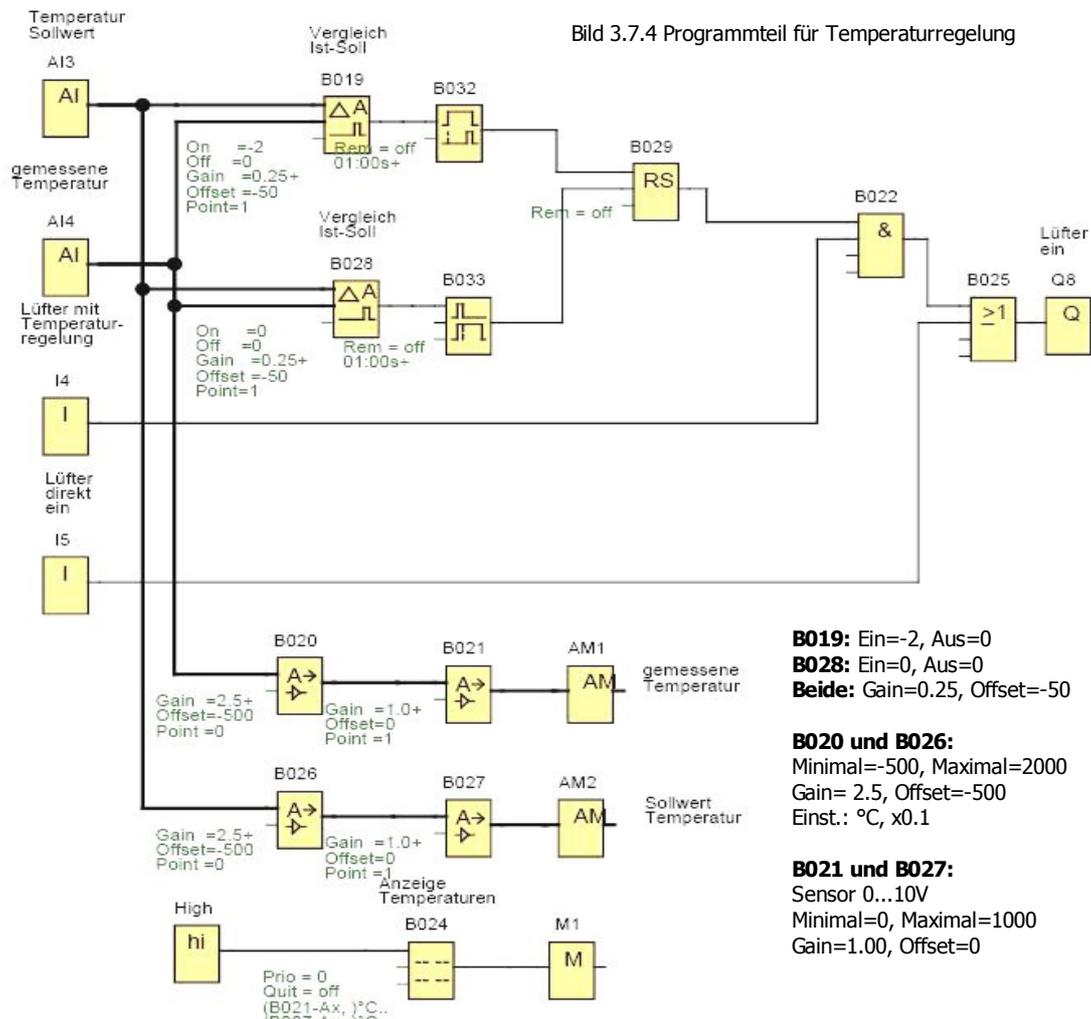


Die Dunkelkennlinienmessung ist programmtechnisch wesentlich einfacher. Zunächst verriegelt B018 die Dunkelkennlinienmessung gegen die Hellkennlinienmessung. Der Taster an I1 leitet die Messung mit „Start Messung“ ein. Schon nach der Vorwahl „Dunkel-KL“ an I3 wird das Solarmodul mit der Platine verbunden über Setzen des Ausganges Q5. Nach dem Starten der Messung läuft die Zeit über das Wischrelais B012 für 8s. Solange wird das Modul mit einer „Fremdspannung“ über Setzen von Q4 beaufschlagt. In dieser Zeit muss die Kennlinie aufgezeichnet werden. Es wird hier nur die Durchlasskennlinie gemessen, nicht die Sperrkennlinie. Nach Ablauf der Aufnahmezeit B012 wird das Modul von der „Fremdspannung“ getrennt. Danach läuft eine Bereitstellungszeit von weiteren 8s. In dieser Zeit entlädt sich der Messkondensator auf der Dunkelkennlinienplatine A14 selbstständig, um nach den 8s über B016 für eine neue Dunkelkennlinienaufnahme bereit zu stehen. Die „Fremdspannung“ wird von der SPS-Versorgung LOGO!-Power A3 gestellt. In der Praxis stellte sich heraus, dass bei den vorhandenen 24V die Dunkelkennlinie nicht weit genug mit dem Schreiber gezeichnet wurde. Als Abhilfe wurde die Versorgungsspannung der LOGO!-Power auf 26V gestellt. Natürlich wurde vorher sichergestellt, dass gemäß Datenblätter der SPS-Komponenten die Höherstellung zulässig war. Auch die beiden externen Relais KM und KL vertragen diese Maßnahme. Ganz wichtig ist es, die Lampen herunter zu regeln, da die geschlossenen Lamellen nicht ganz die Modulkammer verdunkeln. Eine leichte Helligkeit führt zu Modulspannungen, die dann mit den externen 26V zusammentreffen würden. Außerdem erhält man keine vernünftige Dunkelkennlinie. Eine elektrische Blockierung der Dunkelkennlinienmessung bei eingeschalteten Lampen würde mehr Sicherheit schaffen.

3.7.2.3 Funktionsbeschreibung der Temperaturregelung

Der dritte SPS-Programmteil, die Ansteuerung der Lüfter und Temperaturerfassung mit Regelung, wird hauptsächlich mit Analogwertverarbeitung realisiert. Die Erweiterung AM2 PT100 besitzt zwei analoge Eingänge, die auf den Temperaturfühler PT100 einstellbar sind. Der eine Eingang ist die Istwertfassung. Es wird die Temperatur in der Modulkammer gemessen. Der zweite Eingang ist die Einstellung der gewünschten Temperatur, der Sollwert. Mit einer Widerstandskombination, die die Widerstandswerte ($109,733\Omega = 25^\circ\text{C}$ $115,539\Omega = 40^\circ\text{C}$) der interessierenden Temperaturen widerspiegeln, wird der SPS vorgegaukelt, es mit einem zweiten PT100 zu tun zu

haben. Diese Werte werden stets verglichen und ausgewertet. Die beiden Widerstandsfühler sind mit AI3 (Sollwert) und AI4 (Istwert) verbunden. Diese Eingänge sind mit Analogkomperatoren B019 bzw. B028 verschaltet. B019 ist dafür zuständig, bei 2 Grad Übertemperatur die



Lüfter über die Einschaltverzögerung B032, das Selbsthalterelais B029, B022 und Ausgang Q8 einzuschalten. Der Abschaltzeitpunkt soll sein, wenn der Temperaturwert erreicht wurde. Das wird durch das Zurücksetzen des Selbsthalterelais B029 über den Analogkomperator B028 und die Ausschaltverzögerung B033 realisiert. Ein Vorwahlschalter an den Eingängen I4 und I5 lässt die Lüfter (Q8) direkt einschalten bzw. mit Temperaturregelung betreiben. Die gemessene und die eingestellte Temperatur werden mit den Analogverstärkern B020, B021 bzw. B026, B027 und den analogen Merkern AM1, AM2 zur LCD-Anzeige im Basismodul gebracht. Zur direkten Ansteuerung der LCD-Anzeige wird der Meldetext B024 eingesetzt. Zur Herabsetzung der Empfindlichkeit der Analogkomperatoren wurden B032 (Einschaltverzögerung) und B033 (Ausschaltverzögerung) eingesetzt. Das macht sich besonders im Punkte der erreichten Temperatur bemerkbar, wenn die Anlage nicht weiß: Lüfter an oder Lüfter aus? So verhindert man ständiges Ein- und Ausschalten der Lüfter.

Anmerkung:

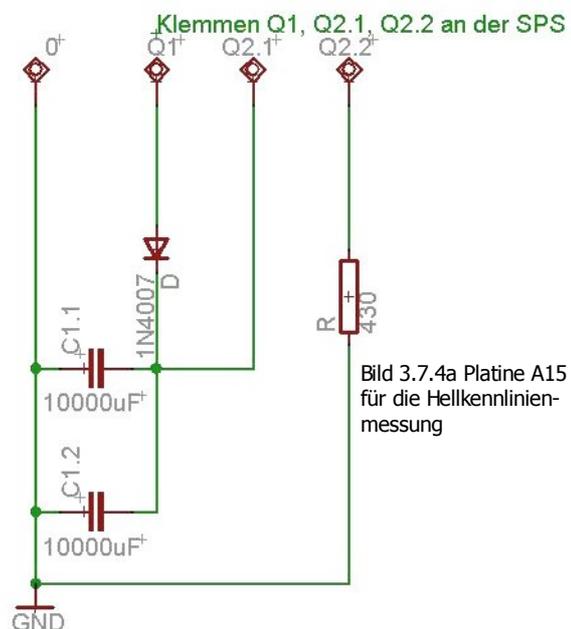
Erst beim Testen der SPS-Steuerung wurde klar, dass die vorhandenen Lüfter im Modulkammerbereich falsch ausgelegt waren. Sie reichten gar nicht aus, die Temperatur vernünftig zu senken. Zusätzlich wurden die Lüfter, die alle 8 zusammen geschaltet waren (für Lampen und für Modulkammer) elektrisch getrennt. Während die Lampenlüfter dauernd und unauffällig laufen,

werden nur die Modulkammerlüfter temperaturgeregelt. Es macht keinen Sinn, die Lampenlüfter mit auszuschalten, wenn doch nur in der Modulkammer die Temperatur erreicht ist. Außerdem liegen die Temperaturen, die ohne Lüftung in der Lampenkammer erreicht werden, bei ca. 65°C. Das ist zu warm für den Dauerbetrieb der Lampen, so dass jetzt die dauergelüfteten Lampen auch eine erhöhte Sicherheit darstellen. Leider funktioniert die Temperaturregelung NUR im Zusammenhang mit immer wieder geschlossenen Lamellen sofort nach jeder Kennlinienmessung. Eine „Dauersonne“ in der Modulkammer führt dazu, dass die Temperatur weg läuft und sich bei ca. 35°C einstellt. Wollte man die *Temperatur* bei ständig voller Bestrahlung in der Modulkammer regeln, müsste man größere, leistungsfähigere, luftzuführende Lüfter einbauen.

3.7.3 Die Hellkennlinienmessung mit der Platine A15

Zur Messung ist nicht nur ein Steuerungsablauf mit der SPS notwendig, sondern ein langsames, sich aufladendes Bauteil. Die Platine enthält einen Kondensator C, der in dem Messzeitraum aufgeladen wird.

Solange der Kontakt Q1 der Platine an Q1 der SPS geschlossen ist, wird der Kondensator über die Diode aufgeladen. Nach Trennung des Moduls von der Platine (Q1 geöffnet) wird die Verbindung Q2.1 und Q2.2 über den SPS-Ausgang Q2 geschlossen. Damit wird der Kondensator über $R = 430\Omega$ für 2 Sekunden vorentladen. Nach Ablauf der Zeit wird der Kondensator über den Kontakt Q2.1 und dem Ausgang Q3 der SPS mit Masse verbunden. In 2 Sekunden wird der Kondensator dann vollständig entladen. Die Platine A15 war bereits in der Anlage enthalten und konnte funktionsfähig übernommen werden.



Die optimale Ladezeit in der Theorie

Laut [1] S.61 lässt sich die optimale Ladezeit mit den gegebenen Größen finden.

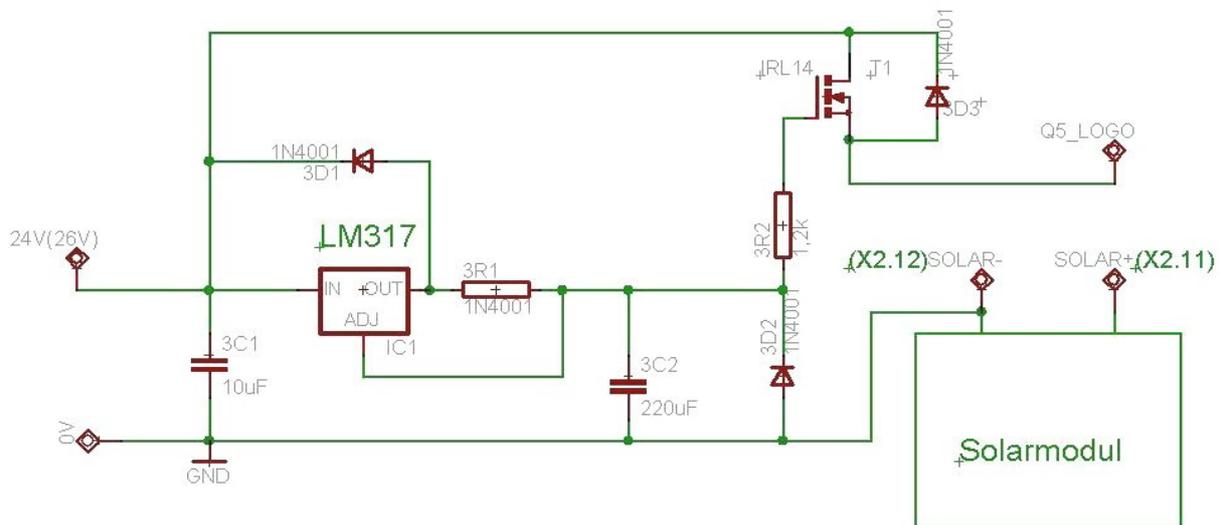
Mit $t_1 = C \cdot \left(\frac{U_{0C}}{I_{SC}} \right)$ (Gl.2.6.20 unter Abschnitt 2.6.8) kann man t_1 bestimmen:

$$t_1 = 20.000\mu\text{F} \cdot \left(\frac{21,5\text{ V}}{0,59\text{ A}} \right) = 0,7288\text{ s} \Rightarrow C_{Lade} = 1,457\text{ s}$$

In der SPS wurde, um den praktizierenden Studenten in der Zukunft etwas mehr Zeit zu geben eine Reaktionszeit mit eingeplant. So ist eine Aufladezeit von 5 Sekunden entstanden.

3.7.4 Die Dunkelkennlinienmessung mit der Platine A14

Zu Beginn war nur ein Schaltplan aus der anderen Sonnensimulatoranlage von 1996 vorhanden, nach der eine Dunkelkennlinien-Messplatine aufgebaut war. Da die Schaltung sich schon bewährt hatte, wurde diese neu auf der jetzigen Platine A14 aufgebaut.



Nur der früher verwendete Feldeffekttransistor musste durch einen Vergleichstypen ersetzt werden, da der BUZ72L nicht mehr hergestellt und verkauft wurde. Stattdessen wurde der IRL14 eingesetzt. Der Feldeffekttransistor ist ein n-Kanal-Anreicherungstyp, der als steuerbarer Widerstand im ohmschen Bereich benutzt wird. Laut Datenblatt beträgt seine Schwellspannung 2V, die nicht überschritten werden sollte.

Die SPS schaltet zu Beginn der Messung die 24V am Eingang mit Q4 zusammen. Dabei lädt sich der Kondensator 3C2 langsam über die Konstantstromquelle LM317 und 3R1 auf. Der FET T1 öffnet entsprechend des Ladezustandes des Kondensators 3C2. 3R2 dient als Vorwiderstand für den FET. Nach der Aufladung des Kondensators werden die 24V am Eingang wieder getrennt. Die Spannung an 3C2 kehrt sich um und entlädt sich über die parallel geschaltete Freilaufdiode 3D2. Damit ist eine selbstständige Entladung des Kondensators für eine neue Messung sichergestellt. Die Diode 3D1 ist als Schutz für den Fall geschaltet, wenn die Spannung am Ausgang des LM317 größer wird als die am Eingang des LM317.

