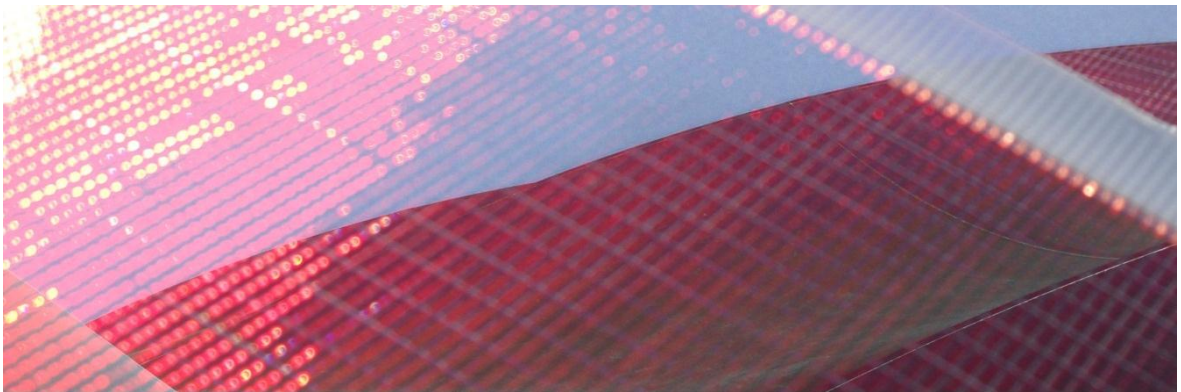


Master-Thesis

Prüfungsexemplar

Untersuchung einer Membrandach-Konstruktion mit integrierten flexiblen Photovoltaikzellen



<i>Name:</i>	<i>Vorname:</i>
Lakatos	Zsolt
<i>Anschrift:</i>	<i>Matrikelnummer:</i>
Aalvikstraße 56, 24576 Bad Bramstedt	1950728
<i>Studiengang:</i>	<i>vorgelegt am:</i>
Innovative Energiesysteme	03.01.2011
<i>Department:</i>	
Maschinenbau und Produktion	Berliner Tor 21, 20099 Hamburg
<i>Erstprüfer:</i>	<i>Zweitprüfer:</i>
Prof. Dr.-Ing. Thomas Veeseer	Prof. Dr.-Ing. Heike Frischgesell
<i>Unternehmen:</i>	
Stadtwerke München (SWM)	Emmy-Noether-Straße 2, 80287 München
<i>Betreuer:</i>	
Dipl.-Ing. Sylvia Schmidberger	Dipl.-Ing. Andreas Hartung



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	IX
Abkürzungsverzeichnis	X
Hinweis	XII
Vorwort.....	XIII
1 Einleitung	1
1.1 Aufgabenstellung	1
1.2 Thematik	2
1.3 Motivation.....	5
1.4 Die Stadtwerke München GmbH	6
1.4.1 Die Abteilung Versorgungsanlagen – Mittelspannung (S-PG-VA-MS)	8
2 Membrandächer	9
2.1 Einleitung	9
2.2 Kunststofftechnologien.....	12
2.2.1 Polytetrafluorethylen	13
2.2.2 Ethylentetrafluorethylen.....	17
2.2.3 Vergleich der Eigenschaften von PTFE und ETFE	20
2.3 Arten/Aufbau	21
2.3.1 Mechanisch vorgespannte Systeme.....	21
2.3.2 Pneumatisch vorgespannte Systeme	22
2.4 Anforderungsprofil an Membrandächer aus PTFE/ETFE.....	26
2.4.1 Mechanische Anforderungen	26
2.4.2 Witterungsfestigkeit (Wind, Schnee, Hagel, extreme Temperaturen).....	30
2.4.3 Geringe Verschmutzungsneigung	31
2.4.4 Wärmedämmung.....	32
2.4.5 Schalldämmung und Reflexion.....	32
2.4.6 Unterschiedliche Transparenzgrade.....	33
2.4.7 Brandschutz	33
2.4.8 Tragsicherheit	34
2.4.9 Recyclingfähigkeit	35
2.5 Vor- und Nachteile von Membrandächern aus PTFE/ETFE	36



3	Flexible Solarzellentechnologie	37
3.1	Einleitung	37
3.1.1	Entdeckung des Photoeffekts.....	38
3.1.2	Begriffe	39
3.1.3	Silizium („Kieselerde“).....	41
3.1.4	Innerer Photoeffekt.....	42
3.2	Der pn-Übergang	43
3.2.1	Dotierung von Silizium:	43
3.2.2	N(egativ)-Dotierung von Silizium durch einen Donator	44
3.2.3	P(ositiv)-Dotierung von Silizium durch einen Akzeptor	45
3.2.4	Zusammenbringen der p- und n-Schicht	46
3.3	Arten flexibler Photovoltaikzellen.....	47
3.3.1	Photovoltaiktechnologie - dünnschichtige Photovoltaikzellen	49
3.4	Aufbau ausgewählter flexibler Zellentypen	54
3.5	Ausblick auf zukünftige Entwicklungen.....	56
3.5.1	Drei Generationen von Solarzellen.....	56
3.5.2	Konvertierung der energetischen Zustände von Photonen	57
4	Zusammenführung der Technologien.....	58
4.1	Möglichkeiten der Integration	58
4.1.1	ETFE-Photovoltaik-ETFE-Laminat	59
4.1.2	Bereits realisierte Projekte	60
4.2	Probleme.....	61
5	Vermessung der Module	62
5.1	Einleitung	62
5.2	Flexcell Sunslick 14W	63
5.2.1	Bestimmung des Modul-Wirkungsgrades unter STC-Bedingungen	63
5.2.2	Kenmlinie bei STC	64
5.3	Aufbau des Prüfstandes.....	65
5.4	Temperaturabhängigkeit	67
5.4.1	Versuchsbeschreibung.....	68
5.4.2	Messergebnisse/Auswertung	68
5.5	Abschattungsversuch.....	71
5.5.1	Versuchsbeschreibung.....	71
5.5.2	Messergebnisse/Auswertung	71
5.6	Mismatching bei Serien- und Parallel-Verschaltung	77
5.6.1	Versuchsbeschreibung.....	78

5.6.2	Messergebnisse/Auswertung	79
5.7	Transmissions- und Spektralmessungen.....	85
5.7.1	Versuchsbeschreibung.....	85
5.7.2	Messergebnisse/Auswertung	86
5.8	Untersuchung der Krümmungsabhängigkeit.....	90
5.8.1	Versuchsbeschreibung.....	90
5.8.2	Messergebnisse/Auswertung	91
5.9	Messungen unter realen Bedingungen	95
5.9.1	Versuchsbeschreibung.....	95
5.9.2	Krümmungseigenschaften.....	97
5.9.3	Messergebnisse/Auswertung	100
6	Modell zur Berechnung des Ertrages	107
6.1	Einleitung	107
6.2	Modellbeschreibung zur Ertragsprognose bei flexibler Photovoltaik	107
6.2.1	Einstrahlungsdaten von München	108
6.2.2	Festlegungen und Trigonometrische Beziehungen.....	111
6.2.3	Beispiel einer eindimensional, einachsig gekrümmten Fläche.....	114
6.2.4	Betrachtung der Krümmungseigenschaften.....	115
6.2.5	Das Eindioden-Ersatzschaltbild.....	117
6.2.6	Berechnung der Zelltemperatur	118
6.2.7	Zusammenstellung des Modells	120
6.2.8	Weitere Schritte zum Ausbau des Modells	124
6.3	Verifizierung der Ergebnisse	125
6.4	Zusammenfassung der Ergebnisse	128
7	Auslegung des Parkhaus-Daches	130
7.1	Einleitung	130
7.2	Variante 1: ETFE-Pneu	131
7.2.1	Beschreibung des Dachaufbaus.....	133
7.2.2	Verschaltung und Wechselrichter	134
7.2.3	Ertragsprognose	136
7.3	Variante 2: PTFE-Membrandach.....	138
7.3.1	Beschreibung des Dachaufbaus.....	139
7.3.2	Verschaltung und Wechselrichter	141
7.3.3	Ertragsprognose	144



8	Wirtschaftlichkeitsanalyse	146
8.1	Einleitung	146
8.2	Einnahmen.....	146
8.3	Ausgaben.....	147
8.4	Amortisationsrechnung.....	150
8.4.1	Dynamische Amortisation.....	150
8.4.2	Berechnung der Dynamischen Amortisationszeit	152
9	Potentiale innovativer Entwicklungen	155
10	Zusammenfassung/Fazit.....	156
11	Anhang	i
11.1	CD.....	i
11.2	ETFE-Folie.....	ii
12	Literaturverzeichnis.....	iii

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Jurte mit Textilien bespannt	2
Abb. 2: Vergleich der Vergütungssätze ab Oktober 2010	6
Abb. 3: SWM-Tochtergesellschaften	6
Abb. 4: Beispiel >> Pneuschnitt auf Stahl dreilagig, mittlere Lage perforiert	9
Abb. 5: Selbstausgleichendes System.....	9
Abb. 6: Membrandach aus PTFE-beschichtetem Glasfasergewebe	10
Abb. 7: U-Bf. Fröttmaning >> Detail: Primär- und Sekundärkonstruktion	10
Abb. 8: Membrandach aus ETFE-Pneus >> MTZ (Stadtwerke München)	11
Abb. 9: Folien-Schweißnähte, Öffnungsmechanismus, Entwässerung und Begehung	11
Abb. 10: Einordnung von thermoplastischen Kunststoffen.....	13
Abb. 11: Chemische Struktur und Polymerisation von PTFE	14
Abb. 12: Faserverstärkte Kunststoffe (FVK)	15
Abb. 13: Chemische Struktur von ETFE	17
Abb. 14: Strukturelle Anordnungen der Makromoleküle.....	18
Abb. 15: Pneus aus 1-lagigem PTFE-Glas außen und 3-lagiger ETFE-Folie innen	21
Abb. 16: Beispiel einer gebogenen antiklastischen Flächenkrümmung	21
Abb. 17: Gebogenes ETFE-Dach mit synklastischer Krümmung	23
Abb. 18: Konstruktionsvarianten pneumatischer Folienkissen	24
Abb. 19: Zusammenhänge im Spannungs-Dehnungsdiagramm.....	26
Abb. 20: Reaktion auf Anliegen einer Spannung	27
Abb. 21: Kriechkurven bei verschiedenen Zugspannungen	27
Abb. 22: Mono- und biaxialer Zugversuch	28
Abb. 23: Qualitative Spannungs-Dehnungs-Linie für ETFE	29
Abb. 24: Verschmutzungsverhalten.....	31
Abb. 25: Abschattungsmuster auf der mittleren und oberen Lage	33
Abb. 26: Vermeidung der Wassersackbildung bei Druckverlust.....	34
Abb. 27: Beispiel einer flexiblen Solarzelle	37
Abb. 28: Ziele und Herausforderungen bei flexiblen Dünnschichtsolarzellen.....	37
Abb. 29: Air Mass (AM)	39
Abb. 30: I-U-Kennlinie mit MPP-Tracking	40
Abb. 31: Max. theoretische Wirkungsgrade verschiedener Halbleitermetalle (STC)	41
Abb. 32: Innerer Photoeffekt.....	42
Abb. 33: Wanderung elektrischer Ladungsträger in der Gitterstruktur von Silizium.....	43
Abb. 34: N(egativ)-Dotierung von Silizium	44