In der Praxis stellte sich heraus, dass die vorhandenen 24V nicht ausreichten, die Dunkelkennlinie vollständig auf das Papier zu zeichnen. Daher wurde vorsichtig die Versorgungsspannung, die von dem LOGO!-Power-Netzgerät geliefert wird, auf 26V hoch gestellt. Selbstverständlich wurde vorher überprüft, ob die beiden Relais (K_L und K_M) und die gesamte LOGO!-SPS dieses verträgt. Es wird hier nur die Durchlasskennlinie des Moduls aufgenommen. Der Anschluss Q5 (Q5_LOGO) der Platine wird, solange die „DKL-Messung bereit“ ist und auch läuft, mit dem Modul über „Solar+“ verbunden. D.h. Das Modul ist solange verbunden, wie der Vorwahlschalter in Stellung „DKL“ ist.

IC1_A12 mit dem Trimpoti P1_A12 verstellen, bis der Wert stimmt.

Wertetabelle Strom, V_{sub} und V_{mod} :

I in A	0	0,2	0,4	0,662	1,008	1,506	2,005
V_{sub} in V	0	0,0632	0,1244	0,2064	0,3152	0,4721	0,626
V_{mod} in V	0	0,0747	0,1481	0,2474	0,3775	0,5654	0,7520
V_{mod}/V_{sub}	0	1,1896	1,1905	1,1986	1,1976	1,1976	1,2013

V_{mod}/V_{sub} theoretisch = 1.2

Man erkennt, dass der theoretische Wert der Verstärkung am besten am Messbereichsende eingehalten wird. Die mittlere Abweichung beträgt: 0,3%. Die Voreinstellung hier am Subtrahierer ist Grundvoraussetzung für die nachfolgende Normierung des Stromes auf Platine A13 (Multiplizierer).

3.7.6 Spannungsnormung von Modulspannung und -strom (Plat. A13)

Um letztendlich Kennlinien aufnehmen zu können oder um die gemessenen Werte allgemein verarbeiten zu können, werden die Messwerte genormt. Auch eine spätere PC-gestützte Weiterverarbeitung ist jetzt möglich, da viele Messkarten nur 0-10V vertragen.

Funktion der Normierung von A13 im Stromzweig:

Die dem Modulstrom entsprechende Messspannung V_{mod} (U_{I_mod}) wird in eine zwei-stufige Verstärkerschaltung gegeben. Es sind jeweils invertierende Verstärker, die schon allein deswegen zwei Stufen erforderlich machen, da sonst die normierte Spannung negativ wäre. Der Trimpoti P3_A13 über IC2_A13 macht die Verstärkung des gesamten Stromzweiges einstellbar. Die Schaltung um IC1_A13 verstärkt die Spannung fest um den Faktor 27 und hat die Aufgabe die noch invertierte Spannung wieder positiv zu machen. Die Trimpotis P1_A13 und P2_A13 sind zur Einstellung des Offsets in der Schaltung. In der Praxis stellte sich heraus, dass die Beseitigung des Offsets am besten funktionierte ohne zu messenden Strom und Spannung, bei laufender Schaltung in Feineinstellung mit einem Oszilloskop. Bis auf ca. 20-40mV ließ sich der Offset beseitigen. In der Theorie sollte man die Eingänge des OP-Verstärkers jeweils kurz schließen. Die dann noch entstehende Spannung am Ausgang wäre dann mit den Trimpotis auf Null einzustellen.

Funktion der Normierung im Spannungszweig:

Hier ist der gesamte Schaltungsaufwand wesentlich einfacher. Es sind wieder zwei Verstärkerstufen hintereinander geschaltet. Die erste Stufe mit IC3a_A13 hat eine einstellbare Verstärkung mit P4_A13 von 0-1. Die zweite invertiert nur noch einmal die von der ersten Stufe invertierte Spannung zurück ins Positive mit der Verstärkung von 1. Die Modulspannung wird direkt gemessen und als U_{Mod} auf A13 geschaltet. Zunächst wurde so eingestellt, dass 20V als 10V normierte Spannung an Pin 14 des IC3b_A13 erscheint. Später wurde sich für die Skalierung „25V entspricht 10V normiert“ bzw. „20V entspricht 8V“ um entschieden, weil das Modul bis zu 22V erzeugt. Das bedeutet aber normierte Spannung bis zu 11V. Für eventuellen Anschluss an nachfolgende Messkarten dürfen 10V nicht überschritten werden. Der Multiplizierbaustein AD534 hätte lt. Datenblatt die Spannungsüberschreitung bis zur Versorgungsspannung von 15V vertragen.

Einstellvorschrift für die Platine A13, Normierung:

Nachdem für $2A = 0.75V$ auf der Subtrahiererplatine A12 eingestellt wurde, kann man zur Einstellung der Normierung übergehen. Die Platinen werden jetzt bestimmungsgemäß verbunden (siehe Schaltpläne in der Anhang-CD). Gemessen wird die normierte Spannung am Punkt „Inorm“ an IC1_A13 Pin 6. Eingestellt wird diese am Trimpoti P3_A13. Wenn am LEM-Wandler 2A fließen, dann sollen an IC1_A13 Pin 6 genau 10V anliegen. Auch die Platine A13, siehe Bild 3.7.6 unten, war bereits vorhanden. Diese sollte überprüft und ggf. eingestellt werden.

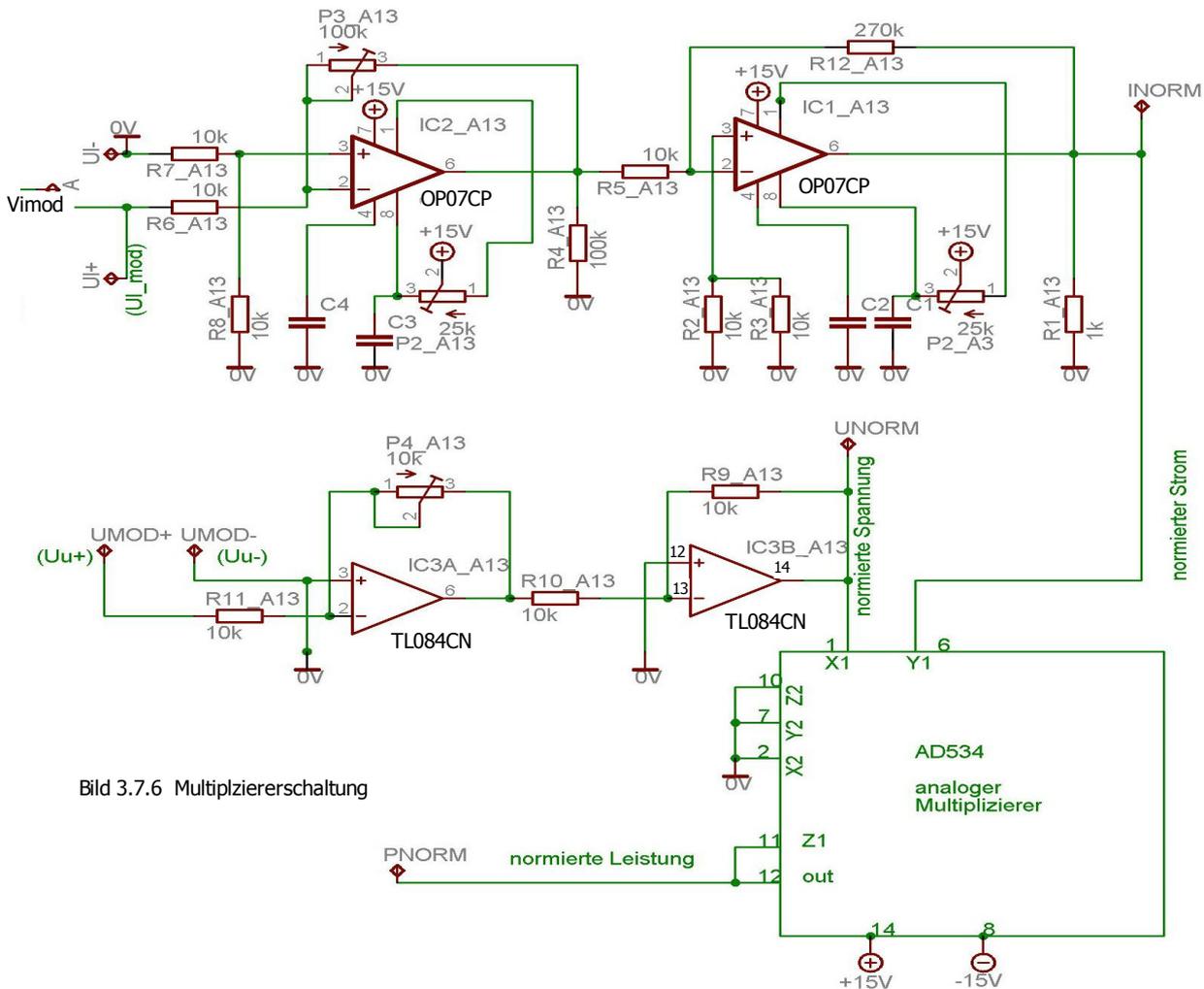


Bild 3.7.6 Multiplizierschaltung

Die Spannungsnormierung war einfach einzustellen. Legt man 20V mit einem Konstanter an U_{Mod} an, müssen am Ausgang 10V herauskommen, bzw. nach endgültiger Überlegung 20V entsprechen 8V. Es stand nur ein 20V-Konstanter zur Verfügung, so dass 25V nicht angelegt wurden. Mit $P4_{A13}$ wurde die normierte Spannung eingestellt.

3.7.7 Leistungsmessung mit einer Multiplizierschaltung (Plat. A13)

Zur Leistungsbildung auf der Platine A13 ist ein analoger Multiplizierer AD354KD eingesetzt worden. Ohne externen Abgleich wird eine Toleranz beim Typ -KD mit +/-0.5% angegeben. An den Eingängen X, Y und Z sind +/-2mV Offset und eine Drift von 50µV/°C an X, Y und 100µV/°C benannt. Laut Datenblatt hat der Multiplizierer folgende Übertragungsfunktion:

$$G(S) = \frac{((X_1 - X_2) \cdot (Y_1 - Y_2))}{10} + Z_2 \quad \text{Gl. 3.7.1}$$

Da in der Schaltung X2, Y2 und Z2 gemeinsam auf Masse gelegt wurden ergibt sich eine reduzierte Übertragungsfunktion:

$$G(S) = \frac{(X_1 \cdot Y_1)}{10} = Z_1 = out \quad \text{Gl. 3.7.2}$$

Der Eingang Y ist um den Faktor 10 niedriger als X. Für Anwendungen mit kritischer Nullpunktunterdrückung ist es lt. Datenblatt ratsam Y zu verwenden. In der angewandten Schaltung ist der Eingang Y1 mit dem Strompfad beaufschlagt, mit dem man tatsächlich Offsetprobleme hat. Die unkritischere Modulspannung an Eingang X1. Das Produkt von X1 und Y1 erscheint wieder mit einer Skalierung von 0-10V an Ausgang Z1(out). Es ergibt sich aufgrund der angelegten Werte ein Bereich von 50W entsprechend 10V normiert.

Überprüfung des AD534KD

Zur Überprüfung wurde eine Messwertetabelle angelegt, um die Arbeitsweise des AD534KD zu überprüfen:

Messung der Normwerte mit Variation der Modulspannung:

Uu (Umod)/V	Ui (Uimod)/V	I _{mod} /A	U _{norm} /V	I _{norm} /V	P _{norm} /W	P gerech./W	P gerech skaliert	P _{norm gerech./W}	Abweichung normierte P
1,993	0,748	2,001	0,9903	10,01	0,9974	3,988	0,997	0,9984	0,0004
3,918	0,749	2,004	1,952	10,051	1,9637	7,852	1,963	1,9737	0,0007
6,006	0,75	2,004	2,9944	10,071	3,019	12,036	3,009	3,016	0,01
8,003	0,751	2,005	3,991	10,082	4,026	16,046	4,012	4,023	0,014
10,002	0,75	2,003	4,987	10,053	5,019	20,034	5,009	5,013	0,01
11,993	0,75	2,003	5,984	10,005	6,022	24,022	6,005	5,987	0,017
14,012	0,751	2,004	6,986	10,031	7,009	28,08	7,02	7,008	-0,011
15,995	0,75	2,004	7,972	10,038	7,985	32,054	8,013	8,002	-0,028
18,03	0,753	2,004	8,983	10,05	9,032	36,132	9,033	9,028	-0,001
20	0,753	2,005	9,971	10,07	10,023	40,1	10,025	10,041	-0,002

Messung der Normwerte mit Variation des Modulstromes:

Uu (U _{mod})/V	Ui (U _{imod})/V	I _{mod} / A	U _{norm} /V	I _{norm} / V	P _{norm} /W	P gerech./W	P gerech skaliert	P _{norm} gerech./W	Abweichun g genormte P
20	0,753	2,005	9,971	10,07	10,023	40,1	10,025	10,041	-0,002
20	0,5657	1,504	9,968	7,564	7,538	30,08	7,52	7,54	0,018
20	0,372	0,995	9,967	4,985	4,983	19,9	4,975	4,968	0,008
20,001	0,2477	0,661	9,967	3,321	3,312	13,221	3,3005	3,31	0,307
20,001	0,1866	0,501	9,968	2,503	2,5001	10,02	2,5051	2,495	-0,005
20	0,1497	0,4	9,967	2,0074	2,0062	8	2	2,001	0,0052
20,001	0,1118	0,3	9,967	1,5003	1,5052	6,0003	1,5	1,495	0,0052
20	0,0743	0,199	9,967	0,9988	1,0073	3,98	0,995	0,9955	0,0123
20	0,0363	0,1	9,967	0,497	0,5007	2	0,5	0,4954	0,007
20	0,001	0	9,969	0,0048	0,0055	0	0	0,0048	0,0055

Die Einstellungen der Platine A13 betragen zum Zeitpunkt der Messung:

20V entsprechen 10V normiert, 2A entsprechen 10V normiert. Daraus ergibt sich 40W entspricht 10V normiert. Die obengenannten, abweichenden Einstellungen wurden nach der Überprüfung des AD534KD gefunden. Hier geht es nur darum die Genauigkeit zu überprüfen, so dass diese Einstellung in den obigen Tabellen kein Problem darstellen. Die Abweichungen sind so gering, dass die Exel-Kennlinien, siehe Anhang-CD, für die verschiedenen Leistungen zu dicht aufeinander liegen. Es wurden auf vier verschiedene Arten ermittelte Leistungen miteinander verglichen:

die aus Messwerten von Modulspannung und Modulstrom direkt berechnete Leistung:

$$P_{\text{gerech}} = U_U \cdot I_{\text{mod}} \quad \text{Gl. 3.7.3}$$

die aus Messwerten von Modulspannung und Modulstrom direkt berechnete Leistung mit Normskalierung (Faktor 0.25):

$$P_{\text{gerech und skaliert}} = \frac{(U_U \cdot I_{\text{mod}})}{4} \quad \text{Gl. 3.7.4}$$

die aus den gebildeten Normwerten von Uu und I_{mod} gerechnete Normleistung:

$$P_{\text{norm gerech}} = \frac{(U_{\text{norm}} \cdot I_{\text{norm}})}{10} \quad \text{Gl. 3.7.5}$$

die vom AD534KD gerechnete Normleistung der gebildeten Normwerte von Uu und I_{mod}:

$$P_{\text{norm}} = \frac{(U_{\text{norm}} \cdot I_{\text{norm}})}{10} \quad \text{Gl. 3.7.5}$$

die Abweichung der vom AD534KD genormten Leistung zu der direkt berechneten und skalierten Leistung:

$$\text{Abweichung genormte } P = P_{\text{norm}} - P_{\text{gerech und skaliert}} \quad \text{Gl. 3.7.6}$$

Beurteilung:

Die meisten Abweichungen liegen unter 0,03V (entsprechen unter 0,905%). Nur in einem „Ausreisserfall“ bei 0,307 (entspricht 9,2%). Man kann davon ausgehen, dass der AD534KD überwiegend genau arbeitet. Die Abweichungen der gerechneten Normleistungen aus den Messwerten zu denen, die vom AD534KD errechneten sind größer (nicht extra in der Tabelle ausgewiesen). Das ist den Toleranzen der Messgeräte für Strom und Spannung, die benutzt wurden zuzurechnen, sowie auch den Bauteiletoleranzen der Normierungsschaltungen. Zwar soll der AD534KD bis zu +/-0,5% genau sein, so sind aber bis zum Erreichen des P_{norm} noch Subtrahierer und Normierungsschaltungen zwischen U_{modul} bzw. I_{modul} . Mit insgesamt unter 1% Toleranz kann man zufrieden sein.

Benutzte Messgeräte:

- 1) ABB Metrawatt M2036 für Strom- und Spannungsmessung
- 2) Laborkonstanter Typ NGT 20, 1x20V, 1x6V

3.7.8 Die Prüfung des Steuerungsteils nach DIN VDE 0701

Ähnlich wie in Abschnitt 3.5.6 wurde der Steuerungsteil des Sonnensimulators nach Änderung bzw. Instandsetzung einer Anlage gemäß DIN VDE 0701 geprüft. Hierbei wurden die elektronischen Komponenten herausgelassen. Die SPS-Steuerung und das Modul werden mit Schutzkleinspannung betrieben, das heißt die berührbaren Spannungen liegen im zulässigen Bereich. Für Gleichspannung bedeutet dieses bis zu 120V und Wechselspannung bis zu 50V, [13] S.51. Bei Nennspannungen über 25V-Wechsel- oder 60V-Gleichspannung müssen die Bedingungen der Schutzmaßnahme gegen direktes Berühren erfüllt sein. Körper dürfen nicht absichtlich weder mit Körpern noch mit Erde noch mit Schutzleitern anderer Stromkreise verbunden werden. Das bedeutet für den Sonnensimulator, dass die metallischen Teile, in die das Modul eingebettet sind, nicht mit dem Schutzleiter verbunden werden dürfen. Aber man bräuchte an den Verbindungen zum Solarmodul keine Vorkehrungen treffen, um die Kontakte gegen direktes Berühren zu sichern, da die Modulspannung 22V nicht übersteigt.

Bei der Isolationsmessung wurden alle aktiven Leiter der 240V-Stromkreise gegen Schutzleiter geprüft.

Messwerte des Steuerungsteiles:

Schutzleiterwiderstand	Isolation
210mΩ	>310MΩ

3.8 Das Praktikum mit dem umgebauten Sonnensimulator

3.8.1 Das eingesetzte Solarmodul

Als dauerhafter Prüfling für den Sonnensimulator dienen zwei mögliche Solarmodule, gefertigt und geliefert von der Fa. System-Analysen-Entwicklung, Ingenieurbüro Dipl.-Phys. Nemsman. Die polykristallinen Zellen sind in Selbstbau geschnitten, zusammengestellt und verbunden worden.

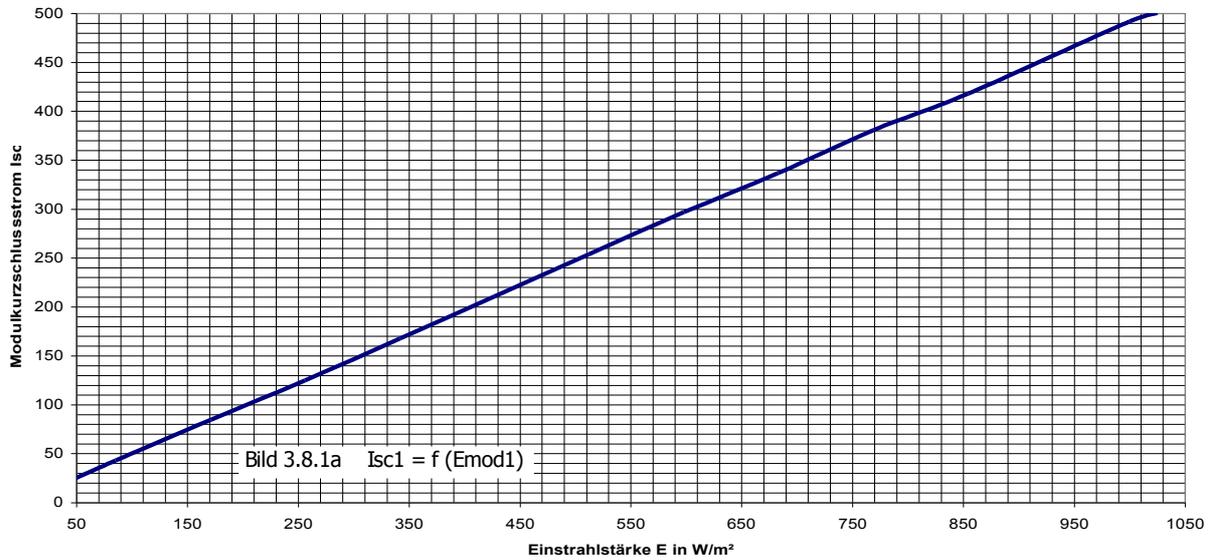
Datenblätter befinden sich in der Anhang-CD. Es ist bei diesen Modulen möglich, diese in Serie, parallel, einzelne Stränge oder reduziert zu schalten, wobei die reduzierten Schaltungen nicht einwandfrei funktionierten. Da für das Praktikum nur die Serienschaltung interessant war, wurde auf eine Fehlersuche bezüglich der reduzierten Verschaltung verzichtet. Die Parallelschaltung kommt auch nicht in Frage, weil bei der Hellkennlinienmessung der Kondensator C1.1-C1.2 vergrößert werden müsste bzw. einstellbar und bei der Dunkelkennlinienmessung die Messspannung zu hoch für die 7V Modulspannung mit 26V ist. Auch diese müsste einstellbar sein. Es sind beide Nemsman-Module ausgemessen worden. Die Kennlinien befinden sich in der Anhang-CD. Im Folgenden sind die von Nemsman gemessenen Kennwerte dargestellt:



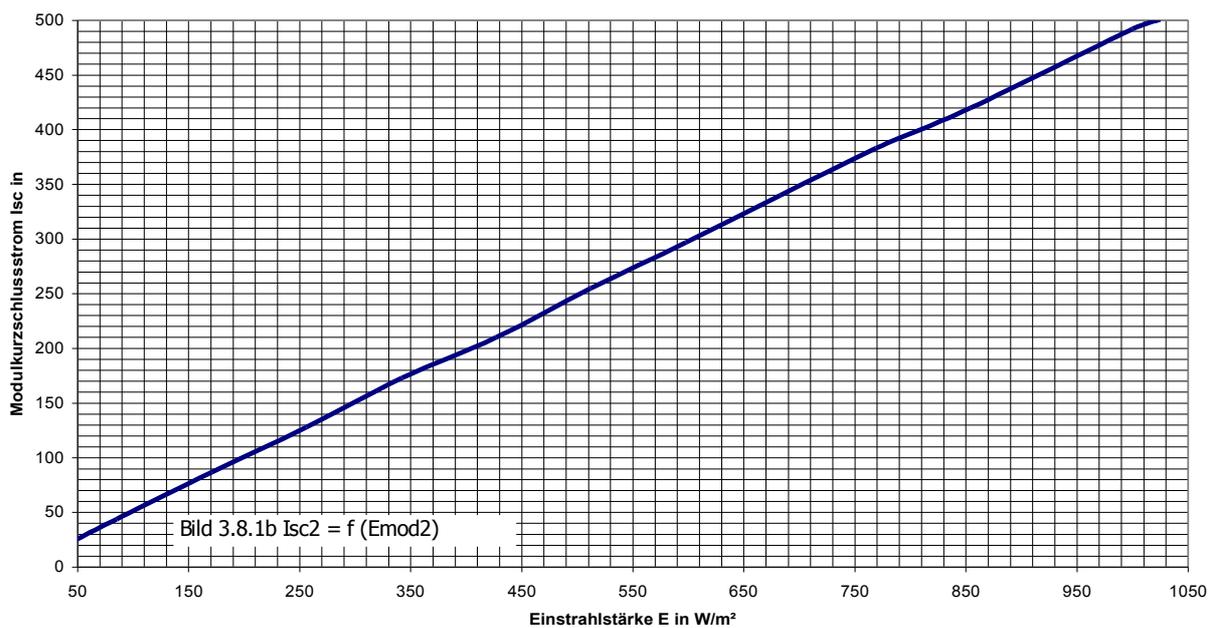
Modul 1, Serie							
Uoc in V	Isc in A	UMpp in V	IMpp in A	PMpp in W	Tk bei Uoc in %/°C	Tk bei Isc in %/°C	CF
21,23	0,59	17,50	0,55	9,53	0,32	0,06	0,77
Modul 1, parallel							
Uoc in V	Isc in A	UMpp in V	IMpp in A	PMpp in W	Tk bei Uoc in %/°C	Tk bei Isc in %/°C	CF
7,30	1,76	5,78	1,62	9,37	0,32	0,06	0,73
Modul 2, Serie							
Uoc in V	Isc in A	UMpp in V	IMpp in A	PMpp in W	Tk bei Uoc in %/°C	Tk bei Isc in %/°C	CF
21,20	0,59	17,36	0,55	9,52	0,32	0,06	0,76
Modul 2, parallel							
Uoc in V	Isc in A	UMpp in V	IMpp in A	PMpp in W	Tk bei Uoc in %/°C	Tk bei Isc in %/°C	CF
7,32	1,79	5,97	1,64	9,82	0,32	0,06	0,75

Die Werte für Einzelstränge, reduzierte Schaltung und Anschlussplan: siehe Anhang-CD

$E_{mod} = f(\text{Kurzschlussstrom}), \text{Modul 1}$



$E_{mod} = f(\text{Kurzschlussstrom}), \text{Modul 2}$



Oben sind die Modulkennlinien, die die Abhängigkeit von Einstrahlung und Kurzschlussstrom zeigen. Die Funktionen $E = f(I_{sc1})$ und $E = f(I_{sc2})$ sind proportional. Die Kennlinien sind in Serienschaltung aufgenommen. Nur in dieser Schaltung wird das Praktikum durchgeführt. Die Verwendung in Parallelschaltung der Module macht Änderungen in der Sonnensimulatoranlage notwendig.

3.8.2 Die Bedienungsanleitung des Sonnensimulators

Frontelemente

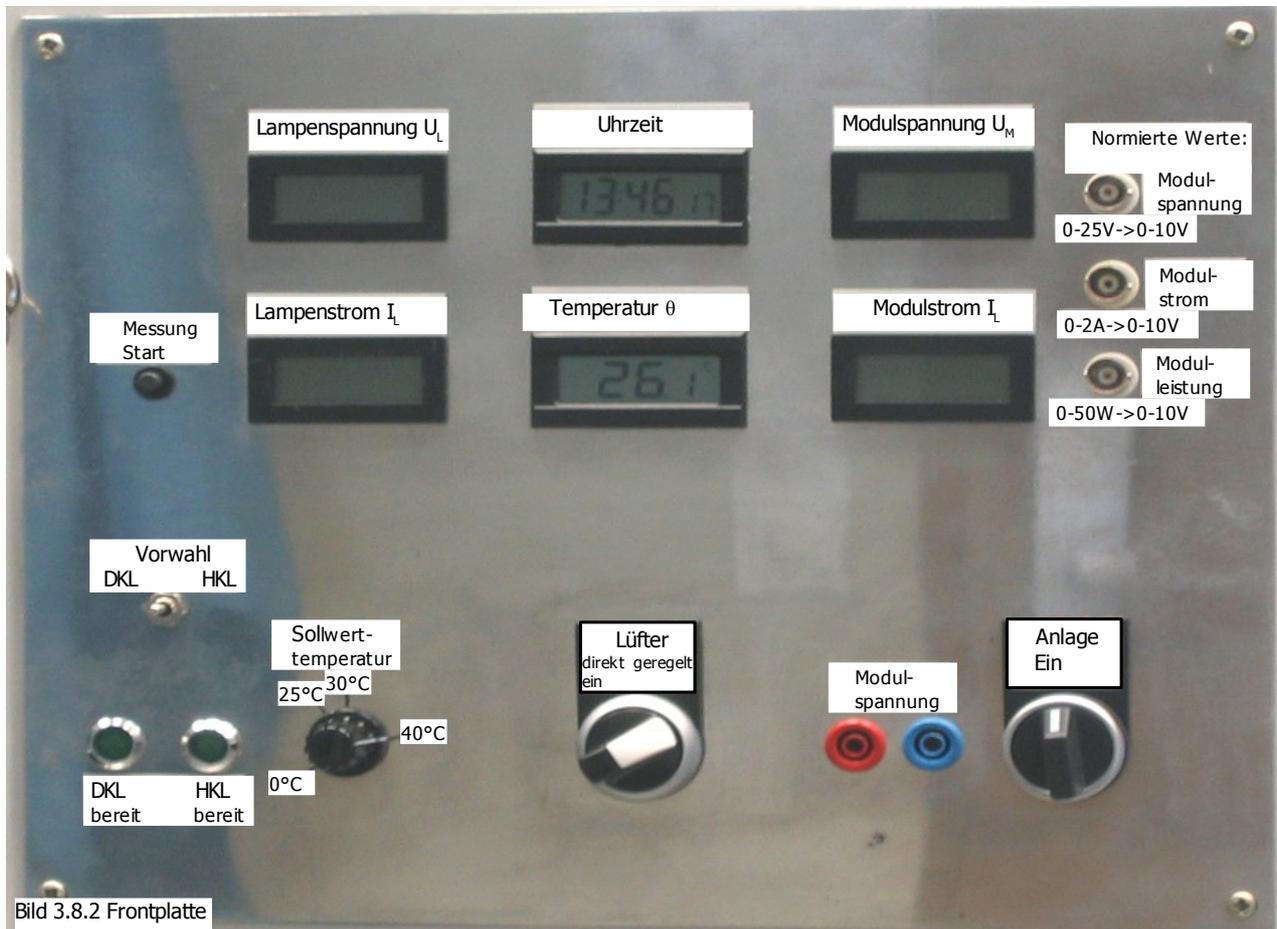


Bild 3.8.2 Frontplatte

Im vorderen Teil des Sonnensimulators befindet sich die Frontplatte mit den Bedienelementen.

Anlage ein: mit diesem Schalter werden alle Steuerspannungen eingeschaltet und die Versorgungs-Drehspannung weiter geschaltet.

Dunkelkennlinienmessung: Für diese Messung bleiben die Lampen **unbedingt** ganz aus! Wird das nicht beachtet, werden Modulspannung und die 24V-SPS-Versorgungsspannung zusammengeschaltet! Die Messung wird nur möglich, wenn „DKL-Vorwahl“ betätigt ist. Die LED für „DKL bereit“ leuchtet nach ca. 8 Sekunden auf. Die eigentliche Messung wird erst mit dem Betätigen des Tasters „Messung Start“ begonnen. In dieser Zeit wird das Modul langsam mit einer Hilfsspannung (bis 26V) beaufschlagt. Im Aufladezeitraum für die Hilfsspannung muss die Aufzeichnung mit dem X-Y-Schreiber erfolgen. Direkt nach der Kennlinien-Aufzeichnung wird das Modul von der Hilfsspannung getrennt. Es beginnt der Kondensator, der sich erst langsam auflädt, sich sofort und automatisch selbst zu entladen. Der gesamte Zeitraum sind 16 Sekunden. Während der gesamten 16 Sekunden bleibt die LED „DKL bereit“ dunkel. Sobald die LED „DKL bereit“ wieder aufleuchtet kann eine neue Messung gestartet werden.