Abb. 35: P(ositiv)-Dotierung von Silizium.....	45
Abb. 36: Raumladungszone und pn-Gebiete.....	46
Abb. 37: Ladungstrennung in der RLZ.....	46
Abb. 38: Typologie und Merkmale marktüblicher Solarzellen	47
Abb. 39: Tandemzelle >> Erweiterung des nutzbaren Spektralbereiches.....	48
Abb. 40: Spektrale Empfindlichkeit verschiedener Zellmaterialien	49
Abb. 41: Pin- und nip-Strukturen der a-Si:H-/mc-Si-Solarzelle.....	50
Abb. 42: Prinzipieller Aufbau einer Solarzelle aus CuInSe_2 -Absorber	52
Abb. 43: Aufbau einer Cadmiumtellurid-Solarzelle (CdTe).....	53
Abb. 44: Vergleich des Aufbaus von starren Solarzellen	54
Abb. 45: Aufbau einer flexiblen Tripelsolarzelle	55
Abb. 46: Kosten/Wirkungsgrad-Bereiche für drei Generationen von Solarzellen	56
Abb. 47: Integration der PV-Elemente in die mittlere und obere Pneu-Schicht	58
Abb. 48: Aufbringung und Struktur des flexiblen ETFE-PV-ETFE-Laminats	59
Abb. 49: ETFE-Kuppel des Classroom of the Future	60
Abb. 50: John Wheatley College	61
Abb. 51: flexible Dünnschichtsolarzellen (Flexcell Sunslicks) im Freien.....	62
Abb. 52: I-U-Kennlinie des flexiblen Moduls Flexcell Sunslick 14W (STC).....	64
Abb. 53: Schematischer Aufbau des GE-Prüfstandes	65
Abb. 54: Prüfstand >> Messung und Auswertung.....	66
Abb. 55: Einfluss der Temperatur auf die I-U-Kennlinie am Bsp. eines Si-Solarmoduls...	67
Abb. 56: Strom-Spannungs-Kennlinie in Abhängigkeit von der Modultemperatur	68
Abb. 57: Leistung in Abhängigkeit von der Modultemperatur.....	69
Abb. 58: Modulaufheizung >> Modul- und Umgebungstemperatur	69
Abb. 59: Beziehung zwischen Modultemperatur und -wirkungsgrad.....	70
Abb. 60: Verschattung des Moduls.....	71
Abb. 61: Einteilung der Abschattungsflächen	71
Abb. 62: Strom-Spannungs-Kennlinie bei Abschattung über die Breite des Moduls	72
Abb. 63: Korrelationen zw. Abschattung und Leerlaufspannung bzw. Kurzschlussstrom.	72
Abb. 64: Ermittlung des MPPs.....	73
Abb. 65: Beziehung zw. MPP und Abschattungsgrad (Abschattung über die Breite)	73
Abb. 66: Strom-Spannungs-Kennlinie bei Abschattung über die Länge des Moduls.....	74
Abb. 67: Beziehung zw. MPP und Abschattungsgrad (Abschattung über die Länge)	74
Abb. 68: Krümmungsachsen	75
Abb. 69: Prinzipielle Verschaltung des flexiblen Moduls Sunslick 14W.....	76
Abb. 70: Aufbau zur Bestimmung der Mismatching-Verluste	78

Abb. 71: Abschattung der Module durch ein Netzgewebe	79
Abb. 72: I-U-Kennlinien bei paralleler Verschaltung dreier Module	80
Abb. 73: Korrelation von Leistung im MPP und der Abschattung.....	80
Abb. 74: I-U-Kennlinie der seriellen Verschaltung	81
Abb. 75: Korrelation von Leistung im MPP und der Abschattung.....	81
Abb. 76: I-U-Kennlinie der Serienschaltung mit Freilaufdioden.....	82
Abb. 77: P-U-Kennlinie der Serienschaltung mit Freilaufdioden	83
Abb. 78: Korrelation von Leistung im MPP und der Abschattung.....	83
Abb. 79: Korrelation von Leistung im MPP und der Abschattung im Vergleich	84
Abb. 80: Versuchsaufbau >> Transmissionsbestimmung und Spektralanalyse	85
Abb. 81: Spektralanalyse (ETFE 250 μm)	87
Abb. 82: Zum Vergleich das Sonnenspektrum (AM 1,5)	88
Abb. 83: Dämpfung der Strahlungsintensität (ETFE, 250 μm)	88
Abb. 84: Dämpfung der Strahlungsintensität in bestimmten Wellenlängenbereichen.....	89
Abb. 85: Messaufbau Krümmungsverhalten (LAB).....	90
Abb. 86: Messaufbau Krümmungsverhalten (LAB).....	91
Abb. 87: Kennlinien für R = 0,0 m (plan) bis R = 0,1 mm (max. Krümmung).....	91
Abb. 88: Beziehung zwischen Stichhöhe S und Einrückung R	92
Abb. 89: Korrelation zw. Stichhöhe S und Einstrahlung E	92
Abb. 90: Korrelation zwischen Stichhöhe S und Modultemperatur T_{MOD}	93
Abb. 91: Ergebnisse des Krümmungsversuches	94
Abb. 92: Messaufbau für die Außenmessungen (Ost-West-Ausrichtung)	95
Abb. 93: Messaufbau im Schnitt.....	96
Abb. 94: Krümmungseigenschaften (S = 0,4 m)	98
Abb. 95: Krümmungseigenschaften (S = 0,2 m)	99
Abb. 96: Einstrahlungs- und Temperaturentwicklung (Ost-West-Ausrichtung).....	100
Abb. 97: Leistung im Tagesverlauf (Ost-West-Ausrichtung)	101
Abb. 98: Ergebnis der Ertragsberechnung (Ost-West-Ausrichtung).....	102
Abb. 99: Einstrahlungs- und Temperaturentwicklung (Nord-Süd-Ausrichtung)	102
Abb. 100: Leistung im Tagesverlauf (Nord-Süd-Ausrichtung).....	103
Abb. 101: Ergebnis der Ertragsberechnung (Nord-Süd-Ausrichtung)	104
Abb. 102: Vergleich der Ausrichtungen Nord-Süd >< Ost-West	105
Abb. 103: Ausrichtung der Module >> links: Nord-Süd, rechts: Ost-West	106
Abb. 104: Übersicht >> Aufbau des Modells.....	107
Abb. 105: Modul im Schnitt >> Aufteilung in Segmente	108
Abb. 106: Einfallswinkel auf die horizontale und geneigte Fläche A	110

Abb. 107: Mögliche Verschaltung in der Modellbetrachtung	111
Abb. 108: Einfallswinkel des Sonnenlichtes auf die horizontal ausgerichtete Fläche A..	112
Abb. 109: Sonnenverlauf an einem Sonnenkollektor	113
Abb. 110: Beispielhafte Aufteilung eines eindimensional gekrümmten Moduls	114
Abb. 111: Krümmungskurven zu verschiedenen Stichhöhen (Messaufbau)	115
Abb. 112: Krümmungskurve und Winkelbestimmung am Modul	116
Abb. 113: Eindioden-Ersatzschaltbild einer Solarzelle	117
Abb. 114: Kennlinie von in Serie geschalteter Segmente bzw. Zellen	121
Abb. 115: Modellierte Kennlinie unter STC mit und ohne Korrektur	122
Abb. 116: Parallel verschaltete Segmente ergeben die Kennlinie des Moduls.....	123
Abb. 117: Erweiterung des Modells auf mehrdimensionale Krümmungen	124
Abb. 118: Verschiebung von U_L ($E = 1.000 \text{ W/m}^2$ bis 100 W/m^2 sonst STC).....	125
Abb. 119: Optimale Ausrichtung von flexiblen Modulen (schematische Darstellung)	129
Abb. 120: Grundriss Parkhaus-Erdgeschoss (Ebenen E0 und E1)	130
Abb. 121: Pneu im Schnitt	131
Abb. 122: Pneu mit Sunslick-Modulen (Nord-Süd-Ausrichtung).....	132
Abb. 123: Aufbau des Pneu-Daches mit Sunslick-Modulen	133
Abb. 124: Pneu-Dach mit Sunslick-Modulen >> Verschaltung der Module	134
Abb. 125: Pneu-Dach >> Schaltschema und Einspeisung.....	135
Abb. 126: Pneu-Dach >> Bestimmung der Neigungswinkel für die Ertragsberechnung .	136
Abb. 127: Schematische Wirkungsgradkurve Fronius IG Plus 70 V.....	137
Abb. 128: PTFE-Membrandach mit 230 FLX-TO150-Modulen (Nord-Süd-Ausrichtung)	138
Abb. 129: PTFE-Membrandach (Ansicht II)	139
Abb. 130: Aufbau des PTFE-Membran-Daches mit FLX-TO150-Modulen.....	140
Abb. 131: Positionsbestimmung für die Module der Reihe 5 bis 7	141
Abb. 132: Verschaltung der Module auf dem PTFE-Membrandach	142
Abb. 133: Membran-Dach >> Schaltschema und Einspeisung	143
Abb. 134: STC-Kennlinie des Moduls FLX-TO150	144
Abb. 135: I-U-Kennlinie der gesamt PV-Anlage bei STC	145
Abb. 136: Funktion des Diskontierungssummenfaktors (DSF).....	150
Abb. 137: Funktion des Abzinsungsfaktors (AbF).....	154
Abb. 138: CIGS-Dünnschichtsolarzellen (PowerFlex BIPV).....	155

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eigenschaftsvergleich der Fluor-Kunststoffe PTFE und ETFE	20
Tabelle 2: Werkstoffkennwerte für ETFE	29
Tabelle 3: U-Werte in Abhängigkeit von der Anzahl der Lagen.....	32
Tabelle 4: Baustoffklassen nach DIN 4102-1	33
Tabelle 5: Vor- und Nachteile von Membrandächern aus PTFE/ETFE	36
Tabelle 6: Technische Daten >> Flexcell Sunslick 14W (bei STC)	63
Tabelle 7: Messwerte (PVPM 1000C40).....	66
Tabelle 8: Temperaturkoeffizienten (Messergebnisse)	68
Tabelle 9: Reduktion der Einstrahlung.....	79
Tabelle 10: Mismatchingverluste im Vergleich zur Parallelverschaltung	84
Tabelle 11: Ergebnisse der Transmissionsmessung.....	86
Tabelle 12: Gemessene und korrigierte Messergebnisse	93
Tabelle 13: Krümmungseigenschaften (S = 0,4 m).....	97
Tabelle 14: Krümmungseigenschaften (S = 0,2 m).....	98
Tabelle 15: Vergleich der Erträge (Ost-West-Ausrichtung)	101
Tabelle 16: Vergleich der Erträge (Nord-Süd-Ausrichtung).....	104
Tabelle 17: Auszug aus der Einstrahlungstabelle	108
Tabelle 18: relevante Winkel der fünf Segmente (S = 0,2 m und S = 0,4 m).....	116
Tabelle 19: Elektrische Kennwerte für Modul und Segment.....	122
Tabelle 20: Vergleich der Ergebnisse für die Nord-Süd-Ausrichtung (04.10.2010)	126
Tabelle 21: Vergleich der Ergebnisse für die Ost-West-Ausrichtung (21.09.2010).....	126
Tabelle 22: Ergebnisse der Berechnungen >> spezifischer Jahresertrag eines Moduls	126
Tabelle 23: Technische Daten >> Fronius IG Plus 70 V	135
Tabelle 24: Ertragsberechnung für das Pneu-Dach (1.440 Module)	137
Tabelle 25: Technische Daten Fronius IG 400.....	143
Tabelle 26: PTFE-Membrandach >> Winkel für die Ertragsberechnung	144
Tabelle 27: Technische Daten >> Flexcell FLX-TO150 (bei STC)	144
Tabelle 28: Ertragsberechnung für das Pneu-Dach (230 Module)	145
Tabelle 29: Fördersätze für gebäudegebundene PV-Anlagen (ab Oktober 2010).....	146
Tabelle 30: Einnahmen bei Dachvariante 1	146
Tabelle 31: Einnahmen bei Dachvariante 2	147
Tabelle 32: Aufstellung der Anschaffungs- und Betriebskosten	148
Tabelle 33: Dynamische Amortisation und Kapitalwert (Variante 1).....	153
Tabelle 34: Dynamische Amortisation und Kapitalwert (Variante 2).....	154