Hellkennlinienmessung: Bevor man die HKL-Messung überhaupt beginnen kann, empfiehlt es sich die Lampen schon seit mind. 20 Minuten warmlaufen zu lassen, um das volle Lampenspektrum zu erhalten und somit eine möglichst optimale Kennlinie. Während der Aufwärmphase bleiben die umklappbaren Lamellen, die zwischen Lampenfeld und Modulkammer liegen,

geschlossen, weil sich die Modulkammer nur unnötig aufheizt. Die Lamellen werden nur unmittelbar vor jeder Messung geöffnet und danach sofort wieder geschlossen. Auch diese Messung erfolgt vollautomatisch, sobald der Vorwahlschalter auf „Vorwahl HKL“ steht und die Messung mit „Messung Start“ begonnen wurde. Sobald die LED „HKL bereit“ leuchtet, wird das Modul für den Messbeginn kurzgeschlossen. Ein kurzgeschlossenes Modul bedeutet keine Gefahr, sondern ist ein normaler Betriebszustand eines Solarmoduls. Mit dem Kurzschliessen wird sichergestellt, dass die Messung beim Kurzschlussstrom beginnt ($U_M = 0$) und bei der Leerlaufspannung endet ($I_M = 0$). Der Messzyklus für die Kennlinie besteht aus drei Abschnitten: Das kurzgeschlossene Modul wird an einen Kondensator (20.000uF) parallelgeschaltet, d.h. im ersten Moment bleibt das Modul durch den Kondensator kurzgeschlossen. Aber der Kondensator wird in ca. 2 Sekunden auf die volle Modulspannung aufgeladen. Dabei wird gleichzeitig der Modulstrom immer weniger, bis auf Null, bzw. Spannung erreicht den Wert Modulleerlaufspannung U_{0c} . Nur in dieser Zeitspanne kann die Kennlinie mit dem X-Y-Schreiber aufgezeichnet werden. Nach dem Kennlinien-Aufnahme-Zeitraum wird der Kondensator vom Modul getrennt und in zwei Stufen entladen, zunächst über einen Widerstand dann ganz gegen Masse kurzgeschlossen. Die LED „HKL bereit“ bleibt während des ganzen Vorganges dunkel. Erst nachdem auch die Entladezeiten abgelaufen sind, ist die Steuerung für eine neue HKL-Messung bereit, d.h. Die LED „HKL bereit“ leuchtet. Der gesamte Messzyklus dauert 6 Sekunden.

Lüfter direkt ein/geregelt : Der Sonnensimulator besitzt 8 Lüfter, wobei die vier für das Lampenfeld unauffällig beim Einschalten von „Anlage Ein“ sofort dauernd lüften und die vier für die Modulkammer über den Schalter „Lüfter direkt ein/geregelt“ beaufschlagt werden. Will man dauernd lüften, schaltet man auf „Lüfter direkt ein“. Will man eine Temperaturregelung, schaltet man auf „Lüfter geregelt“.

Sollwert Temperatur: Dieses Drehpoti arbeitet im Zusammenhang mit der Lüfter-Temperatur-Regelung. Mit ihm gibt man die gewünschte Modulkammertemperatur vor. Allerdings funktioniert die Regelung nur mit immer wieder nach Messungen geschlossenen Lamellen. Ansonsten reichen die hier eingebauten Lüfter nicht aus, die sich stark erwärmende Luft in der Modulkammer schnell genug abzutransportieren.

Buchsen Modulspannung: hier kann die Modulspannung direkt mit einem Multimeter, wenn notwendig, gemessen werden.

BNC-Buchsen Normierte Werte: Diese Buchsen stellen die normierten Messspannungen für Modulspannung (0 -25V -> 0-10V), Modulstrom (0-2A -> 0-10V) und Modulleistung (0-50W -> 0-10V) zur Verfügung. Hier werden die Messspannungen mit dem X-Y-Schreiber verbunden. Zur Kennlinienaufnahmen werden immer zwei Messspannungen gleichzeitig benötigt, entweder U und I oder U und P, entsprechend für die U-I-Kennlinie, bzw. für die P-U-Kennlinie. Diese normierten Werte können optional für eine PC-gestützte Weiterverarbeitung (z.B. LabView) genutzt werden.

Anzeige Lampenstrom: Es wird der fließende Lampenstrom angezeigt, dessen Messspannung aus einem $10\text{m}\Omega$ -Messshunt direkt gewonnen wird.

Anzeige Lampenspannung: Hier wird die anliegende Lampenspannung, die über dem gesamten Lampenfeld anliegt, angezeigt. Sie wird aus einem $1\text{M}\Omega/100\Omega$ -Spannungsteiler gewonnen.

Anzeige Uhrzeit: Diese Anzeige ist eher für den praktikumsgeplagten Studenten, damit er weiß, wieviel Zeit er noch im Photovoltaik-Praktikum zur Verfügung hat. Es ist eine unabhängige, funkgesteuerte Uhr.

Anzeige Modultemperatur: Die Frontanzeige zeigt nur ungefähr die in der Modulkammer vorliegende Temperatur. Für die Temperaturregelung ist ein zweiter Temperaturfühler in der Modulkammer verlegt, der mit der LOGO-SPS direkt zusammenarbeitet.

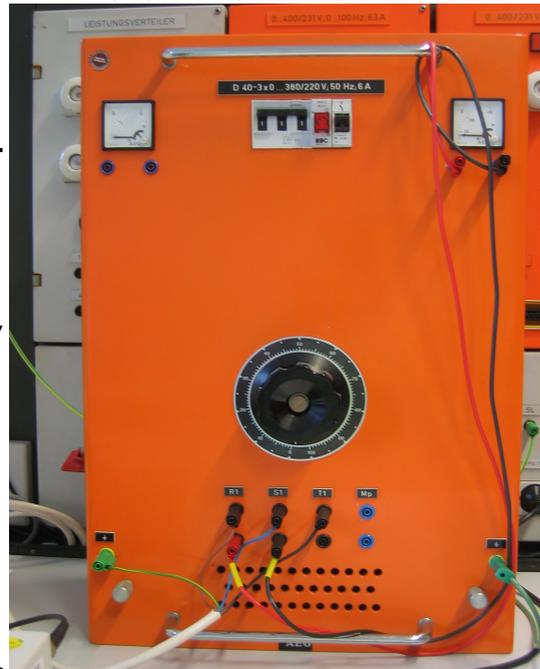
Anzeige Modulspannung: Die Modulspannung wird aus einem $999\text{k}\Omega/1\text{k}\Omega$ -Spannungsteiler gewonnen.

Anzeige Modulstrom: Es wird der fließende Modulstrom angezeigt, dessen Messspannung aus einem $100\text{m}\Omega$ -Messshunt direkt gewonnen wird. Der Strom für die Normierung wird aus einem extra Strom-Spannungswandler gemessen, der unabhängig von der Anzeige der Frontplatte ist.

Die Versorgung des Lampenfeldes

Um die Lampen überhaupt zum Leuchten zu veranlassen, ist eine extra geführte einstellbare Drehspannung notwendig. Das erfolgt über den einstellbaren Stellsparrafo rechts im Bild. Er ist mit dem Sonnensimulator bereits über Steckverbinder verbunden. Der Versorgungsteil für das Lampenfeld befindet sich im rückwärtigen Teil des Sonnensimulators. Die Lampenspannung wird **grundsätzlich** von Null an hochgeregelt. Ein Einschalten der Lampen mit voll eingestellter Spannung, führt dazu, dass der eingebaute, flinke Sicherungsautomat fällt. Außerdem fällt der Sicherungsautomat im hinteren Teil des Sonnensimulators. Wird die Lampenspannung versehentlich viel zu hoch eingestellt (über 291V) fällt ein Überspannungsschutz, der quittiert werden muss. Erst wenn die Trafospaltung auf mindestens 59V wieder abgesenkt ist, kann der Überspannungsschutz rückgesetzt (quittiert) werden. Also **muss** auch in diesem Fall für erneutes Einschalten der Trafo erst ganz auf Null gestellt sein. Im Praktikum werden verschiedene Einstrahlstärken E benötigt. Die Variation wird mit dem Verstellen des Lampenstromes, zweitrangig mit der Lampenspannung, realisiert. Über der Frontplatte befindet sich eine kleine Tabelle, die die Lampendaten in Abhängigkeit mit der Einstrahlstärke zeigen:

Bild 3.8.3 Stellsparrafo als Versorgung der Lampen vorweg



E_{mod} in W/m^2	U_{Lanz} in V	I_{Lanz} in A
200	156	4,08
400	200	4,64
600	232	5,03
800	260	5,34
1000	284	5,61

Das Lampenfeld

Die künstliche Sonne besteht aus 48 Halogenlampen, die bis zu 288V Lampenspannung und $5,833\text{A}$ Lampenstrom benötigen. Es wird versucht, mit den Halogenlampen ein tageslichtähnliches Lichtspektrum zu erzeugen (Farbtemperatur: 3200K). Es sind zwei parallel geschaltete mit je 24 Lampen in Reihe geschaltete Stränge. Fällt eine Lampe aus, fallen alle 24 Lampen dieses Stranges aus. Beim Wechsel der Lampen ist höchste Vorsicht geboten, weil sich erst der Glättungskondensator entladen haben muß, bevor man an das Lampenfeld geht! Für Studenten ist das Auswechseln der Lampen absolut verboten!!!

Die Modulkammer

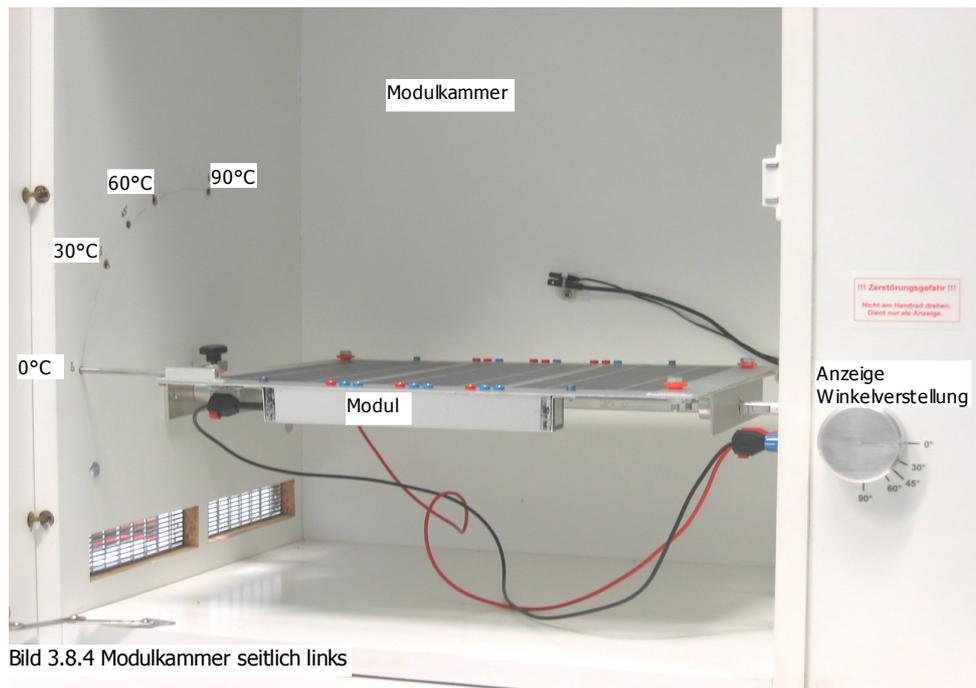


Bild 3.8.4 Modulkammer seitlich links

Die weiße Modulkammer, die das Licht optimal ausnutzt, befindet sich links seitlich hinter einer Tür. So kann z.B. das Modul in seiner Ausrichtung verändert werden. Dazu ist an der linken Seite unten am Modul eine lose Stange angebracht, mit der man, nachdem man sie vorsichtig nach rechts bewegt, das Modul in verschiedene Winkelpositionen drehen kann. Dazu darf man nicht den aussen liegenden Drehknopf betätigen! Dieser ist nur zur Anzeige! Für das Photovoltaikpraktikum ist das Modul mit seinen drei Einzelsträngen in Serie geschaltet. Die weißen Steckbrücken, die im Bild gerade nicht eingebaut sind, dürfen nicht verändert werden.

Der Umgang mit dem X-Y-Schreiber

Die Kennlinien werden mit einem Zweikanal-Schreiber aufgenommen, wobei nur ein Kanal und der Papierkanal benutzt wird: PEN1 (Ch 1) wird für die (normierte) Modulspannung benutzt und Chart (Papierkanal) für (normierten) Modulstrom bzw. (normierte) Modulleistung. Der Schreiber muß genau im richtigen Moment der Messzyklen angesetzt werden. Zuvor muss der Schreiber in die Betriebsart „X-Y“ mit der Taste „**XY ntY/tX**“ geschaltet werden. Mit den Tasten „**DOWN/UP**“ kann man den Messbereich verstellen. Mit „**+/-**“ wird die Kennlinie an der PEN1-Achse gespiegelt, z.B. für DKL-Messung. Außerdem muß man den Papierbereich mit „**NEXT**“ auf „Length“ stellen und dann mit den Tasten „**DOWN/UP**“ auf den Wert -17,5 eingestellt. Den Stift senkt/hebt man mit „**PEN**“. „**ZERO/REC**“ stellt den Schreiber

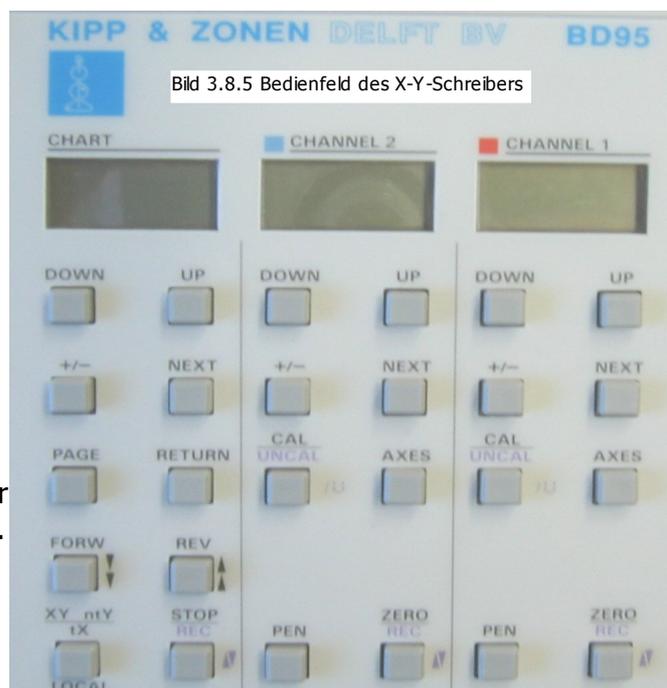


Bild 3.8.5 Bedienfeld des X-Y-Schreibers

scharf, bereit unmittelbar zum Schreiben. Will man die Achsen zeichnen, drückt man zuerst „**PEN**“ und dann „**AXES**“.

Wenn nur die normierten Werte gemessen werden, haben sich folgende Einstellungen als optimal herausgestellt:

Bei HKL-Messung:

PEN1:	SPAN auf +0.2V/cm	ZERO auf -5%
CHART:	SPAN auf +0.2V/cm	ZERO auf -9.4%

DKL-Messung:

PEN1:	SPAN auf +0.2V/cm	ZERO auf -5%
CHART:	SPAN auf -0.2V/cm	ZERO auf -9.4%

Der ZERO-Bereich hat nichts mit der Taste „**ZERO**“ zu tun, sondern ist die Stelle, wo der Schreiber auf dem Papier seinen Nullpunkt hat. Dieser Wert wird über die Taste „**NEXT**“ eingestellt. Diese Einstellungen werden bei nicht scharf gestellten Schreiber getätigt.

Der Ablauf der Messungen

Die Dunkelkennlinienmessung

Nachdem die Voreinstellungen, oben beschrieben, vorgenommen wurden, kann folgender Messablauf übernommen werden:

- 1) Lampen **unbedingt** ausschalten!
- 2) Vorwahlschalter am Simulator auf „DKL-Messung“
- 3) Papier und Stift einlegen
- 4) Stift absenken, Schreiber scharf stellen und Achsen schreiben lassen. Jetzt hat der Schreiber seinen Nullpunkt.
- 5) Am Simulator den Taster „Messung Start“ betätigen, Messzyklus beginnt
- 6) Sofort nach Zeichnen der Kennlinie den Stift mit „**PEN**“ am Schreiber anheben, sonst saust der Stift mit hässlicher Linie quer über das Papier zurück!
- 7) Nach insgesamt 16 Sekunden leuchtet die LED am Simulator „DKL bereit“ für eine neue Kennlinienaufnahme.

Die Hellkennlinienmessung

Nachdem die Voreinstellungen, oben beschrieben, vorgenommen wurden, kann folgender Messablauf übernommen werden:

- 1) Lampen müssen ca. 20 Minuten „warm gelaufen“ sein
- 2) Vorwahl am Simulator auf „HKL-Messung“, wenn die LED „HKL bereit“ aufleuchtet, ist das Modul kurzgeschlossen und zur Messung bereit.
- 3) Papier und Stift einlegen
- 4) Stift absenken, Schreiber scharf stellen und Achsen schreiben lassen, jetzt hat der

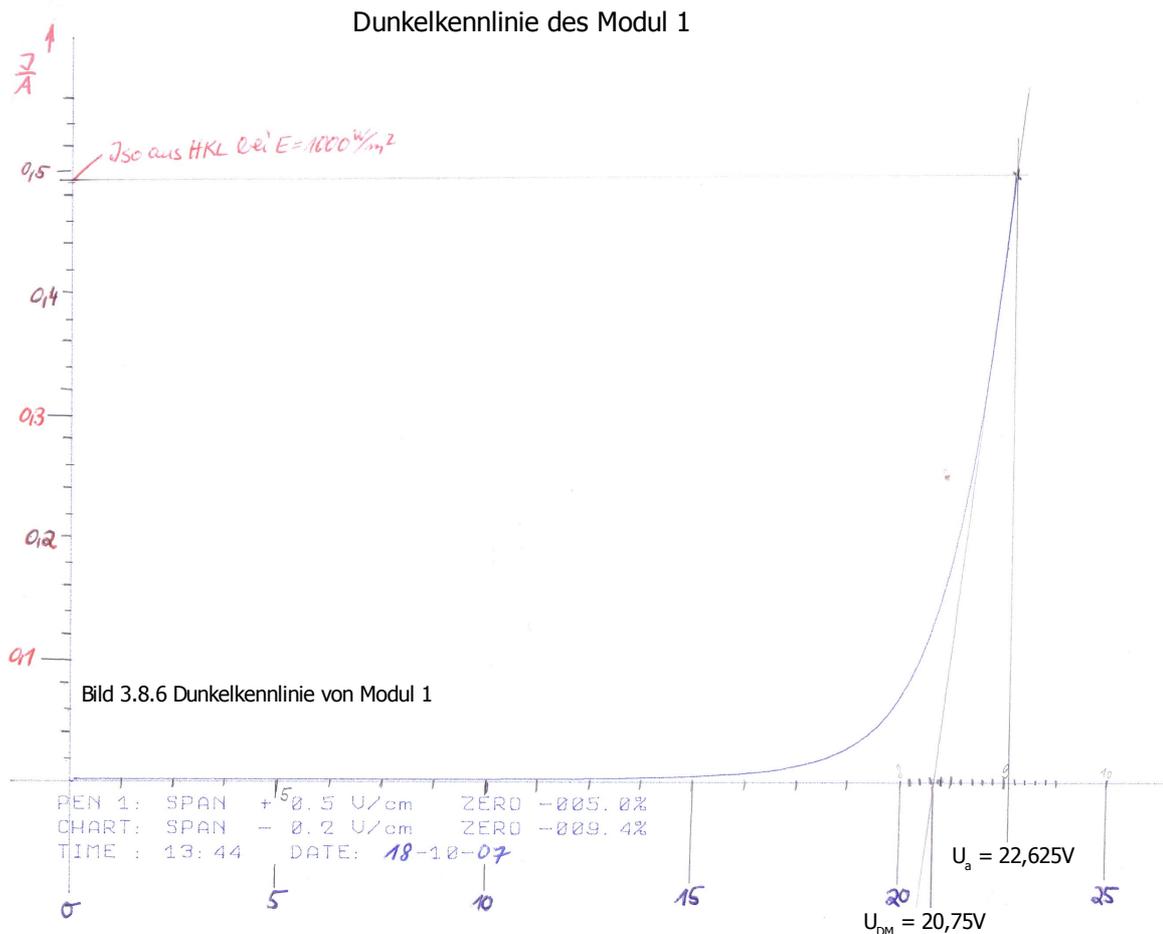
Schreiber seinen Nullpunkt. Allerdings ist bei der Strommessung der Stift nicht ganz auf Null, weil es einen minimalen (ca.40mV) Offset gibt und auch die Lamellen in Dunkelstellung die Modulkammer nicht ganz verdunkeln. Diese Tatsache macht sich besonders dann bemerkbar, wenn die I-U-Kennlinie und die P-U-Kennlinie auf einem Blatt Papier gezeichnet werden.

- 5) Stift ist abgesenkt.
- 6) Lamellen öffnen und am Simulator den Taster „Messung Start“ betätigen, Messzyklus beginnt
- 7) Sofort nach Zeichnen der Kennlinie den Stift mit „**PEN**“ am Schreiber anheben, sonst saust der Stift mit hässlicher Linie quer über das Papier zurück!
- 8) Lamellen sofort wieder schließen!
- 9) Nach insgesamt 6 Sekunden leuchtet die LED am Simulator „HKL bereit“ für eine neue Kennlinienaufnahme.

3.8.3 Das Praktikum

Das Praktikum ist mit dem umgebauten Sonnensimulator und den selbstgefertigten Modulen der Fa. System-Analysen-Entwicklung nachempfunden. Zusätzlich werden die neuen Erkenntnisse über die Messung des Serieninnenwiderstandes mit implementiert. Der Skript des Praktikums wird hier nicht neu geschrieben, da es später dem „Anwender“ frei stehen soll, neue Erkenntnisse zu verarbeiten oder nicht. Diese Diplomarbeit ist nur eine Anregung dafür, dass das Praktikum in Einheit einer neuen Vorlesung über regenerative Energien in der Zukunft überarbeitet wird.

3.8.3.1 Die Aufnahme der Dunkelkennlinie



Das Praktikum verlangt, dass aus der Dunkelkennlinie der Serieninnenwiderstandes des Modul entnommen wird. An der Stelle des Kurzschlussstromes bei $E = 1000\text{W/m}^2$, die später ermittelt werden, wird in der Auswertung hier durch „Lot“ an der Kennlinie die entsprechende Spannung ermittelt. Es ist nur vorgesehen, die Durchlasskennlinie aufzunehmen. Bild 3.8.6 oben zeigt exemplarisch die wichtigsten Punkte mit U_a (notwendige Spannung der Hilfsspannungsquelle für die Aufnahme der Kennlinie) und U_{DM} (Durchbruchspannung des ganzen Moduls).

$$R_S = \frac{(U_a - U_{0C})}{I_{SC}} \quad \text{Gl. 3.8.1, [15]}$$

Wertetabelle von Modul 1 und Modul 2:

Modul 1				Modul 2			
U _a in V	U _{DM} in V	I _{sc} in A	R _s in Ω	U _a in V	U _{DM} in V	I _{sc} in A	R _s in Ω
22,625	20,75	0,492	3,81	22,3	20,75	0,482	3,22

Die Dunkelkennlinie des zweiten Moduls, sowie sämtliche mit dem Schreiber aufgezeichneten Kennlinien mit Auswertungen sind auch vollständig auf der Anhang-CD vorhanden.

Grundsätzlich kommen Dunkelkennlinienmessungen in der Praxis nicht so häufig vor, besonders nicht bei großen Photovoltaik-Anlagen. Denn für eine Dunkelkennlinienmessung muss eine Hilfsspannungsquelle vorliegen, die etwas mehr Leistung erzeugt wie die Anlage selbst. Das ist bei Großanlagen teuer. Diese Übung zeigt, dass der Serieninnenwiderstand auch ohne Sonne gemessen werden kann.

Durchbruchspannung einer einzelnen Zelle:

$$U_{DZ} = \frac{U_{DM}}{36 \text{ Zellen}} \quad \text{Gl. 3.8.2}$$

Modul 1 und Modul 2: $U_{DZ} = 0,576V$

3.8.3.2 Aufnahme der Hellkennlinien

Zum Messen der Hellkennlinien sollten die Lampen schon ca. 20 Minuten warm gelaufen sein. Die unterschiedlichen Einstellungen, sowie die Bedienung des Sonnensimulators siehe Abschnitt 3.8.2 Bedienungsanleitung. Nach jeder Messung muss unmittelbar danach die Lamellen geschlossen werden.

Aufnahme der I-U-Kennlinien und der P-U-Kennlinien

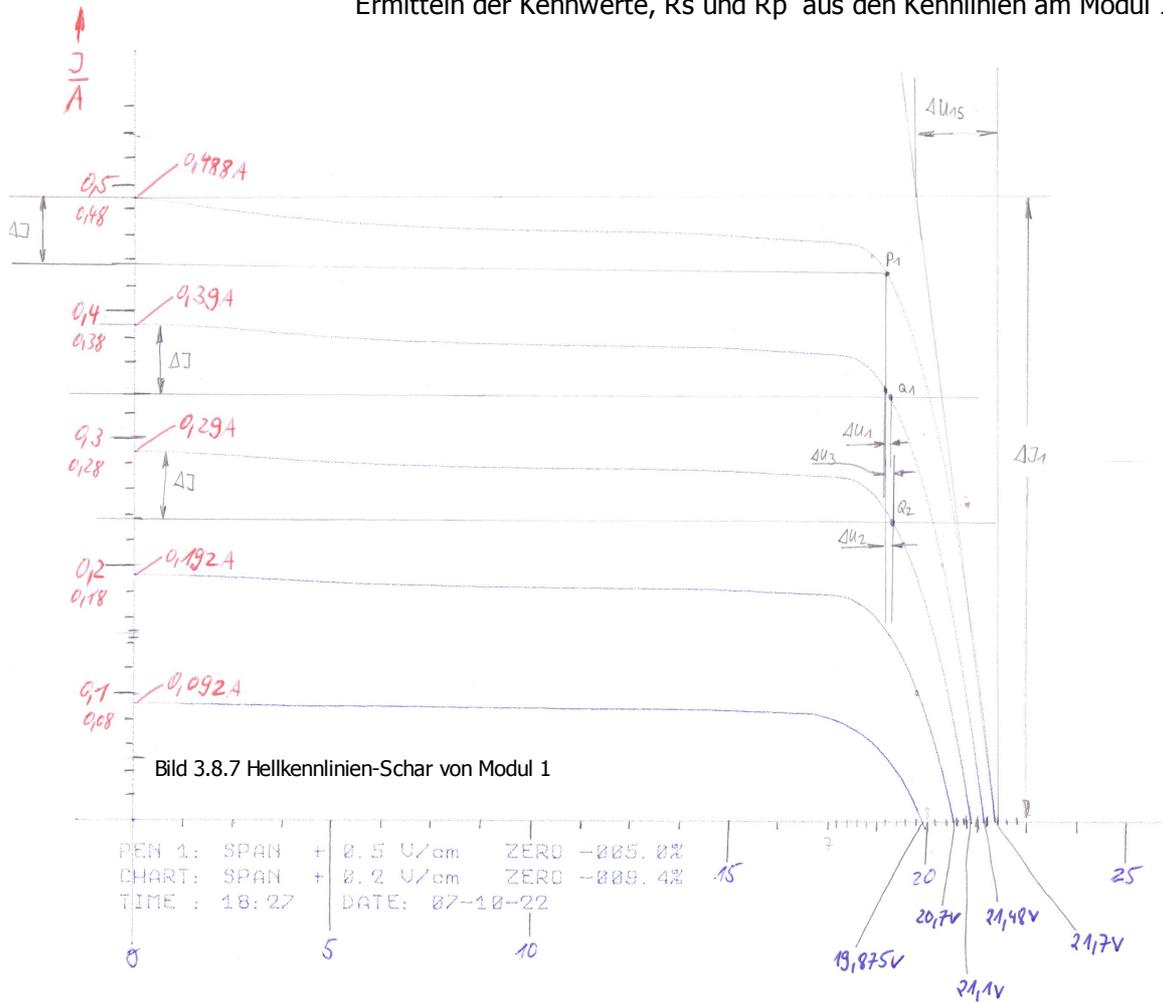
Im früheren Praktikum war es üblich, die gesamte Kennlinien-Schar in einem Blatt aufzuzeichnen. Je nachdem, ob die neuen Erkenntnisse über den Serieninnenwiderstand mit in das Praktikum aufgenommen werden, ist es mehr oder weniger sinnvoll. Will man die verschiedenen Messmethoden darstellen ist es aus Übersichtlichkeitsgründen auch sinnvoll die I-U- und die P-U-Kennlinien in getrennten Blättern darzustellen. Bei getrennter Darstellung fiele auch der nicht zu beseitigende Offset der Messplatine A13 nicht mehr auf. Vorteil: Benutzt man den Spannungsmaßstab immer gleich, kann man direkt vom Mpp aus der Leistungskennlinie die entsprechenden U_{Mpp} und I_{Mpp} leicht ermitteln.

An beiden Modulen, besonders an Modul 1 waren Knicke bei den höheren Einstrahlstärken feststellbar. Diese Knicke sind verursacht durch Fehlanpassung (Mismatching) der Solarzellen unter einander. Unten das Bild 3.8.7 zeigt nur beispielhaft die Kennlinienschar. Weitere Bilder befinden sich in der Anhang-CD.

Hier sind die I-U- und die P-U-Kennlinien in einem Blatt zusammengefasst:

Messungen bei fünf verschiedenen Bestrahlungsstärken ($E = 200, 400, 600, 800$ und 1000W/m^2) bei einer Temperatur von 25°C

Ermitteln der Kennwerte, R_s und R_p aus den Kennlinien am Modul 1



Bestimmung der Werte I_s, FF, U_{oc}, I_{sc} und P_{MPP} aus den Kennlinien:

$$I_s = \frac{I_{sc}}{\left(e^{\frac{U_{oc}}{N \cdot U_T}} \right)} \quad \text{Gl. 3.8.5, [15]}$$

I_s = Sättigungsstrom, N = Anzahl der Zellen, $U_T = 25,69\text{mV}$ bei 25°C thermische Spannung (Boltzmannkonstante)

Die Werte $I_k = I_{sc}$ und $U_0 = U_{oc}$ werden direkt aus der Kennlinien-Schar abgelesen.

$$FF = \frac{I_{MPP} \cdot U_{MPP}}{(I_{sc} \cdot U_{oc})} \quad \text{Gl. 3.8.6} \quad \text{Der Füllfaktor wird mit Hilfe der Leistungskennlinien ermittelt.}$$

Die Werte I_s , FF, U_{oc} , I_{sc} und P_{Mpp} zusammengefasst:

	Modul 1				Modul 2			
E	U_{oc} in V	I_{sc} in A	P_{Mpp} in W	FF	U_{oc} in V	I_{sc} in A	P_{Mpp} in W	FF
200	19,825	0,1	1,7	0,858	19,75	0,095	1,5	0,799
400	20,5	0,2	3,25	0,793	20,375	0,19	3,2	0,827
600	21	0,298	4,9	0,783	20,825	0,288	4,7	0,784
800	21,25	0,385	6,6	0,807	21,25	0,385	6,7	0,819
1000	21,5	0,492	8,4	0,794	21,625	0,482	8,2	0,787

Der Sättigungsstrom I_s ist bei beiden Modulen sehr klein.

Modul 1: $I_s = 39,43\mu A$, Modul 2: $I_s = 33,74\mu A$

Bestimmung der Widerstände R_s und R_p :

Die Ermittlung von R_s und R_p sind in verschiedenen Varianten dargestellt. Es gab in den letzten 10 Jahren einige Neuerungen, siehe 2.6.9 und 2.6.10.

Die alten Formeln für R_s und R_p :

$$R_s = \frac{dU}{dI} \text{ an der Stelle } U_{oc} \text{ Gl. 3.8.3, [15]} \quad R_p + R_s = \frac{dU}{dI} \text{ an der Stelle } I_{sc} \text{ Gl. 3.8.4, [15]}$$

Die neuen Formeln für R_s :

Nach DIN EN60891: $R_{s1} = \frac{(\Delta U_1)}{(I_{sc1} - I_{sc2})}$, $R_{s2} = \frac{(\Delta U_2)}{(I_{sc1} - I_{sc3})}$, $R_{s3} = \frac{(\Delta U_3)}{(I_{sc2} - I_{sc3})}$

Mittelwert aus allen drei R_s -Werten mit: $R_s = \frac{(R_{s1} + R_{s2} + R_{s3})}{3}$

Gemäß DIN EN60891, S.4+5, wird auf der Kennlinie₁ mit der höchsten Einstrahlung ein Punkt mit höherer Spannung als der U_{Mpp1} gesucht. Der dazugehörige Stromwert liegt unter I_{sc1} der Kennlinie₁. Die Differenz aus diesen beiden Strömen bildet ΔI . ΔI wird nun aus der zweiten Kennlinie₂ mit zweithöchster Einstrahlung von I_{sc2} abgezogen und der dazugehörige Spannungswert ist höher als der U_{Mpp2} . Die Differenz der beiden Spannungen ist ΔU_1 . Diese Ermittlung von R_s wird noch zweimal wiederholt mit jeder der beiden ersten Kennlinien und einer dritten Kennlinie₃, die die dritthöchste Einstrahlung hat. Aus allen drei ermittelten R_{s1-3} wird nun der Mittelwert R_s gebildet.