Abkürzungsverzeichnis

Abb.:	Abbildung
AbF:	Abzinsungsfaktor
alt.:	alternativ
AM:	Air Mass
BGF:	Brutto-Grundfläche
Bsp.:	Beispiel
CdTe:	Cadmiumtellurid
CIGS:	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
CIS:	Kupfer-Indium-Diselenid/Kupfer-Indium-Disulfid
DEG:	Degree (Grad)
DSF:	Diskontierungsfaktor
e.D.n.:	eigene Darstellung nach
EEG:	Erneuerbare-Energien-Gesetz
engl.:	englisch
ETFE:	Ethylentetrafluorethylen
EU:	Europäischer Wirkungsgrad
flex.:	flexibel
FVK:	Faserverbundkunststoff
GaAs:	Gallium-Arsenid
GF:	Geschossfläche
GFK:	Glasfaserverstärkter Kunststoff
GH:	Geschosshöhe
HAW:	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
i.d.R.	in der Regel
kWh:	Kilowattstunde
LAB	Labor (Beleuchtungslabor)
lat.:	lateinische Sprache
Mio.:	Millionen
MPa:	Mega-Pascal
MPP:	Maximum Power Point
Mrd.:	Milliarden
MS:	Microsoft
MTZ:	Münchner Technologie Zentrum
MWp:	Megawatt-Peak



n. B.:	nördliche Breite
PTFE:	Poly-Tetra-Fluor-Ethylen
PV:	Photovoltaik
RLZ:	Raumladungszone
Si:	Silizium
STC:	Standard Test Condition
Stk.:	Stück
Stpl.	Stellplätze
SWM:	Stadtwerke München
SWZ:	Stadtwerke München Zentrale
Vol.:	Volumen
z.B.:	zum Beispiel
zw.:	zwischen

Hinweis

Quellencodierung:

A: Quellen mit Verfasserangaben

B: Quellen ohne Verfasserangaben

C: Quellen aus dem Internet

Vorwort

Es war eine interessante und spannende Herausforderung bis zur Fertigstellung dieser Arbeit, bei der es einige Hürden zu überwinden gab, die ich ohne die fachliche Betreuung und kompetente Mitarbeit, insbesondere von meinen Betreuern Dipl.-Ing. Sylvia Schmidberger, Dipl.-Ing. Andreas Hartung und anderen hilfsbereiten Kollegen aus der Abteilung Versorgungsanlagen – Mittelspannung, nur schwerlich gemeistert hätte. Dank der Erfahrungen, die ich bei den Stadtwerken München gesammelt habe, bin ich für die zukünftigen Herausforderungen gut gewappnet. Dafür möchte ich mich herzlich bedanken.

Prof. Dr. Oliver Mayer sowie Dipl.-Ing. Marcus Zettl gilt mein Dank für das Ermöglichen der Messungen im Laboratorium der General Electric Company (Global Research).

Bei meinem Betreuer an der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg Prof. Dr. Thomas Veese bedanke ich mich für die fachliche Betreuung und die wertvollen Ratschläge, die mir immer weitergeholfen haben. Ihr Engagement hat mich zutiefst erfreut.

Zu guter Letzt möchte ich Nicole Rawyler, Michael Hein und Lothar Gruber meinen besonderen Dank aussprechen. Sie und das Team der Abteilung S-PG-VA-MS haben mich während der Erstellung dieser Arbeit in allen Belangen unterstützt und standen mir in den schwierigen Phasen mit Rat und Tat zur Seite.

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Für den Neubau eines Parkhauses auf dem Gelände der Stadtwerke München (SWM) sind die technischen Möglichkeiten zur Realisierung einer Membrandach-Konstruktion mit integrierten flexiblen Photovoltaikzellen zu untersuchen.

In einer ersten Phase sollen vergleichbare Projekte sowie „der Stand der Technik“ bei flexiblen Photovoltaikzellen bzw. -modulen und integrierten Membrandachausführungen recherchiert und bewertet werden, auch hinsichtlich der optischen Gestaltungsmöglichkeiten (Form, Farbe, Transparenz) und der Beeinflussung der Statik eines solchen Daches (z.B. Flächengewicht oder Reißfestigkeit der Membran).

Nach Auswertung der Recherche soll an ausgewählten Projekten untersucht werden, wie einzelne Anforderungen (z.B. Begehbarkeit, Witterungsbeständigkeit bzw. Langlebigkeit und Dachentwässerung) an die Dachkonstruktion realisiert worden sind. Daraus sollen Vorschläge für die Gestaltung des SWZ-Parkhaus-Daches abgeleitet werden bzw. soll aufgezeigt werden, auf welche technische Aspekte bei der gestalterischen Planung eines derartigen Daches besonders zu achten ist.

Für die ausgewählten Photovoltaikmodule sind unterschiedliche Varianten für die Verschaltung bzw. Verkabelung und für die Auswahl der/des Wechselrichter/s unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten zu prüfen.

Bestimmt werden soll im Rahmen einer Untersuchung die Abhängigkeit von Leistung und Krümmung sowie das Verhalten bei unterschiedlichen Einstrahlungen auf flexible Photovoltaikmodule. Mit den Ergebnissen dieser Untersuchung soll ein selbst aufgestelltes Modell validiert werden, mit dem auf den Ertrag möglicher Anlagen geschlossen werden kann.

Zum Abschluss der Arbeit soll geprüft werden, wie mit einer derartigen Konzeption ein wirtschaftlicher Betrieb des SWZ-Parkhaus-Daches gesichert werden kann. Dafür soll zunächst für die ausgewählte Anlage ein Ertragsgutachten erstellt werden. Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sollen auch die unterschiedlichen Aspekte der Life-Cycle-Costs berücksichtigt werden (z.B. Austauschbarkeit einzelner Module).

1.2 Thematik

Das Zelt, das erste von Menschenhand geschaffene Bauwerk und Urtyp heutiger Membrandachkonstruktionen, bot Nomadenvölkern bereits vor Jahrtausenden Schutz auf ihren Wanderungen zur Erschließung fruchtbarer Gegenden. Noch heute findet diese Form des Zeltens zwischen Schwarzem Meer und der Mongolei Verwendung, die als Jurte bezeichnet wird und sich aus den klimatischen Bedingungen sowie den Lebens- und Handelsformen in der zentralasiatischen Steppe entwickelte.



Abb. 1: Jurte mit Textilien bespannt

[http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/8/82/Yourte_mongole.JPG]

Der Aufbau heutiger immobiler Membrandachkonstruktionen unterscheidet sich prinzipiell kaum von dem Aufbau der Jurte-Hütten: Äste und Zweige bilden die heute als Tragwerk bezeichnete Unterkonstruktion. Auf dieses Tragwerk werden Felle, Häute, Strohmatte oder Stoffe gespannt und befestigt. Sie bilden die vor der Witterung schützende Hülle. Diese eine Komponente ist letztlich bestimmend für die Eignung von Membrandachkonstruktionen, die überwiegend aus Fluor-Polymeren bestehenden Hochleistungsmembranen und -folien gefertigt werden, als integraler Bestandteil innovativer Gebäudekonzepte.

Geeignete Materialien für Gebäudehüllen sind zum einen mit PTFE (Polytetrafluorethylen) beschichtete faserverstärkte Verbundwerkstoffe (FVKs), zum anderen ETFE (Ethylentetrafluorethylen). Membrandächer aus diesen Kunststoffen müssen eine Haltbarkeit aufweisen, wie alternative, konkurrierende Technologien, so wie etwa Glasdachkonstruktionen sie bieten.

Dächer und Fassaden aus Glas sind bei Architekten aufgrund ihrer Transparenz und Leichtigkeit sehr beliebt und aus der modernen Architektur kaum noch wegzudenken. Trotzdem entstand eine Bewegung aus Architekten und Ingenieuren, die Neues schaffen und sich den Restriktionen in Hinblick auf Form und Geometrie, die das Material Glas mit

sich bringt, stellen wollen. Der Trend geht bei den Gebäudehüllen zu leichten und effizienten Konstruktionen mit multifunktionalen Eigenschaften. Der Reiz von Kunststoffen, die die Lasten selbst tragen, liegt in der großen Freiheit bezüglich der Formgebung.

Wegweisend ist hierbei der Einsatz von Membranen und Folien, ein wichtiger Schwerpunkt in der Industrie und an Hochschulen. Durch das geringe Eigengewicht dieser Werkstoffe wird das Überdachen von Flächen mit großen Spannweiten ermöglicht. So beträgt die Dichte von ETFE deutlich weniger als die Dichte von Flachglas. Daraus wird ersichtlich, dass selbst die stärkste ETFE-Folie ein erheblich geringeres Eigengewicht aufweist.

Die in dieser Arbeit betrachteten Fluor-Polymere ETFE und PTFE unterscheiden sich im Wesentlichen in ihren Transmissionseigenschaften. Daneben werden sie für die folgenden zwei Anwendungen spezialisiert eingesetzt: Glasfaserverstärkte PTFE-Membranen werden in der Regel bei freitragenden, mechanisch vorgespannten und einlagigen Anwendungen verwendet. Aufblasbare Strukturen, die sogenannten ETFE-Pneus oder ETFE-Kissen haben dagegen erst in den frühen 1960er Jahren Einzug in architektonische Konzeptbauten. ^[A >> Konrad] gefunden. Sie werden aufgrund der hervorragend geeigneten mechanischen Eigenschaften aus ETFE-Folien gefertigt.

Die gebäudeintegrierte Photovoltaik ist, wie man es zum Beispiel auf der diesjährigen Intersolar beobachten konnte, ein Thema, welches derzeit stark an Bedeutung gewinnt. Eine Integration in das Gebäude hat Vorteile hinsichtlich der Gebäudeästhetik. Die Photovoltaik-Anlage mutet nicht mehr als „Fremdkörper“ an, sondern als ein Teil des Gebäudes. Durch die Integration kann auf zusätzliche Unterkonstruktionen verzichtet werden. Additive Lösungen haben zwar aus ästhetischer Sicht Nachteile, doch können diese Anlagen zumindest optimal ausgerichtet werden und sind nicht der Formgebung und Ausrichtung des Gebäudes unterworfen. Welches Konzept sich in urbanen Gebieten durchsetzen wird, bleibt abzuwarten.

„In einem Bericht veröffentlicht die International Energy Agency (IEA) eine Abschätzung des Anwendungspotenzials von gebäudeintegrierter Photovoltaik in einer Höhe von 23 Milliarden Quadratmetern. Dies entspräche ungefähr 1.000 GWp (Giga-Watt-Peakleistung) bei einer niedrigen durchschnittlichen Effektivität von nur 5 %.“ ^[A >> Konrad, S.47]

Die Gebäudeintegration von Photovoltaik-Anlagen benötigt Vielfalt um marktgängig zu werden. Module gibt es bereits in einer Vielzahl von Ausführungen: Anfängen von klassischen Siliziummodulen mit der typischen bläulich schimmernden Oberfläche, bis hin zu den modernen CIS/CIGS-Modulen, die ein dezenteres Erscheinungsbild aufweisen und die zusätzlich mittels farbig-strukturierter Deckgläser farbliche Akzente setzen. Auch die

semitransparenten Dünnschicht-Module ermöglichen interessante Anwendungen: So kann mit diesen Modulen in vielen Fällen für die notwendige Verschattung von z.B. Innenhöfen gesorgt werden, während die PV-Anlage Energie generiert. Dieser Synergieeffekt kann die Erwärmung des Gebäudes reduzieren und somit die notwendigen Kosten für die Kühlung des Gebäudes senken.

Seit längerem werden flexible Dünnschichtsolarzellen u.a. auf Messen beworben. Diese Module basieren zumeist auf amorphem Silizium. Ihre Flexibilität erhalten die Zellen aufgrund dünner Schichten, die auf einem flexiblen Trägermaterial aufgedampft werden. Die Dünnschicht-Technologie auf Basis amorphem Siliziums ist bereits erhältlich und eröffnet der Photovoltaik-Gebäudeintegration neue Möglichkeiten. So können flexible Module nun auch auf Membrandächern aufgebracht werden, die im Extremfall Freiformflächen aufweisen.

Membrandachkonstruktionen sind für die Überdachung von großflächigen Bauten z.B. Stadien, Flughäfen oder Einkaufszentren wie geschaffen. Erst seit dem Jahr 2006 gibt es Erfahrungen mit der Integration von Photovoltaik in freitragenden Folien- und Membrandachkonstruktionen, obwohl diese Strukturen für den großflächigen Einsatz von Photovoltaik prädestiniert sind.

Zwingend notwendig ist eine ausreichende Haltbarkeitsdauer des Basismaterials zur Einbettung der Photovoltaik. Wie bei konventionellen starren Varianten auch, müssen die Renditeziele der Investoren erreicht werden. Dafür spricht der Einsatz von ETFE bzw. PTFE. Sie sind erprobt und mit einer Beständigkeit von über 30 Jahren für den Einsatz mit Photovoltaik-Elementen geeignet.

1.3 Motivation

Die Stadtwerke München sind an innovativen Technologien interessiert, die dem Erreichen eines ihrer wichtigsten energiepolitischen Ziele dienen: Der Versorgung aller Münchner Verbraucher mit Regenerativen Energien aus SWM-eigenen Anlagen bis zum Jahr 2025. Die sich daraus ergebenden positiven Effekte für das Unternehmen im Sinne einer besseren Wahrnehmung bei den entsprechenden Zielgruppen, sind von den Stadtwerken München gewünscht.

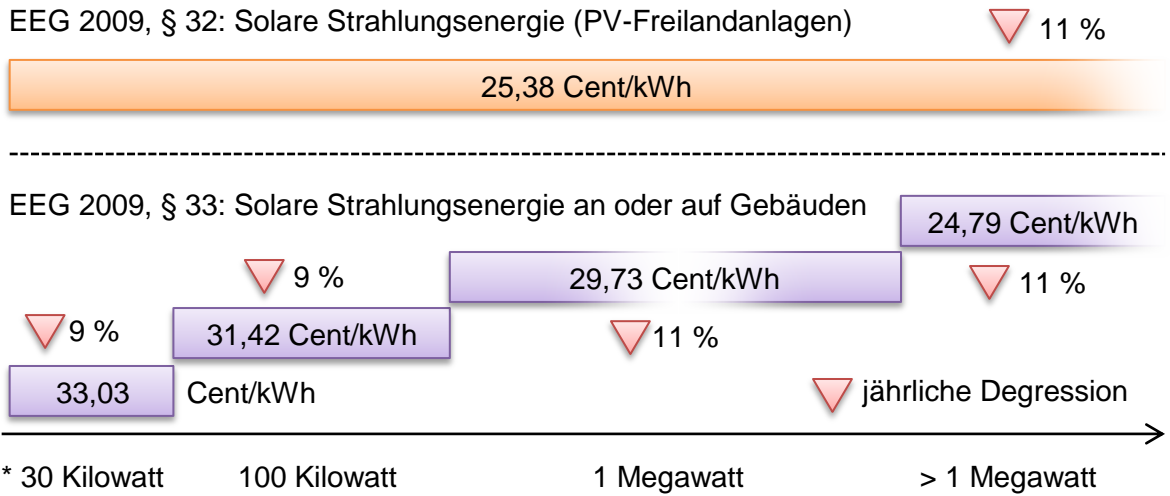
Die Membran-Technologie in Kombination mit flexibler Photovoltaik ist wie geschaffen für grazile und damit leichte Konstruktionen, die, wenn gewünscht, außergewöhnliche und anspruchsvolle Architekturkonzepte ermöglichen. Aufgrund des geringen Eigengewichts können neuartige, leichtere Montagesysteme und Tragwerke verwendet werden, die Dank des reduzierten Materialbedarfs die Investitionskosten im Vergleich zu Glasdachkonstruktionen senken.

Flexible PV wird zunehmend marktfähig. Die dynamische Entwicklung neuer flexibler Zelltechnologien mit höheren Wirkungsgraden zur Erzielung maximaler Erträge und kostenoptimierter Herstellungsprozesse führen zu geringeren spezifischen Energieerzeugungskosten. Diese Entwicklung gibt den SWM Impulse, neue Einsatzmöglichkeiten für flexible Photovoltaik zu suchen.

Zudem sind seit dem 1. Juli 2010 (Art. 2 ÄndG vom 11. August 2010 [BGBl. I S. 1170]) einige Änderungen der Förderungsbedingungen und der Vergütungssätze für Solarstrom, die im Erneuerbare-Energien-Gesetz von 2009 enthalten sind, in Kraft getreten. So werden Freiflächenanlagen auf Ackerflächen nicht mehr gefördert, um Böden für die landwirtschaftliche Nutzung zu sichern.

Ferner sind die Vergütungen für PV-Anlagen an oder auf Gebäuden höher als die Vergütungen für Freiflächenanlagen. Die teureren, durch die zumeist kleineren Anlagenflächen verursachten spezifischen Energieerzeugungskosten, werden dadurch kompensiert. In der folgenden Abbildung werden die Vergütungssätze und die jährliche Degression für die einzelnen Anlagenarten und Anlagengrößen dargestellt, die ab Oktober 2010 gelten.

Vergütungssätze ab Oktober 2010



*: bis einschließlich einer Leistung von ...

Abb. 2: Vergleich der Vergütungssätze ab Oktober 2010

[C >> Vergütung]

1.4 Die Stadtwerke München GmbH

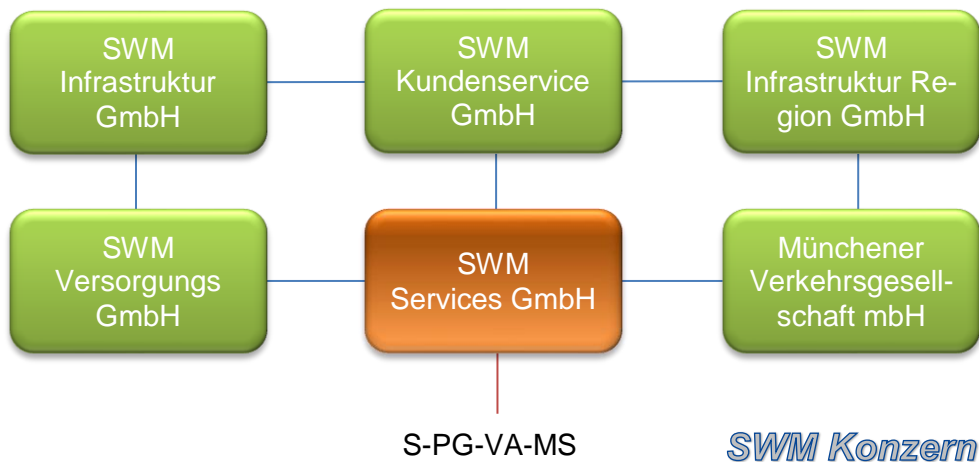


Abb. 3: SWM-Tochtergesellschaften

[B >> Geschäftsbericht]

Die Stadtwerke München sind als kommunales Versorgungs- und Dienstleistungsunternehmen zu 100 % im Besitz der Landeshauptstadt München. Zweck der SWM ist die sichere und ressourcenschonende Bereitstellung von Energie (Strom, Erdgas und Fernwärme), Trinkwasser sowie von Kommunikationsdienstleistungen und der dafür notwendigen Infrastruktur (z.B. Glasfasernetze) im Sinne des Allgemeinwohls in der Metropolregion München zu gewährleisten. Mit seinen rund 600 Kilometern Länge zählt das Mün-

chener Fernwärmenetz zu den größten in Europa. Die Leistungen der SWM umfassen darüber hinaus das Netzmanagement, die Verteilung sowie den Vertrieb. Die zu den Stadtwerken gehörende Münchener Verkehrsgesellschaft (MVG) ist ein integraler Bestandteil des öffentlichen Nahverkehrs. Zusätzlich betreiben die Stadtwerke eine aus 18 Hallen- und Freizeitbädern bestehende Bäderlandschaft.

Im Bereich der Regenerativen Energien sind die SWM an einer Reihe von Großprojekten beteiligt. So tragen die Stadtwerke München mit der Übernahme von 24,9 % der Gesamtinvestitionskosten (1,3 Milliarden Euro) zu der Errichtung des Offshore-Windparks Global Tech I in der Nordsee bei. Die Inbetriebnahme der insgesamt 80 Windenergie-Anlagen soll in den Jahren 2012/2013 erfolgen. Der Jahresertrag wird auf rund 1,4 Mrd. kWh geschätzt. Der SWM Anteil entspricht dem Jahresverbrauch von 140.000 Münchner Haushalten (2.500 kWh je Haushalt).

Mit rund 30 % beteiligen sich die SWM zusätzlich an der Realisierung der Offshore-Windparkanlage „Gwynt y Môr“ vor der Küste von Nordwales. Ab 2014 werden dann ca. 1,95 Mrd. kWh Strom erzeugt werden. Neben den Anlagen auf hoher See besitzen die Stadtwerke anteilig noch weitere 83 Anlagen im Havelland.

Das Solar-Großkraftwerk Helmeringen besitzt mit seinen 135.000 Dünnschichtmodulen eine Peak-Leistung von 10 MW und deckt damit den Jahresverbrauch von ca. 4.000 Haushalten. Hinzu kommt eine 40 %-ige Beteiligung am Solar-Großkraftwerk Rothenburg (Sachsen) mit einer Gesamtleistung von 20,5 MW (270.000 Dünnschichtmodule, 8.000 Haushalte).

Das Parabolrinnen-Kraftwerk Andasol III (Granada/Spain; SWM-Beteiligung: 48,9 %) ist für die SWM ein besonderes Prestige-Projekt: Mit seinen 210.000 Parabolspiegeln und einer installierten Leistung von 50 MW soll die Anlage ab dem Jahr 2011 33.000 Haushalte mit nachhaltig erzeugter Energie versorgen und zu einer jährlichen Kohlendioxid-Einsparung von etwa 8.000 Tonnen beitragen. Darüber hinaus soll es noch im Jahr 2010 zur Fertigstellung des unterirdischen Wasserkraftwerks an der Praterinsel (10 Mio. kWh) kommen, zudem ist der Bau von drei Klein-Wasserkraftwerken mit rund 2,8 Mio. kWh geplant.

Der Bau des Geothermie-Kraftwerkes Sauerlach, das eine Versorgung mit Wärme von 16.000 Haushalten ermöglichen soll, wird voraussichtlich im Jahre 2012 abgeschlossen sein und zeigt den vielfältigen Ansatz der Stadtwerke München eines ihrer wichtigsten energiepolitischen Kernziele zu erreichen: Der gesamte Strombedarf (7,5 Mrd. kWh) der

Millionenstadt München soll bis 2025, weltweit einmalig, mit regenerativ erzeugtem Strom, der europaweit in eigenen Anlagen erzeugt wird, gedeckt werden.

[C >> SWM Internet // B >> SWM-Geschäftsbericht // B >> SWM-Ausbauoffensive]

1.4.1 Die Abteilung Versorgungsanlagen – Mittelspannung (S-PG-VA-MS)

Die Abteilungsbezeichnung S-PG-VA-MS steht für:

SWM Services GmbH – Projektierung – Versorgungsanlagen – Mittelspannung

Die Abteilung S-PG-VA-MS übernimmt die Planung und Projektierung von Neu- und Umbaumaßnahmen zur Herabsetzung des Spannungsniveaus von der Mittel- (10 kV) auf die Niederspannungsebene (400 V) notwendigen Netztrafostationen.

Zu den weiteren Aufgaben zählen die aktive Mitwirkung in Gremien zur Richtlinien- und Standardisierungsfindung, die Planung und Projektierung von Notstromaggregaten für den U-Bahn-Bereich sowie die spartenübergreifende Projektleitung.

Die Dokumentation, d.h. die Anfertigung von technischen Zeichnungen und Plänen ist ein weiterer wichtiger Teil der Aufgaben der Abteilung S-PG-VA-MS.

Des Weiteren werden Planungen und Engineering-Dienstleistungen für SWM-eigene, zumeist städtische Photovoltaikanlagen bis zu einer Anlagenleistung von 1 MWp durchgeführt.