Nach Wagner in Anlehnung an DIN EN 60891: $\Delta I = 0,5 \cdot I_{sc2}$ Gl. 2.6.23

Arbeitspunkte: $U_1 = U_{Kennl1} \cdot (I_{sc1} - \Delta I)$ Gl. 2.6.24

$U_2 = U_{Kennl2} \cdot (I_{sc2} - \Delta I)$ Gl. 2.6.25

Serienwiderstand $R_S = \frac{(U_2 - U_1)}{(I_{sc1} - I_{sc2})}$ Gl.2.6.26

Auch diese Messung wird noch zweimal wiederholt mit verschiedenen Einstrahlstärken, gemäß DIN EN 60891. Das ΔI wird immer aus dem I_{sc} der einstrahlschwächeren Kennlinie gebildet mit $\Delta I = 0,5 \cdot I_{sc}$. Wieder wird der Mittelwert aus den drei ermittelten R_{S1-3} gebildet.

Mittelwert aus allen drei R_S -Werten mit: $R_S = \frac{(R_{SC1} + R_{SC2} + R_{SC3})}{3}$

Bestimmung aus nur einer Kennlinie nach Wagner:

Für FF unter 0,7 gilt: $f_i = 2,2 \cdot 10^{-9} \cdot e^{28 \cdot FF}$ Gl. 2.6.27, für $FF < 0,7$ gilt $FF = f_i$.

Berechnung der Kennwerte der „zweiten“(imaginären) Kennlinie:

$$I_{sc1} \Rightarrow I_{sc2} = f_i \cdot I_{sc1} \quad \text{Gl. 2.6.28}$$

$$I_{pmax1} \Rightarrow I_{pmax2} = f_i \cdot I_{pmax1} \quad \text{Gl. 2.6.30}$$

$$U_{oc1} \Rightarrow U_{oc2} = U_{oc1} \quad \text{Gl. 2.6.29}$$

$$U_{pmax1} \Rightarrow U_{pmax2} = U_{pmax1} \quad \text{Gl. 2.6.31}$$

Weiterhin gilt wie unter Messung von zwei Kennlinien:

Arbeitspunkte $U_1 = U_{Kennl1} \cdot (I_{sc1} - \Delta I)$ Gl. 2.6.24 Serienwiderstand $R_S = \frac{(U_2 - U_1)}{(I_{sc1} - I_{sc2})}$ Gl. 2.6.26

$$U_2 = U_{Kennl2} \cdot (I_{sc2} - \Delta I) \quad \text{Gl. 2.6.25}$$

Die neue Formel für R_p :

Laststrom I_L : $I_L = 0,99 \cdot I_{sc}$ An diesem Wert wird eine Sekante zur Kennlinie gelegt. Daraus ergibt sich U_L .

Widerstand R_p : $R_p = \frac{U_L}{(I_{sc} - I_L)}$ Gl. 2.6.30

R_S - und R_p -Widerstände in einer Tabelle zusammengefasst:

Prüfling	$R_S = dU/dI$ in Ω	R_S nach Wag. in Ω	R_S nach EN60891 in Ω	R_S aus einer Kennlinie in Ω	R_S aus DKL in Ω	$R_p = (dU/dI) - R_S$ in Ω	R_p nach Wag. in Ω
Modul1	4,817	1,62	1,68	7,28	3,81	326	407
Modul2	4,52	2,023	1,071	5,34	3,22	973,36	1919

Abschließend muss man feststellen, dass die R_S - und R_p - Ermittlungsmethoden doch sehr voneinander abweichen. Da die Module mit unübersehbaren Knicken versehen waren, kann dieses

Mismatching als Hauptursache angesehen werden. Man müsste die Messungen mal wiederholen mit einem Modul ohne Mismatching, was aus zeitlichen Gründen noch nicht stattfand.

Aufnahme der Kennlinien bei $E=1000W/m^2$, $25^{\circ}C$ nach Abdunkelung einer Zelle

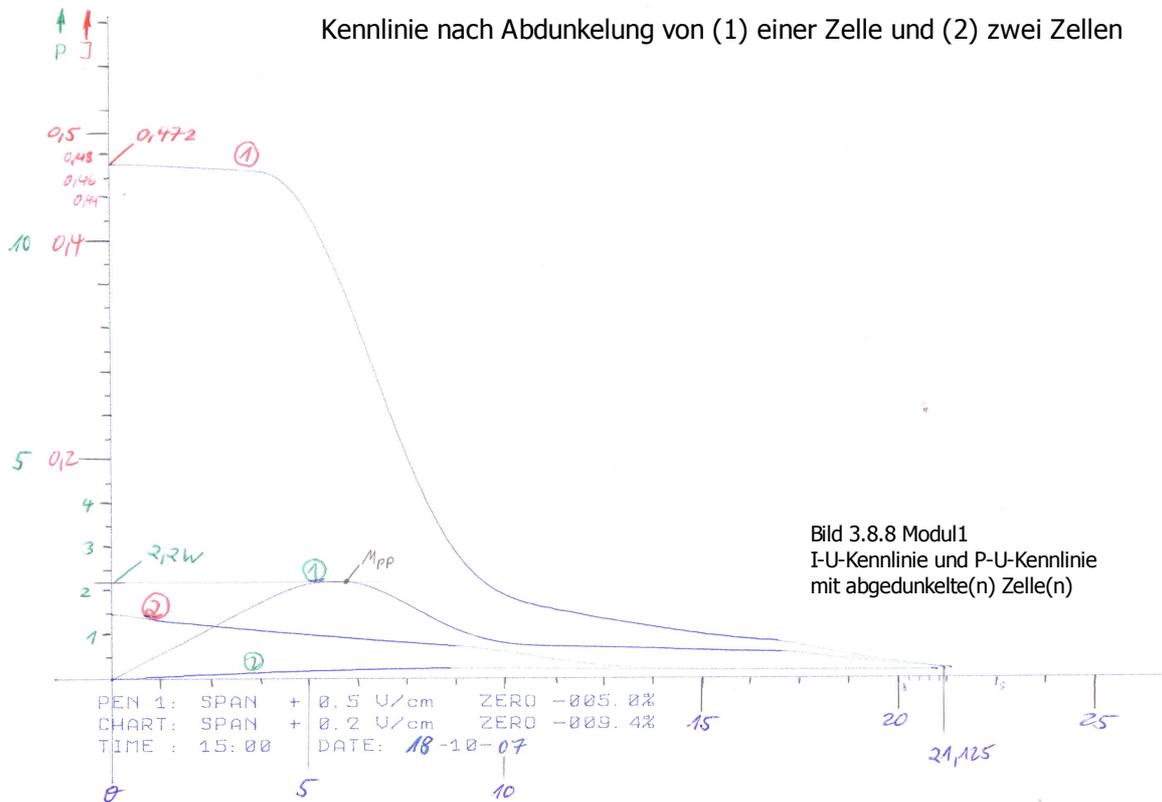


Bild 3.8.8 Modul1
I-U-Kennlinie und P-U-Kennlinie
mit abgedunkelte(n) Zelle(n)

Wertetabelle mit Werten aus nur einer abgedunkelten Zelle an:

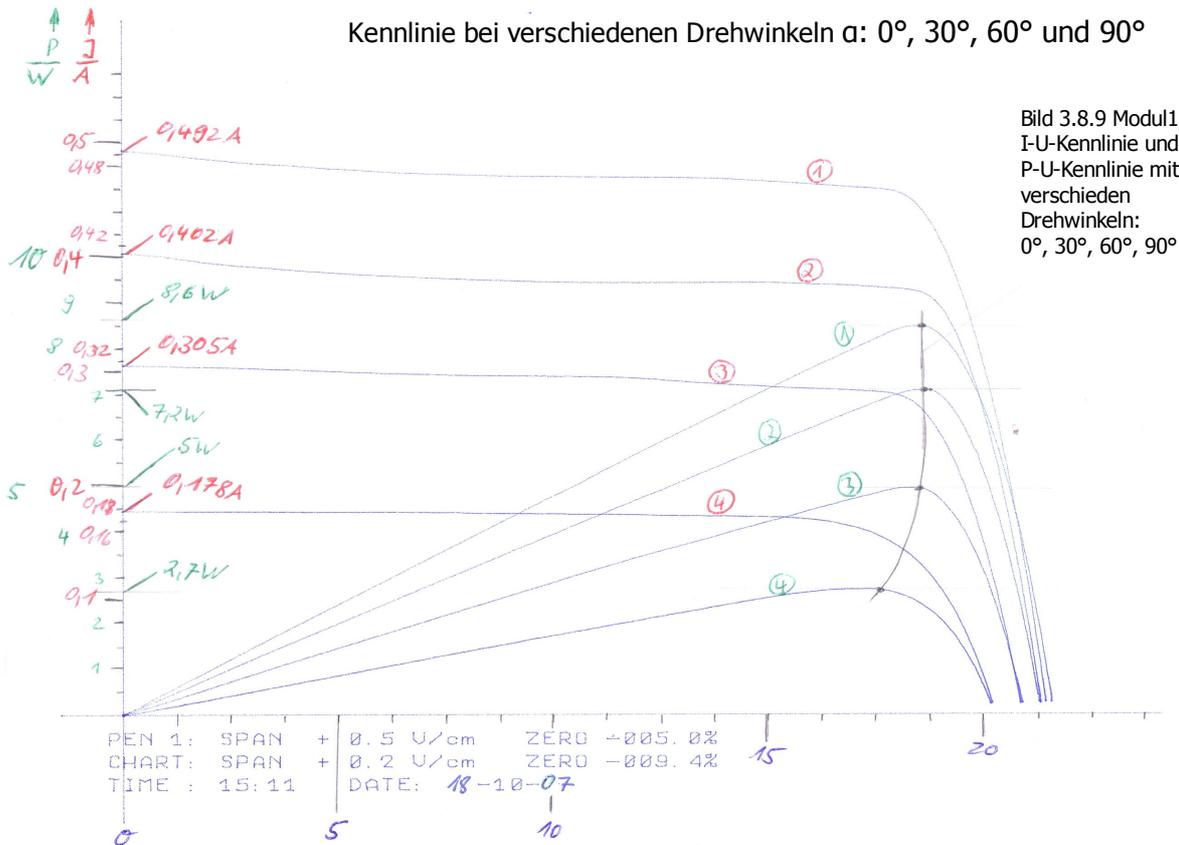
Modul 1				Modul 2			
P _{max} in W	U _{oc} in V	I _{sc} in A	FF	P _{max} in W	U _{oc} in V	I _{sc} in A	FF
2,2	21,125	0,472	0,2206	1,8	21,375	0,46	0,183

Zum Vergleich ohne Verschattung:

Modul 1				Modul 2			
P _{max} in W	U _{oc} in V	I _{sc} in A	FF	P _{max} in W	U _{oc} in V	I _{sc} in A	FF
8,4	21,5	0,492	0,794	8,2	21,625	0,482	0,787

Bei Abschattung von *nur* einer Zelle kann man deutliche Leistungseinbußen feststellen, kleine Ursache -> große Wirkung. Es ist für den Betrieb einer Solaranlage wichtig, Verschattungen fern zu halten.

Aufnahme der Kennlinien bei $E=1000W/m^2$, $25^{\circ}C$ bei verschiedenen Drehwinkeln



Die Aufgabe dieser Übung liegt darin, dass die Kurzschlussströme bei den verschiedenen Winkel zunächst in eine Relation mit einer veränderten Einstrahlstärke zu bringen. Die „veränderte“ Einstrahlung kommt nicht zustande durch Verstellen derselben, sondern durch die Winkeldrehung. Es soll mit einer in Deutschland üblichen Richtcharakteristik verglichen werden. Die Richtcharakteristik ist eine mit $E_{rel}=(0,7 \cdot \cos(\alpha)+0,3) \cdot 100\text{Prozent}$ beschriebenen Verlauf an einem Sommertag mit geringer Bewölkung, an dem das Verhältnis der Globalstrahlung zu der extraterristischen Strahlung 66% beträgt,[15]. Um eine relative Bestrahlungsstärke zu erhalten werden die Kurzschlussströme, die proportional zu der Einstrahlstärke sind ins Verhältnis gesetzt, d.h. 100% = I_{sc} bei 0° . 0° ist die senkrechte Einstrahlung auf das Modul.

Winkel in $^{\circ}$	Modul 1		Modul 2	
	ISC in A	ISC in %	ISC in A	ISC in %
0	0,492	100	0,49	100
30	0,402	81,71	0,422	86,12
60	0,305	61,99	0,31	63,27
90	0,178	36,18	0,175	35,71

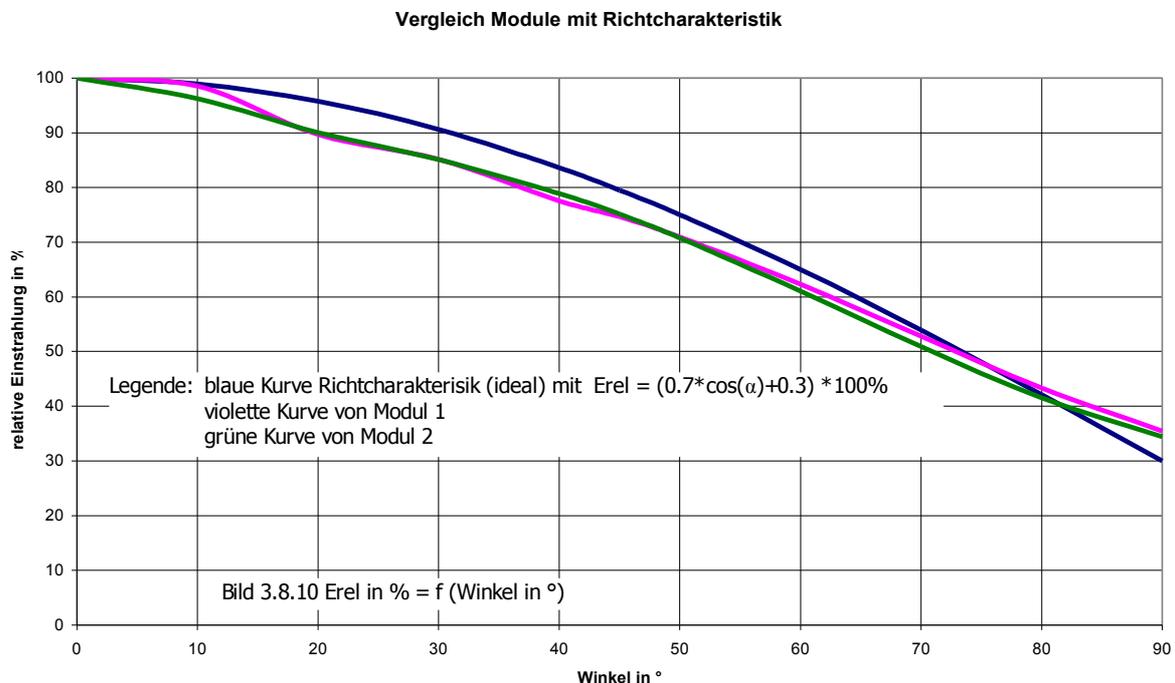
Um mit der Richtcharakteristik-Kennlinie vergleichen zu können, muss diese erst einmal mit einem Matheprogramm (MathCAD) konstruiert werden. Im Praktikum sind nur 4 Werte gemessen worden. Für einen feineren Vergleich bräuchte man mehr Werte.