2 Membrandächer

2.1 Einleitung

Die in dieser Arbeit betrachteten Membrandachkonstruktionen beschränken sich auf einlagige Membranen aus PTFE-beschichtetem Glasfasergewebe (nachfolgen als PTFE bezeichnet) sowie auf mehrlagige ETFE-Pneus. Daneben bestehen Membrandächer häufig auch aus PVC (Polyvinylchlorid) beschichtetem Polyestergewebe (PVC-PES), die ähnliche optische und mechanische Eigenschaften aufweisen wie PTFE. Membranen aus PVC-PES haben aber mit weniger als 20 Jahren eine zu geringe Haltbarkeitsdauer für den Einsatz von flexibler Photovoltaik und scheiden aus dieser Betrachtung aus.

[A >> PVC]

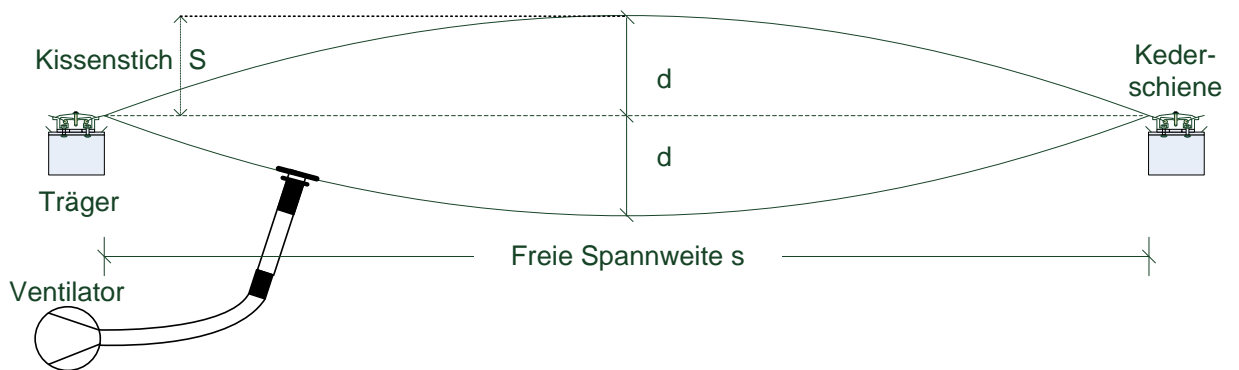


Abb. 4: Beispiel >> Pneuschnitt auf Stahl dreilagig, mittlere Lage perforiert

Membranen unterscheiden sich von den üblich eingesetzten Baustoffen. Sie sind flexibel, anpassungsfähig und haben dynamische Eigenschaften: So erreichen PTFE-Membranen, genauso wie ETFE-Folien ihre endgültige Form erst nach mehreren Lastzyklen.

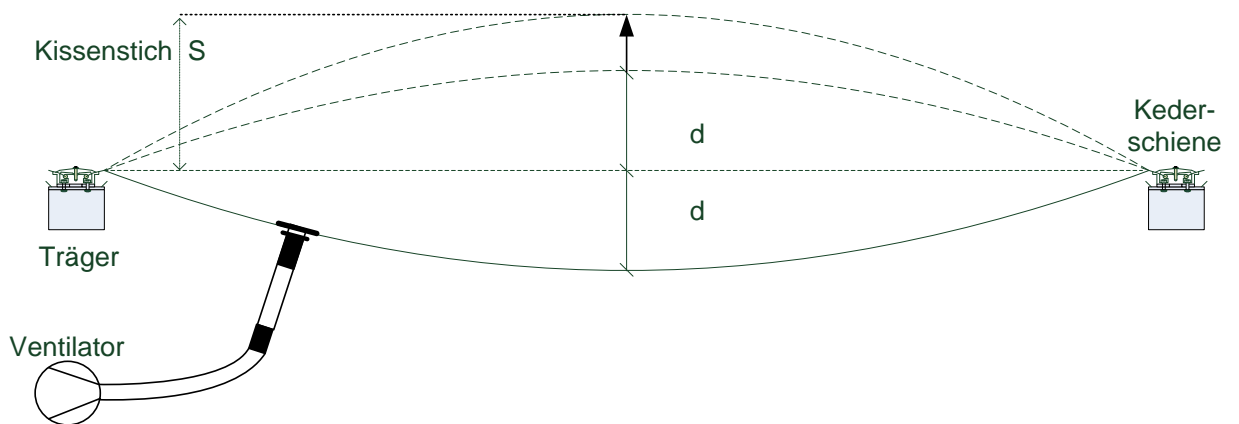


Abb. 5: Selbstausgleichendes System
Zuglastverringern bei zunehmender Wölbung



**Abb. 6: Membrandach aus PTFE-beschichtetem Glasfasergewebe
U-Bf. Fröttmaning in München**

Dieser erst unter Spannung einsetzende Ausdehnungsprozess kann mehrere Jahre andauern und stellt Architekten und Ingenieure bei der Planung und Verarbeitung vor neue Herausforderungen. Bei PTFE kommt die Eigenschaft hinzu, dass die aus neuen PTFE-Membranen gefertigten Gebäudeteile eine ungewollte beige bis bräunliche Verfärbung aufweisen und erst im Sonnenlicht zu einem „reinen“ weiß ausbleichen.

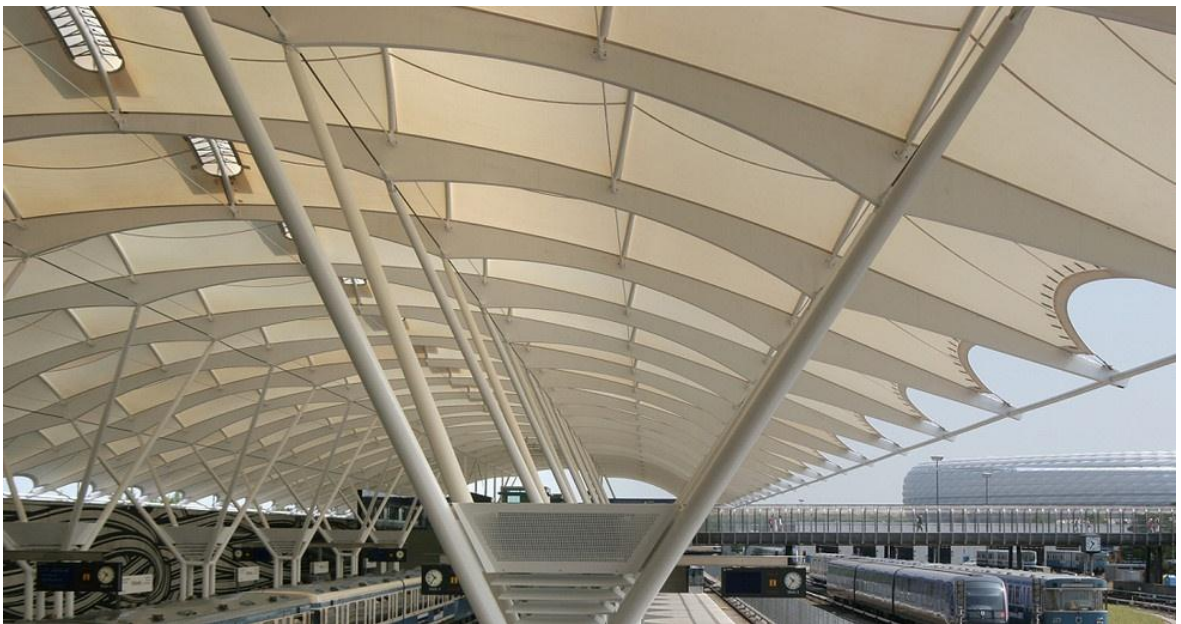


Abb. 7: U-Bf. Fröttmaning >> Detail: Primär- und Sekundärkonstruktion

[http://www.seele.com/files/dynamic/generic/980x734-457_6d7bd.jpg]

Die Funktionsvielfalt und Komplexität von ETFE-Pneudächern ist am Beispiel des Münchener Technologiezentrums (MTZ) auf den folgenden Abbildungen zu erkennen:



Abb. 8: Membrandach aus ETFE-Pneus >> MTZ (Stadtwerke München)

[<http://www.hightexworld.com/images/stories/munichtech/hightex-munich-tech-centre-04.jpg>]

Zur Belüftung können alle Pnuelemente mit Hilfe einer Hydraulik geöffnet werden. Gehsteige und Entwässerungskanäle befinden sich zwischen den Pnuelementen. Die zur Luftversorgung der Pneus installierten Versorgungsleitungen sind in Abbildung 8 zu erkennen.



Abb. 9: Folien-Schweißnähte, Öffnungsmechanismus, Entwässerung und Begehung MTZ

2.2 Kunststofftechnologien

Während des 1. und 2. Weltkrieges war aufgrund der Verknappung der gebräuchlichen Rohstoffe die Suche nach Ersatzwerkstoffen entbrannt – die Geburtsstunde der heute in unzähligen Varianten und praktisch in allen Lebensbereichen vorkommenden Kunststoffe.

„Der Begriff Kunststoff definiert einen technischen Werkstoff, der aus Makromolekülen mit organischen Gruppen besteht und durch chemische Umsetzung synthetisch oder halbsynthetisch erzeugt wird“ [A >> Frank]

Die aus identischen Monomereinheiten zusammengesetzten Polymerketten (Makromoleküle, bestehend aus mehr als 1.000 Atomen) bilden den Kunststoff. Neben dem Prozess der Polymerisation, bei dem eine oder mehrere Sorten von Monomereinheiten sukzessiv zu Polymerketten zusammengesetzt werden, existieren noch andere Verfahren zu Bildung von Makromolekülen. So etwa die Polykondensation oder die Polyaddition, die der Stufenpolymerisation zugeordnet werden und bei denen die Bildung der Polymere nicht durch Initiation einer wachsenden Kette, sondern durch direkte Reaktion der Monomere untereinander erfolgt. [A >> Ohlendorf]

„Fluorkunststofffolien werden seit mehr als 30 Jahren natürlichen und künstlichen Bewitterungstests ausgesetzt und haben dabei bis zum heutigen Zeitpunkt keine wesentliche Veränderung erfahren. Bei den Tests werden insbesondere auch hohe UV-Strahlung und außerordentlich hohe Luftverschmutzungen berücksichtigt. Eine Zersetzung des Folienmaterials durch Umweltbelastungen ist demzufolge nicht zu erwarten.“ [A >> VDI, S. 132]

Dieser Aussage von Dr.-Ing. Tobias Schween und Dr.-Ing. Stefan Lehnert zufolge ist der Einsatz einer Membrandachkonstruktion aus Fluorkunststofffolien in Kombination mit flexibler Photovoltaik, die eine Lebenserwartung von mindestens 20 und mehr Jahren aufweisen muss, denkbar.

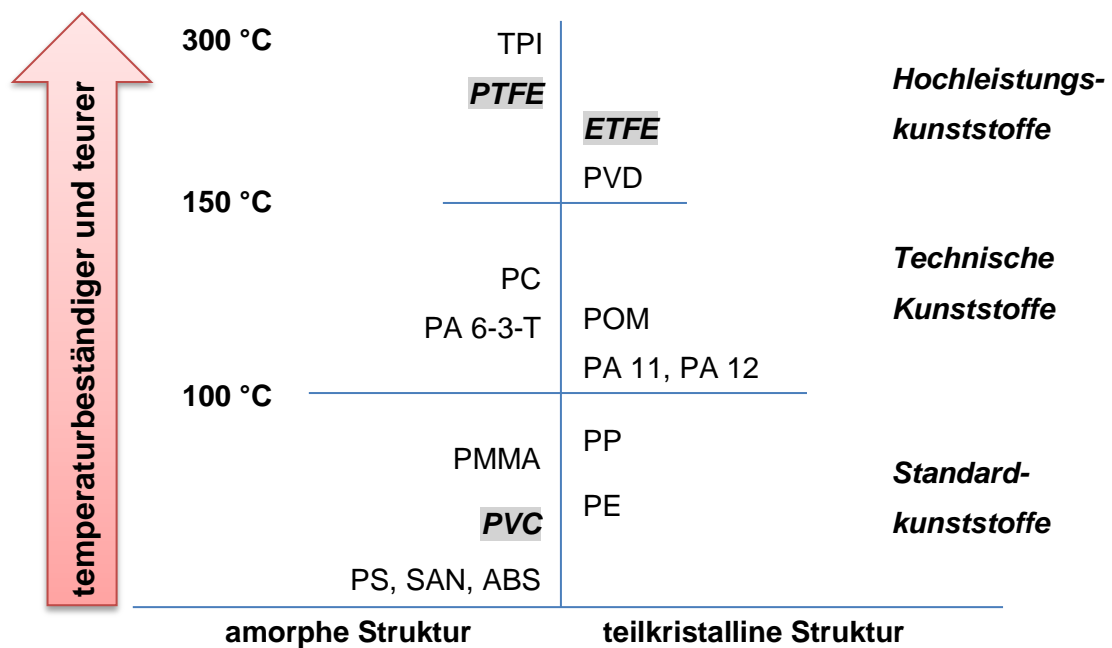


Abb. 10: Einordnung von thermoplastischen Kunststoffen

e.D.n. [A >> Schiemann]

Abbildung 10 zeigt die nach Preis und Temperaturbeständigkeit eingeordneten thermoplastischen Kunststoffe. Die in dieser Arbeit betrachteten Fluorpolymere PTFE (amorphe Struktur) und ETFE (teilkristalline Struktur) markieren die Spitze bei den Dauergebrauchstemperaturen (über 150 °C). Sie gehören jedoch auch zu den teuersten Kunststoffen in dieser Kategorie.

2.2.1 Polytetrafluorethylen

Entdeckung von Polytetrafluorethylen (PTFE) durch R. J. Plukett bei Du-Pont in den USA im Jahre 1938. PTFE entstand als zufälliges Nebenprodukt bei der Entwicklung von ETFE.

Handelsnamen: Dyneon PTFE (Dyneon), Polyflon (Daikin), Teflon (DuPont)

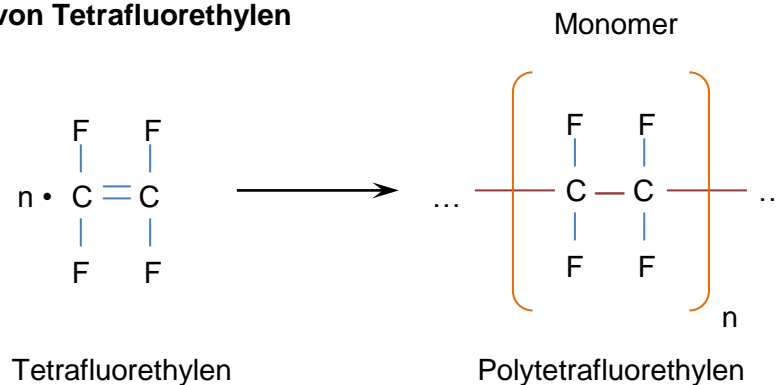
2.2.1.1 Aufbau, Einordnung und Anwendung

Polytetrafluorethylen gehört zur Gruppe der teilkristallinen Thermoplasten und besitzt dank seiner symmetrischen Molekülstruktur eine hohe Kristallinität von 53 bis 70 %. Dieses linear aufgebaute Polymer kann zum Beispiel mit Hilfe von Emulsionspolymerisation (Radikalischen Polymerisation → Abb. 11) von Monomeren in einer wässrigen Phase hergestellt werden. Dabei werden nach einer Startreaktion besonders reaktionsfreudige Radikale (Moleküle oder Atome) gebildet. Durch diese Initiatoren werden die Doppelbindungen der benachbarten Kohlenstoffatome aufgebrochen und ein wachstumsfähiges

Primärradikal gebildet. Dieses besteht aus dem Radikal selbst und dem ihm anhaftenden Monomer, welches nun das aktive Ende besitzt. In einer Wachstumsreaktion lagern sich weitere Monomere an. Das Kettenwachstum wird durch das Zusammentreffen zweier aktiver Enden entweder an einem Initiator oder an einer Monomer-Kette sitzend beendet.

[A >> Ohlendorf, A >> Schwarz]

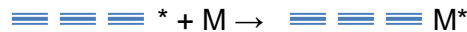
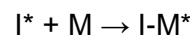
Polymerisation von Tetrafluorethylen



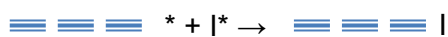
Startreaktion:



Wachstumsreaktion:



Abbruchsreaktionen:



: aktives Ende I: Radikal des Initiators M: Monomer $\equiv \equiv \equiv$: Monomerkette

Abb. 11: Chemische Struktur und Polymerisation von PTFE

e.D.n. [A >> Schwarz, A >> Ohlendorf]

Zwar gehört PTFE zu der Gruppe der Thermoplaste, weist aber verarbeitungstechnische Eigenschaften von Duroplasten auf und lässt sich nach den herkömmlichen Verfahren (z.B. Extrudieren, Spritzgießen) nicht verarbeiten. Die Kristallite schmelzen erst ab 327 °C. Die Schmelze ist jedoch im Gegensatz zu anderen Thermoplasten nicht flüssig, sondern wird zu einer zähviskosen Masse. Weiteres Aufschmelzen führt zur Zersetzung ab ca. 400 °C. [A >> Schwarz] Somit ist PTFE nicht wiederverwertbar und muss für die Entsorgung deponiert oder verbrannt werden.

Durch die Zugabe von Flussmitteln in diesem Fall Fluor (lat.: Fluss) wird der regelmäßige Molekülaufbau aufgebrochen und die Viskosität der Schmelze gesenkt. Somit ist eine

einfachere Verarbeitung möglich, ohne die günstigen Eigenschaften des PTFE allzu sehr zu beeinträchtigen. [A >> Kaiser]

Die bei Gebäudehüllen verwendeten PTFE-Membranen sind in der Regel faserverstärkt.

Dabei bildet PTFE die sogenannte Matrix, in der die Fasern eingebettet werden. Sie übernimmt folgende Aufgaben: [A >> Ohlendorf]

- Bildung der äußeren Bauteilgestalt und Fixierung der Fasern in der gewünschten geometrischen Anordnung
- Übertragung der Kräfte auf die Fasern
- Stützung der einzelnen Fasern bei Druckbeanspruchung (Schutz gegen Knicken)
- Schutz der Fasern vor Einwirkung von schädlichen Medien (Feuchtigkeit, Chemikalien, ...)

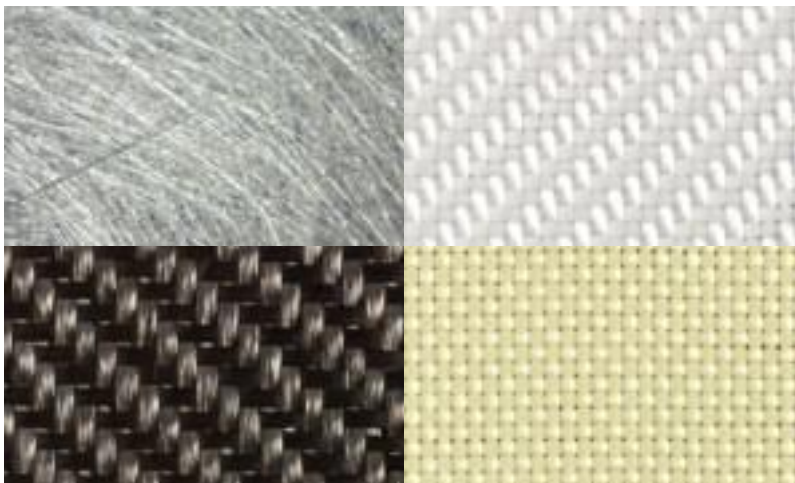


Abb. 12: Faserverstärkte Kunststoffe (FVK)
Glasfasermatte, Glasfasergewebe, Kohlefasergewebe und Aramidfasergewebe

[<http://www.fiberfab.de/werkstoffe/?PHPSESSID=738c50815391935894899744389837bf>]

Die Faser bildet die Verstärkungskomponente und bestimmt die mechanischen Eigenschaften des Verbundwerkstoffes. [A >> Ohlendorf]

Abbildung 12 zeigt verschiedene Fasertypen aus unterschiedlichen Materialien und mit unterschiedlichen mechanischen Eigenschaften. Matten oder auch Vliese bestehen meist aus ungeordneten (regellos) übereinanderliegenden Kurz- und Langfasern, die locker über ein Bindemittel miteinander verbunden werden. Daraus gefertigte Bauteile weisen quasiisotrope Eigenschaften auf, d.h., dass die mechanischen Eigenschaften in jede Zugrichtung annähernd gleich ausfallen.

Gewebe hingegen werden aus sich überkreuzenden, parallel liegenden Endlosfasern oder Rowings („Filamentstrang, bestehend aus bis zu mehreren Tausend Einzelfasern, welche durch eine Schlichte verbunden sind.“ [A >> Ohlendorf]) hergestellt. Gewebe weisen bessere mechanische Eigenschaften als Matten auf, besitzen aber keine isotropen Eigenschaften mehr. Sie werden für großflächige Bauteile verwendet.

2.2.1.2 Eigenschaften von PTFE

- ist hornartig zäh, hat geringe Festigkeit, Steifigkeit und Härte und ist nicht kerbempfindlich, d.h. der Kunststoff ist gegen Ausbreitung vorhandener Risse resistent.
- hohe Bruchdehnung
- neigt leicht zum Kriechen
- gegenüber Spannungsrisssbildung sehr gut beständig
- mäßige Verschleißfestigkeit (durch Füllstoffe verbesserbar)
- ausgezeichnete Gleiteigenschaften (→ sehr niedriger Reibungskoeffizient)
- anti-adhäsiv: Haftfeindlich und kaum benetzbar → „Lotuseffekt“
- ausgezeichnete chemische Beständigkeit, äußerst witterungsbeständig
- nach der Produktion gelblich verfärbt und bleicht mit der Zeit aus
- lichtbeständig
- undurchsichtig weiß, in dünner Schicht durchscheinend
- großer Temperatur-Anwendungsbereich von -200 bis 250 °C
- atmungsaktiv, keine Feuchtigkeitsaufnahme
- nahezu unbrennbar
- Umwandlung der Kristallstruktur bei 19 °C → 1,2 % Vol.-Vergrößerung bei Erwärmung
- keine Wasseraufnahme
- physiologisch unbedenklich
- schweißbar (bei zu hohen Temperaturen entstehen giftige Dämpfe)
- Kleben nur nach chemischer Vorbehandlung möglich

2.2.2 Ethylentetrafluorethylen

Ethylentetrafluorethylen (ETFE) ist ein Derivat von PTFE. Das Unternehmen DuPont erwarb bereits in den 1940er Jahren ein US-Patent auf diese Substanz. Die erste Anwendung als Draht- und Kabelisolierung fand jedoch erst 1970 statt. ^[A >> LeCuyer]

Handelsnamen: Dyneon ET (Dyneon), Neonflon (Daikin), Tefzel (DuPont)

ETFE ist ein Bipolymer (Copolymer) bestehend aus den Monomeren Tetrafluorethylen (Anteil: 75 %) und Ethylen und gehört zur Gruppe der Thermoplasten: Kunststoffe aus Thermoplast können ohne Zerstörung der hoch teilkristallinen Polymerstruktur erneut eingeschmolzen werden. ^[A >> Kaiser] Die Schmelze weist geringe Viskosität auf und kann im Spritzgieß- und Extrusionsverfahren bei Temperaturen von 260 bis 340 °C zu Formteilen oder Folien verarbeitet werden. ^[A >> Schwarz] ETFE kann zu 100 % einer Wiederverwertung zugeführt werden.