Aus diesem Grund ist zur Anschauung eine Wertetabelle unten mit Werten und Diagramm 0° bis 90° in 10° -Schritten erstellt worden:

Vollständiger Vergleich der beiden Module mit der gegebenen Richtcharakteristik:

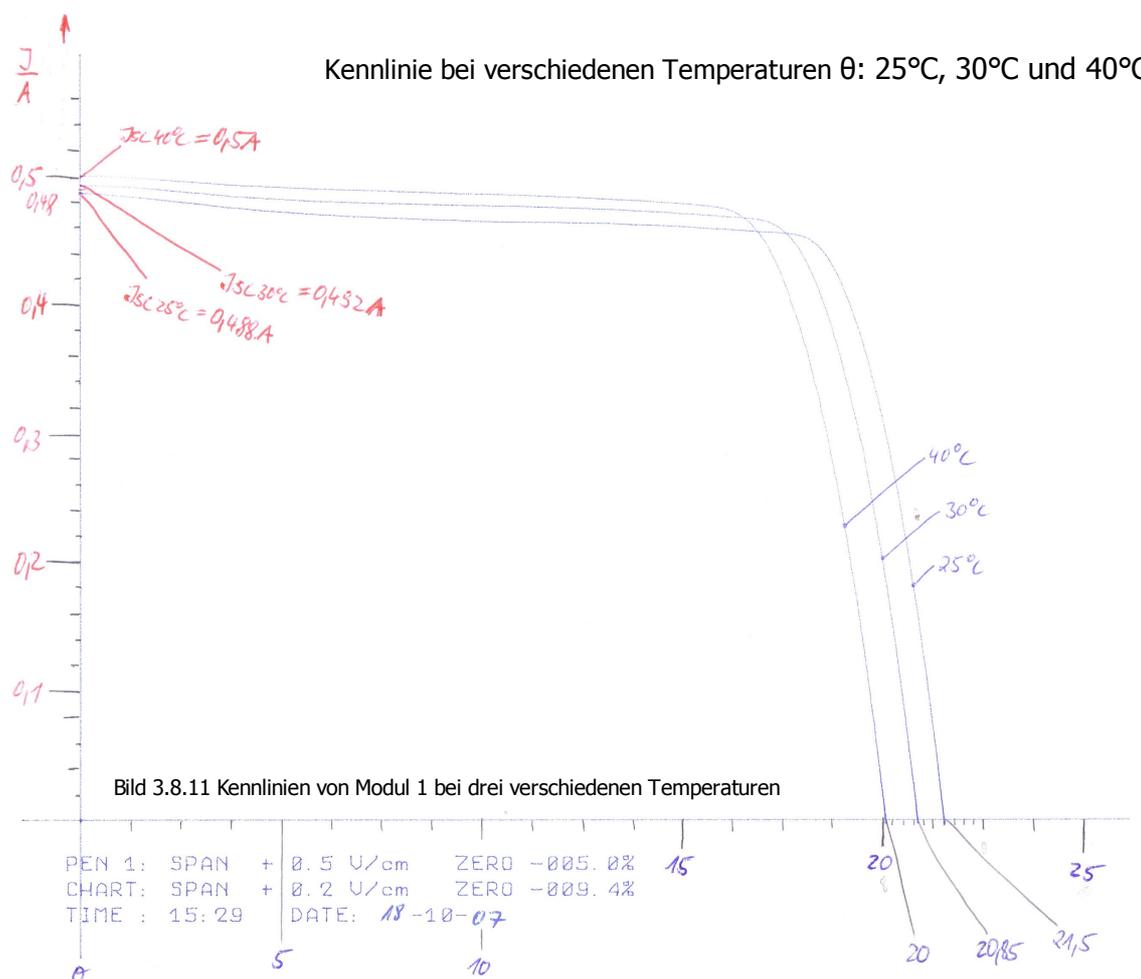
Grad in °	E in % Richt	E in % Mod1	E in % Mod2
0	100	100	100
10	98,937	98,55	96,22
20	95,778	89,69	90,06
30	90,622	85,15	85,09
40	83,623	77,52	78,93
45	79,497	74,64	75,15
50	74,995	70,92	70,78
60	65	62,26	61,03
70	53,941	52,78	50,89
80	42,155	43,3	41,55
90	30	35,46	34,39

Diese Tabelle entstand in einer extra Messung, wobei bei $E = 1000\text{W/m}^2$ konstant der Winkel verstellt wurde und dabei der Kurzschlussstrom gemessen wurde. Es wurden hier keine Kennlinien aufgenommen. Da $I_{sc} \sim E$ ist, ist der Kurzschlussstrom in Relation gesetzt. Die Werte weichen etwas von denen, die oben vier aus den Kennlinien entnommenen Werten. Die verwendeten Messgeräte sind hier die Frontanzeige-Geräte. Hier geht es eher um die Tendenz der Module zur Richtcharakteristik.



Hier kann man ablesen, was schon bekannt ist: die Module sind nicht ideal. Ihre Kennlinien sind mit Knicken. Ihre Winkelcharakteristik hat Dellen, insbesondere Modul 1. Im praktischen Umgang mit Solarmodulen bedeutet dies, dass der Einstrahlwinkel, wenn er nicht orthogonal zur Modulfläche liegt, gleich zu Leistungseinbußen führt, weil der Kurzschlussstrom absinkt.

Aufnahme der I-U-Kennlinien bei $E = 1000\text{W/m}^2$ und unterschiedlichen Temperaturen, $\theta = 25^\circ\text{C}$, 30°C und 40°C



Solarmodule sind temperaturempfindlich. Es ändert sich die Leerlaufspannung, der Kurzschlussstrom und der Mpp-Punkt. Die Temperaturkoeffizienten, die ermittelt werden sollen, sind ein Maß für das Temperaturverhalten der Module. Beim Aufbau des Sonnensimulators waren die Anzeigen der Temperatur unterschiedlich. Es gab Abweichungen zwischen SPS-Anzeige im vorderen Schaltschrank und der Frontanzeige. In absehbarer Zeit wird an der Temperaturmessung im Sonnensimulator erstmal nichts ändern. Die oben abgebildete Kennlinienschar ist mit Ablesung von der SPS-Anzeige aufgenommen. Langfristig ist ein Temperaturfühler, der thermisch mit den zu messenden Modulen verbunden ist die optimalste Erfassung für das Temperaturverhalten der Module. Außerdem ist anzustreben nur eine Anzeige zu benutzen. Die Frontanzeige, die zur Zeit eingebaut ist, zeigte sich in der Praxis als teilweise zu sprunghaft.

Die Abweichungen sind tabellarisch festgehalten:

SPS-Anzeige in °C	Frontanzeige in °C
24	23,4
25	25,2
30	36,3
40	47,1

Im Folgenden sind die aufgenommenen Werte bei den unterschiedlichen Anzeigen und Temperaturen dargestellt:

Mit Frontplatten-Anzeige

Modul 1					Modul 2				
Isc in A	Isc in %	Uoc in V	Uoc in %	Θ in °C	Isc in A	Isc in %	Uoc in V	Uoc in %	Θ in °C
0,49	100	21,625	100	25	0,486	100	21,6	100	25
0,485	98,98	21,3	98,5	30	0,482	99,18	21,25	98,38	30
0,485	98,98	21	97,11	40	0,484	99,59	20,625	95,49	40

Mit der SPS-Anzeige

Modul 1					Modul 2				
Isc in A	Isc in %	Uoc in V	Uoc in %	Θ in °C	Isc in A	Isc in %	Uoc in V	Uoc in %	Θ in °C
0,488	100	21,5	100	25	0,488	100	21,38	100	25
0,492	100,82	20,85	96,989	30	0,484	99,18	20,83	97,42	30
0,5	102,5	20	93,02	40	0,5	102,5	20	93,55	40

Zur Berechnung der Temperaturkoeffizienten sind die Formeln aus dem Abschnitt 2.7.3 bzw. dem Praktikum von 1996 benutzt worden:

$$TK_{I_k} = \frac{(I_{kneu} \cdot \text{inProzent} - I_{k \text{ bei } 25^\circ \text{C}} \cdot \text{inProzent})}{(\theta_{neu} - 25^\circ \text{C})} \quad \text{Einheit: } [\%/^\circ\text{C}] \text{ oder } [\%/K] \text{ Gl.2.7.8}$$

wobei $I_{k \text{ bei } 25^\circ \text{C}} = 100\text{Prozent}$

$$TK_{U_0} = \frac{(U_{0neu} \cdot \text{inProzent} - U_{0 \text{ bei } 25^\circ \text{C}} \cdot \text{inProzent})}{(\theta_{neu} - 25^\circ \text{C})} \quad \text{Einheit: } [\%/^\circ\text{C}] \text{ oder } [\%/K] \text{ Gl.2.7.9}$$

wobei $U_{0 \text{ bei } 25^\circ \text{C}} = 100\text{Prozent}$

Die berechneten Temperaturkoeffizienten (in %/°C) sind in unten stehender Tabelle zusammengefasst:

mit Frontplatten-Anzeige

Modul 1				Modul 2			
Tk1_ISC	Tk2_ISC	Tk1_U0C	Tk2_U0C	Tk1_ISC	Tk2_ISC	Tk1_U0C	Tk2_U0C
-0167	-0,068	-0,3	-0,193	-0,164	-0,0273	-0,324	-0,301

Mit SPS-Anzeige

Modul 1				Modul 2			
Tk1_ISC	Tk2_ISC	Tk1_U0C	Tk2_U0C	Tk1_ISC	Tk2_ISC	Tk1_U0C	Tk2_U0C
+0,164	+0,167	-0,61	-0,4653	-0,164	+0,167	-0,516	-0,43

Tk1 ist der Temperaturkoeffizient bei der Temperaturdifferenz 30°C-25°C.

Tk2 ist der Temperaturkoeffizient bei der Temperaturdifferenz 40°C-25°C.

Der TkU0C des Lieferanten wird bei Modul 1 und 2 in Serienschaltung mit 0,32%/°C angegeben.

Der TkISC wird bei beiden Modulen mit 0.06%/°C in Serienschaltung angegeben. Der Lieferant gibt eine Modulbezugstemperatur von 25°C und eine Einstrahlstärke von 1000W/m² an. Es sind theoretisch die gleichen Bedingungen, wie im Praktikum. Dennoch sind die Werte des Lieferanten eher stellenweise zufällig eingehalten.

3.8.3.3 Abschließende Beurteilung des Praktikums

Grundsätzlich funktioniert der Sonnensimulator gut. Es werden die Kennlinien wunschgemäß gezeichnet, die Temperatur geregelt und der Messablauf funktioniert auch. Nicht zufriedenstellend sind die Prüflinge, die Module. Sie sind selbstgefertigt. Ihre Kennlinien weisen Mismatching auf, die durch die Reihenschaltung der verschiedenen Solarzellen entstehen. Bei Reihenschaltung entstehen Streuungen des Kurzschlussstromes, die sich durch Knickpunkte in den Kennlinien bemerkbar machen. Zum Verständnis für nicht perfekte Module sind sie zum Studium gut geeignet. Durch dieses Mismatching sind die Vergleiche der verschiedenen Methoden zur Ermittlung des Serieninnenwiderstandes schwierig, nicht ohnehin wegen der zeichnerischen Bearbeitung, sondern auch der Knickpunkte, die die Werte mit Sicherheit verfälschen. Die Temperaturmessung an den Modulen ist nicht optimal, so dass man verschiedene Kennlinien mit verschiedenen Anzeigen (SPS- und Frontanzeige) erhält mit verschiedenen Temperaturkoeffizienten. Idealerweise misst man die Temperatur da, wo sie entsteht, direkt thermisch gekoppelt am Modul. Vorerst wurde mit Absprache des Labors davon abgesehen, die Module anzubohren, um die Temperaturfühler an das Modul zu montieren.

Ideal wäre es einen Prüfling zu haben, der gerade Kennlinien hat, um erst einmal zu sehen, wie die verschiedenen Messmethoden des Serieninnenwiderstandes zu beurteilen sind.

3.8.3.4 Eine interessante Zusatzaufgabe

Die Berechnung des Mpp-Punktes aus drei Messpunkten einer I-U-Kennlinie eines Moduls:

Sehr interessant ist die Tatsache, dass man aus drei Messpunkten einer I-U-Kennlinie den Mpp-Punkt berechnen kann. Man wählt, wie in Abschnitt 2.7.2 angegeben drei Messpunkte in der Umgebung des Mpp, entweder gemessen oder aus der Kennlinie abgelesen.

Für Modul 2 wurden folgende Werte gewählt:

U in V	18	18,5	19
I in A	0,45	0,432	0,4

Die Spannungswerte sind im gleichen Abstand zueinander gewählt worden. Folgendes Gleichungssystem kann aufgestellt werden:

4 Ausblick

4.1 Verbesserungen für die Zukunft

Die Entwicklung einer Anlage hört nie wirklich auf. Es gibt immer noch etwas zu verbessern:

- 1) Die Temperaturmessung ist zur Zeit zweierlei. Einerseits befindet sich eine Temperaturanzeige in der Frontplatte, die völlig allein und unabhängig arbeitet. Andererseits ist die Temperaturanzeige im Display des SPS-Basismoduls dazugekommen, die genauer arbeitet. Vielleicht kann man beim Einbau einer neuen Frontplatte einen Teil davon mit Plexiglas versehen, so dass man die SPS-Anzeige direkt ablesen kann.
- 2) Der Messort der/des Temperaturfühler(s) ist noch nicht optimiert. Die Temperaturmessung ist idealerweise in der gleichen Ebene wie die Moduloberfläche. Außerdem wäre der Wert realistischer, wenn Modulfläche und Thermometer auf gleichem Untergrund montiert wären (thermische Kopplung). Die höchste Temperatur wird in der Mitte der Modulfläche sein. Ein entsprechender Einbauort des Temperaturfühlers wäre sinnvoll, ist aber nicht so einfach. Es könnte auch noch später geprüft werden, ob es in der LOGO!-SPS-Familie eine externe Anzeige für Temperatur als Fronteinbauelement gibt (teure Lösung).
- 3) Das Einstrahlungsfeld ist nicht 100%ig homogen, weil die Lampen nicht 100% gleich sind. Außerdem sind zur Zeit aus finanziellen Erwägungen nicht die „Masterline Philips-Halogenlampen“ eingebaut, die das Farbspektrum von 3200K garantieren, Kostenpunkt: 250 Euro!
- 4) Während der Messungen des Einstrahlungsfeldes sind immer sich ändernde Bedingungen aufgefallen: Schwankungen im Netz, die schwer zu beherrschen sind. Vielleicht ist eine spätere Regelung des Lampenstromes in Abhängigkeit der Einstrahlstärke eine Idee (Diskussion mit dem freundlichen Assistenten).
- 5) Die Lamellen schließen nicht gut. Es gibt immer noch Licht bei geschlossenen Lamellen. Die ganze Lamellenkonstruktion ist etwas wackelig. Stärkeres Blech und etwas mehr Breite der Lamellen wäre sinnvoll. Die Breite darf aber nicht so groß sein, das der Abstrahlwinkel von 10° der Lampen gestört wird.
- 6) Die Dunkelkennlinienmessung muss zur Zeit zwingend mit ausgeschalteten Lampen erfolgen, da die Lamellen nicht perfekt verdunkeln. Eine Blockierung der Dunkelkennlinienmessung bei eingeschalteten Lampen über eine Stromüberwachung des Lampenstromes mit eingreifenden Kontakt in die „Vorwahl DKL“ wäre eine (100 Euro teure) Lösung.
- 7) Zur Zeit kann eine Dunkelkennlinienmessung nur mit einem in Serie geschalteten Modul erfolgen. Schaltete man das Modul in Parallelschaltung, so würden bis zu 26V beaufschlagt werden, wo nur 7V vertragen werden! Als Lösung wäre eine externe, einstellbare Spannungsquelle, die sich den Modulleerlaufspannungen entsprechend einstellen ließe.
- 8) Die Hellkennlinienmessung ist auch hier nur für die Serienschaltung des Moduls zur Zeit am optimalsten. In Parallelschaltung lädt sich der Ladekondensator auf der Hellkennlinienmessplatine A15 nur auf 7V auf. Dadurch wird mit dem Schreiber die Kennlinie unzureichend geschrieben, ja regelrecht über das Papier geschmiert. Hier wären einstellbare Kapazitäten eine Abhilfe.
- 9) Die Schiefkast, verursacht von den Streuungen des Stellspartrafos, lässt sich wohl nicht beseitigen. Wohl aber kann man das gelegentliche unerwünschte Auslösen des schnellen Sicherungsautomaten durch trägere Schmelzsicherungen weitgehend beseitigen. Es liegt ja kein Kurzschluss vor.