2.2.2.1 Aufbau und Struktur

Ethylentetrafluorethylen:

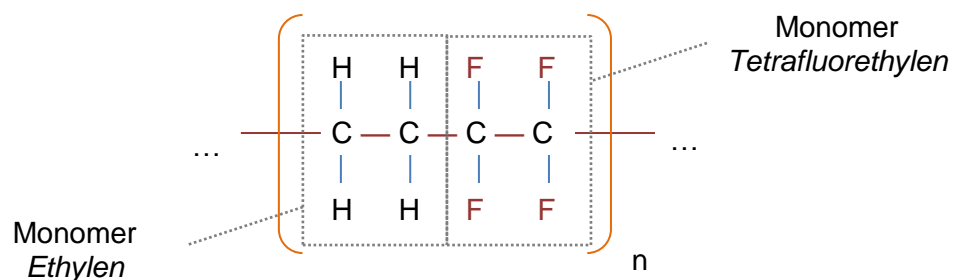


Abb. 13: Chemische Struktur von ETFE

^[A >> Schwarz]

Zwischen den Kohlenstoffatomen entstehen kovalente, hochfeste Atomverbindungen (Primärbindung durch Hauptvalenzkräfte), die die Bindung von sehr stabilen Polymerketten ermöglichen. Die Bindungsenergie (Nebervalenzkraft) von Sekundärbindungen ist dagegen nur schwach ausgeprägt. Sie bündelt zusammen mit Verschlaufungen der linearen Makromoleküle die Polymerketten, die sich bei kristallinen Kunststoffen je nach Kristallisationsgrad parallel zueinander anordnen. Das Werkstoffverhalten wird entscheidend von den Bindungsenergien und der Anzahl der chemischen und physikalischen Verbindungen beeinflusst. ^[A >> Schiemann]



Abb. 14: Strukturelle Anordnungen der Makromoleküle

e.D.n. [A >> Ohlendorf]

Abbildung 14 verdeutlicht die unterschiedlichen Anordnungen der Molekülketten bei amorphen und teilkristallinen Strukturen. Eine räumliche Unordnung findet sich auch in einigen Bereichen von kristallinen Strukturen wieder. Diese entstehen durch Fehlordnungen, die in jeder kristallinen Gitterstruktur vorkommen. Daher existiert auch bei synthetischen Kunststoffprodukten keine vollkommene kristalline Molekularstruktur. Der maximale Kristallisationsgrad des hoch teilkristallinen ETFEs liegt bei 33 %. Die Polymerketten sind bei amorphen und teilkristallinen Thermoplasten im Gegensatz zu Duroplasten und Elastomeren, den zwei weiteren Hauptgruppen der Kunststoffe, nicht mit einander vernetzt (keine chemischen Bindungen). Sie werden nur durch die schwach wirkenden Nebenvalenzkräfte zusammengehalten. Eine dauerhafte Schädigung des Kunststoffes würde beim Lösen der chemischen Hauptvalenzbindungen durch Überhitzen oder durch die Einwirkung mechanischer Kräfte auftreten. Daraus ergibt sich der Nachteil der geringeren Festigkeit, aber auch der Vorteil der Schmelzbarkeit bzw. der sich daraus ergebenden Wiederverwertbarkeit von Kunststoffen aus Thermoplasten. [A >> Schiemann]

Eine ausführlichere Beschreibung der mechanischen Eigenschaften von ETFE-Folien sowie deren Herstellungsprozesse sind in der Dissertation von Karsten Moritz ausführlich dargestellt (→ A >> Moritz).

2.2.2.2 Eigenschaften von ETFE

[A >> LeCuyer, A >> Kaiser]

- hohe Festigkeit und Bruchdehnung
- im Vergleich mit PTFE größere mechanische Festigkeit durch größere zwischenmolekulare Kräfte
- Transparenz: 90 bis 95 % des gesamten Lichtspektrums und 83 bis 88 % des ultravioletten Lichts ohne nennenswerte Farbverfälschung
- zu 1,5 bis 3 % diffuse optische Eigenschaft → Objekte hinter der Folie erscheinen milchig
- absorbiert in hohem Maße infrarote Strahlung (Treibhauseffekt)
- selbstreinigende Oberfläche (antiadhäsives Verhalten)
- gute chemische Beständigkeit gegenüber aggressiven Substanzen
- ETFE wird von oxidierenden Säuren, Sulfonsäuren, Aminen und chlorierten Kohlenwasserstoffen bei höheren Temperaturen und höheren Konzentrationen angegriffen
- Kälte- und Hochtemperaturbeständig (von -185 bis max. 155 °C einsetzbar)
- Schmelztemperatur: 267 °C
- hagelbeständig nach SIA V280 und EN 13583
- Wasserabsorption innerhalb von 24 Stunden beträgt < 0,01 %
- schweißbar
- im Vergleich zu Glas geringes Flächengewicht:

Das Flächengewicht einer 250 µm starken ETFE-Folie (Dichte: 1.700 kg/m³) liegt bei 0,425 kg/m². Dagegen liegt das Flächengewicht von 250 µm starkem Floatglas (Dichte: ca. 2.500 kg/m³) bei 0,625 kg/m². [C >> Glas] Beachtet werden muss aber, dass die stärkste ETFE-Folie, die bei Gebäudehüllen zum Einsatz kommt, mit einer Stärke von 250 µm, im Vergleich zu Glas, absolut gesehen ein viel geringeres Eigengewicht aufweist. Anwendungen im Dach- und Fassadenbereich erfordern einigen Millimeter starke Gläser. So würde das Flächengewicht eines 10 mm starken Bauglases (mittlere Dicke) rechnerisch 25 kg/m² und somit etwa das 50-fache des Flächengewichtes einer 1 m² großen ETFE-Folie betragen.

2.2.3 Vergleich der Eigenschaften von PTFE und ETFE

Eigenschaft	Einheit	PTFE	ETFE
Dichte	g/cm ³	2,13 - 2,23	1,67 - 1,75
Zug-E-Modul	MPa	400 - 750	800 - 1.100
Streckspannung	MPa	21 - 35	40 - 47
Streckdehnung	%	-	15 - 20
Nominelle Bruchdehnung	%	> 50	> 50
Reißfestigkeit	MPa	20 - 40	40 - 50
Bruchspannung	MPa	-	-
Bruchdehnung	%	-	-
Schmelztemperatur	°C	325 - 335	265 - 270
Formbeständigkeitstemperatur HDT/A 1,8 MPa	°C	50 - 60	70
Längenausdehnungskoeffizient (23 bis 55 °C)	10 ⁻⁵ /K	15 - 20	7 - 10
Brennbarkeit UL 94 bei 1,6 mm Dicke	Klasse	V - 0	V - 0
Vergleichszahl der Kriechwegbildung CTI/A	-	600	600
Aufnahme von Wasser bei 23 °C/100 % RF	%	< 0,05	< 0,05
Feuchteaufnahme bei 23 °C/50 % RF, Sättigung	%	< 0,05	< 0,05

Tabelle 1: Eigenschaftsvergleich der Fluor-Kunststoffe PTFE und ETFE

[A >> Kaiser]

Tabelle 1 zeigt die Eigenschaften von PTFE und ETFE im Vergleich. Die grün eingefärbten Felder markieren dabei die günstigeren Werte in der jeweiligen Kategorie. ETFE hat im Vergleich die besseren mechanischen Eigenschaften. PTFE ist dagegen hitzebeständiger. Hinzuweisen ist darauf, dass dieser Vergleich sich nur auf die reinen Kunststoffe bezieht. Schlussfolgerungen auf die unterschiedlichen Eigenschaften zwischen ETFE und faserverstärktem PTFE, welches üblicherweise zur Anwendung kommt, lassen sich hieraus nicht ableiten. Faserverstärkung führt zur Verbesserung der mechanischen Eigenschaften von PTFE. ETFE-Membranen können ebenfalls faserverstärkt werden, verlieren dabei aber ihre hervorragende transparente Eigenschaft. Aber gerade dieses optische Merkmal macht ETFE-Folien interessant für Projekte, bei denen es auf eine natürliche Beleuchtung ankommt (etwa in Schwimmbädern oder in botanischen Gärten).

2.3 Arten/Aufbau



Abb. 15: Pneus aus 1-lagigem PTFE-Glas außen und 3-lagiger ETFE-Folie innen
Lausanne, 2007

[<http://www.hightexworld.com/images/stories/miroiterie/hightex-miroiterie-02.jpg>], [<http://www.hightexworld.com/images/stories/miroiterie/hightex-miroiterie-04.jpg>]

Membrandächer können mechanisch oder pneumatisch vorgespannt werden. Dabei kann PTFE ebenso für pneumatische Konstruktionen verwendet werden wie ETFE für mechanisch vorgespannte Systeme. Für die Stabilisierung der Membrankonstruktionen ist in beiden Fällen die Vorspannung existentiell. Verliert die Membran bzw. die Folie ihre Spannung, so genügen schon leichte Windböen und die Membran beginnt im Wind zu flattern, was zu ihrer schnellen Zerstörung durch Zerreißen führen kann.

2.3.1 Mechanisch vorgespannte Systeme

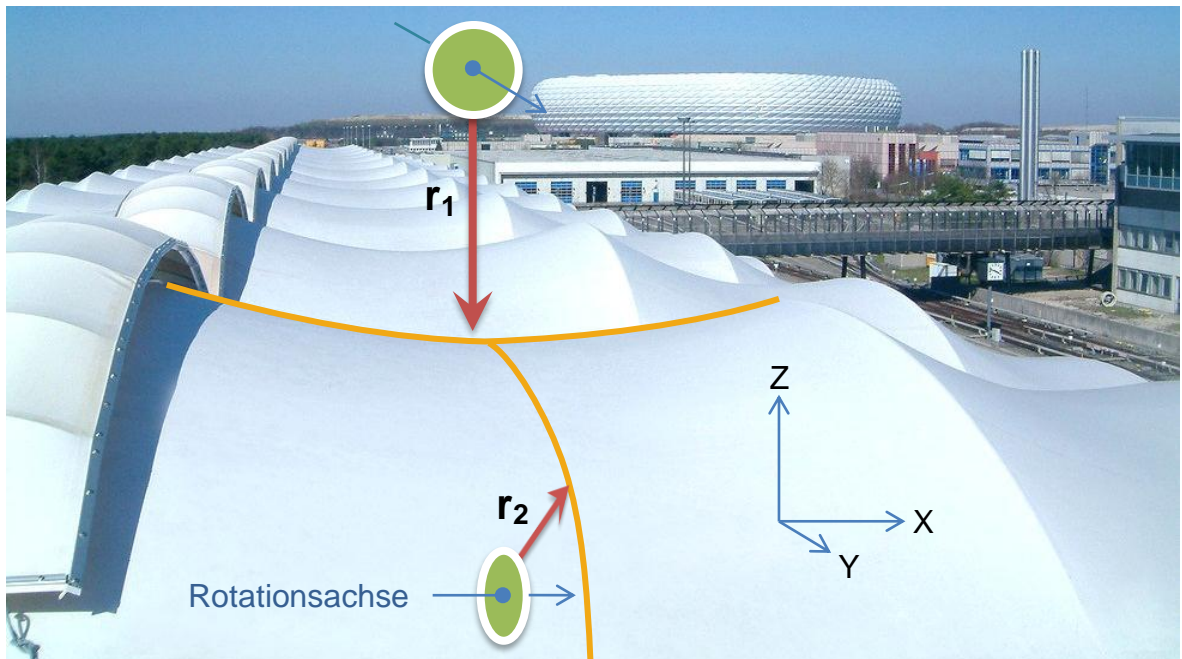


Abb. 16: Beispiel einer gebogenen antiklastischen Flächenkrümmung
U-Bf. Fröttmaning http://www.seele.com/files/dynamic/generic/980x734-454_8c9d3.jpg

Mechanisch vorgespannte Systeme bestehen in der Regel aus einlagigen PTFE-Membrankonstruktionen. Eine Membran aus PTFE ist produktionsbedingt auf eine Breite von maximal vier Metern begrenzt. Die Länge der Bahn ist dagegen nahezu unbegrenzt. Die Membran muss zur Befestigung in eine Randeinfassung mechanisch eingespannt werden, wie es auf der linken Hälfte der Abbildung 16 zu sehen ist. Die Abbildung zeigt zudem antiklastisch gekrümmte Flächen, die diese Membrangeometrie im Vorspannungszustand aufweisen. Als antiklastisch bezeichnet man gegensinnig gekrümmte Schalen, in diesem Fall eine Sattelfläche mit dem Gaußschen Krümmungsmaß:

$$K = \frac{1}{r_1 * r_2} < 0 \text{ mit } r: \text{Radius} \quad (2.1)$$

Dabei ist die Gauß'sche Krümmung K negativ, wenn sich die beiden Radien-Mittelpunkte auf gegenüberliegenden Seiten der aufgespannten Ebene befinden (Abbildung 16). Die Gauß'sche Krümmung ist positiv ($K > 0$), wenn beide Radien-Ursprünge auf derselben Seite liegen (Abbildung 17).