- 10) Die Zuleitung des 220V-Anschlusses ist zur Zeit ein Schutzkontaktstecker. Liegt dieser ungünstig, so löst die Sicherung im Stellspartrafo aus. Ein Festanschluss mit klar definierten Neutral- und Phasenleiter oder ein unverwechselbarer Stecker würde Abhilfe schaffen.
- 11) Es gibt einen kleinen (fast) unauffälligen Offset von ca. 40mV. Dieser fällt nur ins Gewicht, wenn U-I-Kennlinien und P-U-Kennlinien auf das selbe Blatt gezeichnet werden. Bisher war dies im Praktikum so üblich. Das Zeichnen lässt den Offset wenigstens augenscheinlich deshalb verschwinden, weil man die Achsen unmittelbar vor der Messung vom Schreiber zeichnen lässt. Denn dieses erfolgt in Ruhestellung des Stiftes. Ohnehin ist, wenn man in Zukunft die Ermittlung des Serieninnenwiderstandes nach den neuen Erkenntnissen machen will, die Zeichnungen der verschiedenen Kennlinienscharen auf verschiedenen Blättern sinnvoll.

4.2 Anforderungen an einen Sonnensimulator gemäß DIN EN 60904-9 (Entwurf)

Es gibt einen Entwurf der DIN EN 60904-9, der sich mit den Leistungsanforderungen an Sonnensimulatoren befasst. Die folgende, grobe Beschreibung ist eher ein Blick für die Zukunft, da zum Einen die DIN EN 60904-9 noch im Entwurf steht und zum Anderen der bearbeitete Sonnensimulator nur für ein Praktikum eingesetzt wird. Es werden keine Zellen hergestellt, die unter präzisen Bedingungen geprüft werden müssen. Es ist nur zum Verständnis über Kennlinien von Solarmodulen.

DIN VDE und DIN EN sind grundsätzlich anerkannte Regeln der Elektrotechnik. Die DIN EN 60904-Normen existieren erst seit etwa 1994. Erst allmählich, mit Fortschreiten der Photovoltaik entstanden die DIN EN 60904-Normen. DIN VDE- und DIN EN-Normen können Gesetzescharakter erreichen, wie z.B. die DIN VDE 0100 allgemeine Vorschriften, müssen es aber nicht.

Ein Sonnensimulator gemäß DIN EN 60904-9 (Entwurf) hat unter anderem drei Hauptanforderungen:

- 1) Es muss eine spektrale Anpassung stattfinden, in DIN EN 60904-3, die Abweichung vom Referenzsonnenspektrum AM 1,5. Solarmodule sollen unter STC hergestellt bzw. geprüft werden. Der AM1,5 gehört zu den STC. Es sind sechs Wellenlängenbereiche zu untersuchen für die prozentualen Anteile der Gesamtbestrahlungsstärke, Tabelle 1 in DIN EN 60904-9, S.4. Zur Anwendung sind Spektroradiometer, Gittermonochromator, ladungsgekoppelte Bauelemente (CCD), Fotodiodenanordnungen, Mehrfachempfänger mit Bandpassfiltern oder Einzelempfänger mit mehreren Bandpassfiltern. Solche Messungen sind im Rahmen dieser Abschlussarbeit nicht ohne weiteres möglich. Auf weitere Einzelheiten der spektralen Anpassung wird hier auch nicht eingegangen.
- 2) Erfassung der Ungleichmäßigkeit der Bestrahlungsstärke in der Prüfebene: Die vorgesehene Prüffläche ist hier in 64 gleich große Böcke zu unterteilen. Die maximale Größe des Kontrollempfängers muss 1/64 der vordefinierten Prüffläche haben, aber nicht größer als 400cm². Idealerweise ist am Sonnensimulator außen eine Tabelle vorhanden, die das gemessene Bestrahlungsstärkemuster enthält. So kann sich ein späterer Anwender eine bevorzugte Stelle innerhalb der Prüffläche suchen. An jeder Prüfposition muss mindestens eine Bestrahlungsstärkemessung erfolgen. Nach Austausch von Lampen kann sich das Bestrahlungsstärkemuster ändern. Die räumliche Inhomogenität ist nach folgender Gleichung zu bestimmen:

$$\text{Ungleichmäßigkeit Prozent} = \frac{(\max_{\text{Einstrahlstärke}} - \min_{\text{Einstrahlstärke}})}{(\max_{\text{Einstrahlstärke}} + \min_{\text{Einstrahlstärke}})} \cdot 100\text{Prozent}$$

Der Kontrollempfänger zur Ausmessung der Prüffläche muss eine simulatorgeeignete, spektrale Empfindlichkeit aufweisen, des Weiteren soll Linearität und Zeitverhalten dem Simulator entsprechen.

- 3) Es ist die zeitliche Instabilität der ermittelten Datensätze (Bestrahlungsstärke, Strom, Spannung) während einer Messung, wobei der ungünstigste Fall angenommen wird (Kurzzeitinstabilität). Für die Dauer einer gesamten Kennlinienaufnahme wird die Langzeitinstabilität ermittelt mit:

$$\text{Zeitliche Instabilität Prozent} = \frac{(\max_{\text{Einstrahlstärke}} - \min_{\text{Einstrahlstärke}})}{(\max_{\text{Einstrahlstärke}} + \min_{\text{Einstrahlstärke}})} \cdot 100\text{Prozent}$$

Es gibt eine Klasseneinteilung für Sonnensimulatoren nach folgender Tabelle:

Klassifikation	Spektrale Anpassung an alle Intervalle	Ungleichmäßigkeit der Bestrahlungsstärke	Ungleichmäßigkeit der Bestrahlungsstärke
A	0,75 – 1,25 nm	<=2%	<=0,5%
B	0,6 – 1,4 nm	<=5%	<=2%
C	0,4 – 2,0 nm	<=10%	<=10%

A ist die höchste Klasse, C die ungünstigste.

Dieses ist nur eine Kurzbeschreibung der Anforderungen. Weitere Einzelheiten stehen in DIN EN 60904-9 (Entwurf).

Beim bearbeiten Sonnensimulator ist die spektrale Anpassung nicht festgestellt, die Ungleichmäßigkeit der Einstrahlstärken mit Mittelwertbildung und Abweichung vom Mittelwert auf ca. 17% beziffert, mit der DIN EN 60904-Formel oben auf 15,37%. Die zeitlichen Ungleichmäßigkeit zu ermitteln war mit vorhandenen Mitteln nicht möglich.

4.3 Messen der photovoltaischen I-U-Kennlinien gem. DIN EN 60904-1

Die DIN EN 60904-1, erst seit 2006 gültig, beschreibt die allgemeinen und simulatorspezifischen Anforderungen zur Messung von I-U-Kennlinien. Auch hier sei nur das Größte beschrieben:

- 1) Die Messung der Bestrahlungsstärke muss entweder mit einem Pyranometer oder einer kalibrierte PV-Referenzeinrichtung erfolgen. Idealerweise haben Prüfling und Referenzeinrichtung die gleiche spektrale Empfindlichkeit, Verkapselung und Zellenbeschaffenheit. In der bearbeiteten Anlage haben die Module eine Plastikabdeckung und die „Referenzeinrichtung“ eine Scheibe aus Glas. Da das neuere Gerät defekt war und das ältere kein Datenblatt hatte, kann keine Aussage über die Eigenschaften des benutzten Einstrahlmessers (= Referenzeinrichtung) getroffen werden. Nur kann man sagen, dass beides aus polykristallinen Silizium gefertigt sind.
- 2) Die Temperatur von Prüfling und Referenzeinrichtung ist mit einer Genauigkeit von +/-1°C und einer Reproduzierbarkeit von 0,5°C zu messen. Falls die zu messende Temperatur der Referenzeinrichtung um mehr als 2°C abweicht, muss sie kalibriert werden, mit Ausnahme eines Pyranometers. Die Einstrahlmessungen fanden bei stets voller Beleuchtung statt,

wobei im Fall unseres Sonnensimulators die Lüfter nicht auf 25°C herunter kühlen konnten, sondern günstigenfalls auf 35°C. Der Prüfling aber wird nur für die Dauer der Messung beleuchtet, was ein Halten auf 25°C Modultemperatur möglich macht.

- 3) Die aktive Prüffläche soll nicht mehr als $\pm 2^\circ$ in der Ebene abweichen von der Ebene der Referenzeinrichtung. Hier sind die Einstrahlungsmessungen des Lichtfeldes genau in der Ebene des Prüflings.
- 4) Spannungen und Ströme sind mit einer Genauigkeit von 0,2% zu messen, wobei die Vierleitertechnik anzuwenden ist. Die Vierleitertechnik wurde ab der Klemmleiste X2 realisiert. Die Genauigkeit von 0,2%(!!) ist nicht zu versprechen, da schon die abgelesenen Messgeräte mindestens 0,5% Toleranz (ABB Metrawatt M2036) haben.

Dieses waren die vier wichtigsten Punkte der allgemeinen Anforderungen. Für Messungen im simulierten Sonnenlicht gilt außerdem:

- 1) Die PV-Referenzeinrichtung soll über die Bereiche der Bestrahlung, spektralen Verteilung und Temperaturen dem Prüfling angepasst sein. Es müssen Messmittel vorhanden sein um die Temperatur zu überwachen, gemäß den allgemeinen Anforderungen, siehe oben unter „2“.
- 2) Der Sonnensimulator muss mindestens die Klasse BBB haben, gemäß DIN EN 60904-9. Die festgelegte Messfläche muss mindestens so gross sein, wie die des Prüflings.
- 3) Ein Bestrahlungssensor, der die Messung fortwährend und linear aufzeichnet, soll installiert sein.
- 4) Es soll ein Spektralradiometer verwendet werden, dass die Spektralstrahlen des Sonnenlichts im Bereich der Spektralempfindlichkeit des Prüflings und der Referenzeinrichtung entspricht.

Von diesen spezifischen Anforderungen zur I-U-Kennlinienmessung ist unser Sonnensimulator noch entfernt.

Fazit

Auch wenn unser Sonnensimulator nicht der DIN EN60904-Norm entspricht, ist es kein Grund zum Verzweifeln. Hier wird „nur“ ein Praktikum zum besseren Verständnis der Photovoltaik damit absolviert. Dafür reicht unser Sonnensimulator allemal. Viel wichtiger ist, dass der Betrieb der Anlage den allgemeinen Regeln der Elektrotechnik (DIN VDE 0100, DIN VDE 0701) genügt, damit ein sicherer Betrieb gewährleistet ist.

5 Danksagungen

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich bei meiner Diplomarbeit unterstützt haben:

Dank an meinen betreuenden Prof. Dr. Ing. Reinhard Müller:

Ich freue mich sehr, dass er mir dieses klasse Thema gegeben hat. Es war eine klar definierte, praxisnahe Aufgabenstellung und das noch in meinem Lieblingsthema, ganz nach meinem Geschmack! Ich hatte viel Platz für eigene Ideen. Das machte den Wohlfühlfaktor recht groß! Auch muss er in seiner Abteilung in Bezug auf meine Diplomarbeit so gute Vorgaben gemacht haben, dass ich die beste Hilfe rundherum bekommen habe!

Dank an den Koreferenten Prof. Dr. Ing. Heinrich Baumann:

Er hat mich in mehreren Fächern durch das Studium begleitet und sich als Koreferent meiner Diplomarbeit zur Verfügung gestellt, als ich ihn fragte. Sein liebstes Motto: „Die Hoffnung stirbt zuletzt!“

Dank an den Buchautor des Buches „Photovoltaik Engineering“ Prof. Dr. Ing. Andreas Wagner:

Als ausgewiesener Solarfachmann stand er mir für fachliche Diskussion per E-Mail, besonders bei dem Thema „Messung des Serieninnenwiderstandes einer Solarzelle“ zur Verfügung. Außerdem widmete er mir ein Exemplar seiner Lieblingsbücher.

Dank an den betreuenden Assistenten Herrn Ing. Frank Korpel:

Er war stets ansprechbar, hatte alle meine Ideen ernst genommen, Bauteile, Geräte, Unterlagen (Handbücher) zur Verfügung gestellt, um diese umzusetzen. Auch für die stets nette Betreuung und fachlichen Diskussionen bedanke ich mich! Er hat vor Beginn meiner Arbeit meinen Diplomarbeitsplatz prima eingerichtet.

Dank an den Maschinenbaumeister Herrn Ammann:

Er hat mir alle mechanischen Arbeiten sauber, schnell und kompetent abgenommen mit vielen guten mechanischen Ideen. Besonders genial war die einfache aber klasse Winkelverstellung für das Modul. Er hat mir alle seine Ideen immer nett erklärt!

Dank an den Elektomaschinenbaumeister Herrn Suchan:

Als ich gravierende Probleme mit den Anzeigen in der Lampenversorgung hatte, hatte er eine gut funktionierende Idee eines typischen Praktikers. Außerdem brachte die fachliche Diskussion mit ihm mich dazu, nochmal über die Verwendung einer B6-Brücke genauer nachzudenken.

6 Literaturverzeichnis und Anhang

Nr.	Titel	Verfasser / Verlag	Aufl./Jahr
[1]	Photovoltaik Engineering	Andreas Wagner / Springer-Verlag Berlin	2/2006
[2]	Stromversorgung mit Solarzellen	Hans K. Köthe / Franzis' Verlag	4/1994
[3]	Solarantriebe in der Praxis	Hans K. Köthe / Franzis' Verlag	1994
[4]	Photovoltaische Anlagen	Haselhuhn, Hartmann /DGS – Deutsche Gesellschaft für Solarenergie	3/2005
[5]	Praxis mit Solarzellen	Urs Muntwyler / Franzis-Verlag	6/1993
[6]	Diplomarbeit Aufbau eines Messplatzes zur Untersuchung und Simulation von Solarzellen	Arne Schimnick und Thomas Aul	1996
[7]	Diplomarbeit Neugestaltung der Praktikumsaufgabe Photovoltaik mit Anwendung des Simulationsprogramm PSpice	Matthias Hahn und Jörg Kunde	1996
[8]	Vorbereitungsskript für das Photovoltaikpraktikum	FH Hamburg (Hahn/Kunde)	1996
[9]	Grundkurs Leistungelektronik	Joachim Specovius/Vieweg	2003
[10]	LabView für Studenten	Janal, Hagestedt / Pearson Studium	4/2004
[11]	Tabellenbuch	Friedrich	1993
[12]	Skript aus Vorlesung Leistungelektronik	Prof. Vaupel, HAW Hamburg	2004/2005
[13]	Seminar Messpraktikum zur BGV A2 Elektrische Anlagen und Betriebsmittel	Henning/Rosenberg	ca. 2003
[14]	Handbuch für LOGO!Soft Comfort	Siemens	ca. 2005
[15]	Praktikumsaufgabe und Vorbereitungsskript	HAW-Hamburg	02/2002
[16]	DIN EN 60904, Teil 1, 9	DIN VDE	1994 bis 2006
[17]	DIN EN 60891	DIN VDE	1996

Verzeichnis der verwendeten Software

Nr.	Programm	Version
[100]	LOGO! SoftComfortV5, Entwicklungsumgebung für kleinere SPS-Steuerungen	5.0
[101]	Pspice Schaltplan-Simulationssoftware	9.1
[102]	WSCAD51Schule, Schaltplanerstellungsprogramm	5.1
[103]	OpenOfficeOrg2.1 Writer, zur Erstellung des Diplomarbeitstextes	2.1
[104]	Pdf-Creator, zur Umwandlung in pdf-Dateien	
[105]	IrfanView zum Scannen der Grafiken	
[106]	Zoom BrowserEx, zur Bearbeitung der Grafiken	
[107]	Paint, Exel	Office 2000
[109]	EAGLE 4.16r2, zur Erstellung von Schaltplänen der Platinen	2000
[110]	MathCAD, für die Simulation von Kennlinien (in der Anhang-CD)	2001

Der Anhang dieser Arbeit befindet sich innen im Deckblatt hinten als CD. Es sind alle relevanten Unterlagen und Messung zum Sonnensimulator enthalten.

7 Versicherung über die Selbstständigkeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit im Sinne der Prüfungsordnung nach §25(4) ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtliche oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommenen Stellen habe ich unter der Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Hamburg, den 23.11.2007