2.3.2 Pneumatisch vorgespannte Systeme

Pneumatisch vorgespannte Systeme (Pneus) sind weitaus komplexer aufgebaut als ihre mechanisch vorgespannten Pendanten. Einmal über die mechanische Konstruktion eingestellte Spannungen ändern sich i.d.R. nicht, abgesehen von der thermisch induzierten Materialausdehnung und der zeit- und lastabhängigen Ausdehnung nach der Vorspannung. Bei Pneus ist dagegen die Spannung zusätzlich durch die Änderung des Innendruckes in einem Bereich von einigen hundert Pascal einstellbar. Der reguläre Innendruck beträgt je nach Größe und Geometrie des Kissens in etwa 300 Pascal und erhöht sich unter Wind- oder Schneelasten auf bis zu 900 Pascal.

ETFE-Pneu-Elemente können eine maximale Fläche von 10 m x 10 m überspannen. Wird das Kissen zusätzlich mit einer Seilnetzkonstruktion abgestützt, lässt sich die maximale Fläche auf ca. 15 m x 15 m vergrößern. Hierbei sind die Flächen aus mehreren Folienbahnen, die miteinander verschweißt werden, zusammengesetzt.

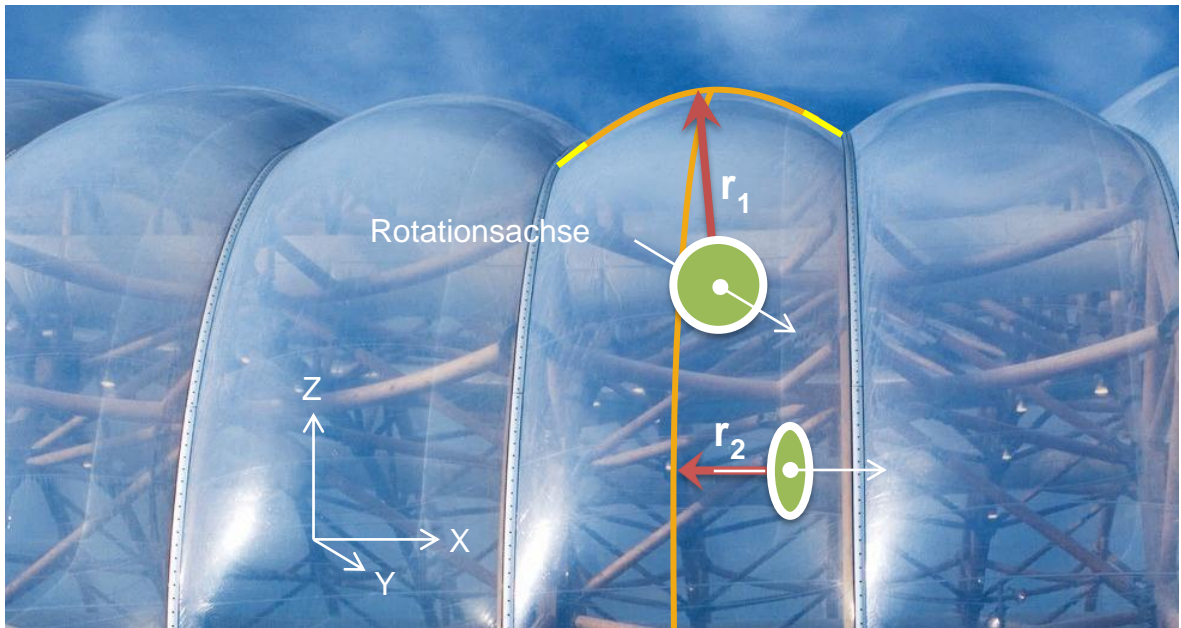


Abb. 17: Gebogenes ETFE-Dach mit synklastischer Krümmung
 Vitam` Parc, Frankreich, 2009 http://www.seele.com/files/dynamic/generic/980x734-1497_f5132.jpg

Der Innendruck von pneumatischen ETFE-Folienkissen, der als Über- oder Unterdruck ausgebildet werden kann, führt zu der notwendigen mechanischen Vorspannung der Folienschichten. Die aus mindestens zwei Schichten bestehenden Folienschichten bilden überwiegend synklastisch gekrümmte Flächen. Charakteristisch hierfür sind die in beide Hauptspannungsrichtungen gleichsinnig gekrümmten Flächen, deren Krümmungsmaß (Gauß'sche Krümmung) für alle im synklastischen Krümmungsbereich des Kissens liegenden Punkte größer null beträgt. [A >> Schiemann]

$$\kappa = \frac{1}{r_1 \cdot r_2} > 0 \text{ mit } r: \text{Radius} \quad (2.2)$$

Im Randbereich, also in unmittelbarer Nähe zu dem Klemmprofil und besonders in den eingefassten Eckbereichen bilden sich antiklastische Zonen aus. Bei textilen Membranen ist dies nicht der Fall, da ETFE-Folien im Vergleich eine größere Schubsteifigkeit besitzen. [A >> Schiemann]



Abb. 18: Konstruktionsvarianten pneumatischer Folienkissen

Je größer die Zahl der Lagen, desto schwieriger ist es, die Folienbahnen miteinander zu verschweißen. Als sinnvoll werden maximal dreilagige Kissen betrachtet. In Ausnahmefällen, bei denen es z.B. auf einen ausgesprochen geringen Wärmedurchgang ankommt, werden auch 4-lagige Kissen gebildet. Zusätzlich verbessert eine Trennung der einzelnen Folienlagen an der Befestigung den Wärmeschutz (Abb. 18: IV. und V.). Ist das Schweißen der Lagen schwierig zu realisieren oder nicht möglich, kommt die Methode des luftdichten Einklemmens in das Klemmprofil als alternative Lösung in Frage. Vorteile ergeben sich dadurch beim Austausch einzelner Lagen im Fall einer Beschädigung.

Die Varianten mit gespannter Mittellage können zusätzliche bauphysikalische Aufgaben erfüllen. Die gespannte Mittellage kann bei Druckabfall und des sich dabei möglicherweise bildenden Wassersackes als stützendes Element wirken. Im Falle eines ausreichenden Gefälles kann sie aber auch als wasserabführende Ebene dienen. Darüber hinaus können im Zwischenraum von Zweikammersystemen mit getrennten Lagen Sonnenschutzelemente (Lamellen aus Aluminium oder textile Membrane) integriert werden. Eine variable Verschattung ermöglichen Varianten mit gekrümmter Mittellage und entkoppelten Volumina: Durch die Regelbarkeit des Druckes in den getrennten Kammern kann die Position der mittleren Lage verschoben werden. Die mittlere und eine der äußeren Lagen sind mit gegensinnig angeordneten, rechteckigen Mustern bedruckt. Durch die Druckregulierung werden die beiden Lagen mehr oder weniger nah zusammengeführt. Sind die Lagen dicht beieinander, so führt dies zu einem höheren Abschattungsgrad durch das ETFE-Bauelement (→ 2.4.6).

2.4 Anforderungsprofil an Membrandächer aus PTFE/ETFE

Die Anforderungen an leichte Gebäudehüllen in Membran- und Folienbauweise (Pneus) ist aufgrund der großen Anzahl an Funktionen, die sie erfüllen, enorm und auf unterschiedlichste Disziplinen bezogen. So können leichte Flächentragwerke neben dem Lastabtrag, der Energiegewinnung, der Belichtung, der Illumination, der Projektion und der Steuerung des Raumklimas dienen. ^[A >> Moritz] Alle diese Kategorien stellen ihre eigenen Anforderungen. Zudem werden ökologische sowie ökonomische Ansprüche gestellt. Ebenso sind Sicherheitsaspekte, wie etwa die Tragsicherheit oder Brandschutzbestimmungen ein wichtiger Teil der technischen Konstruktion.

Die konkreten Anforderungen werden im Folgenden dargestellt.

2.4.1 Mechanische Anforderungen

Flexibilität und Stabilität für den Einsatz auf flexiblen Sekundärstrukturen sind gewünschte Eigenschaften. Dazu notwendig ist eine ausreichend hohe Festigkeit bei gleichzeitig elastischen Eigenschaften. Diese Materialeigenschaften werden anschaulich in einem Spannungs-Dehnungsdiagramm dargestellt.

2.4.1.1 Prüfung der Materialeigenschaften

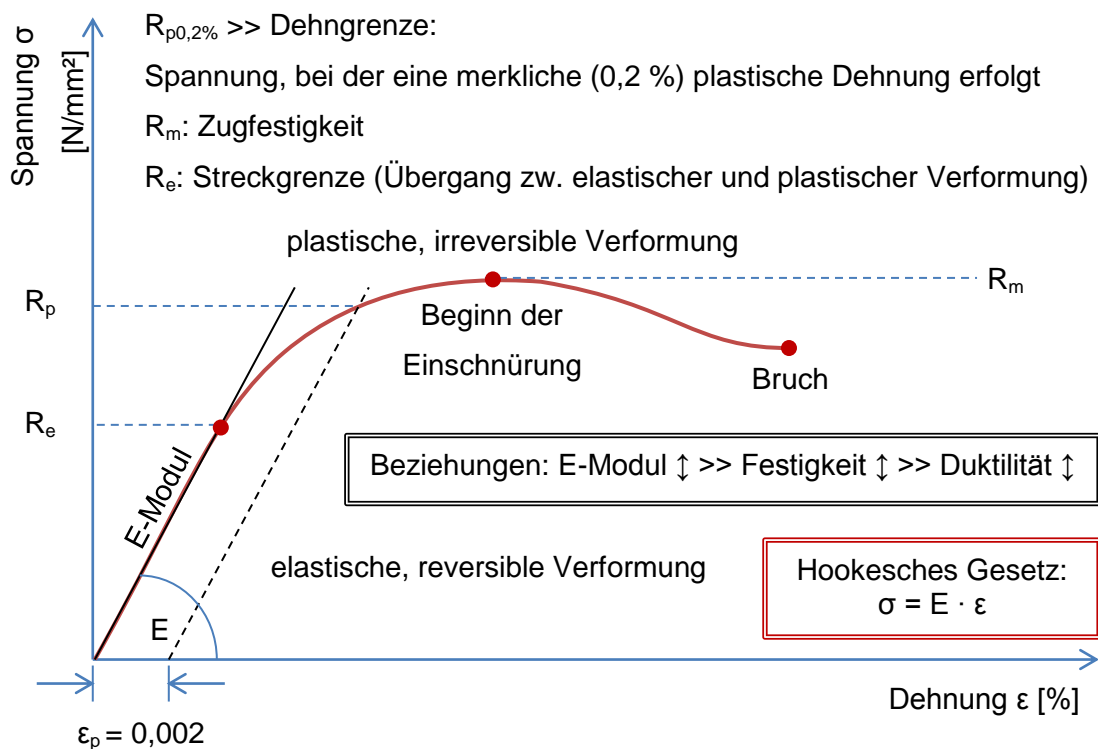


Abb. 19: Zusammenhänge im Spannungs-Dehnungsdiagramm

e.D.n. [A >> Ebel]

Die Steigung des Graphen im Ursprung ergibt das Elastizitätsmodul E . Dieser Materialwert aus der Werkstofftechnik beschreibt den Zusammenhang zwischen der Verformung eines festen Körpers bei linear elastischem Verhalten. Das Hookesche Gesetz besagt: Die resultierende Spannung σ ist das Produkt aus dem Elastizitätsmodul E und der Dehnung. Mit Hilfe von Zugversuchen können Spannungs-, Dehnungsdiagramme erstellt werden, aus denen wichtige Erkenntnisse zu dem Verhalten der Membranen bei mechanischer Beanspruchung gewonnen werden können.

Mit Hilfe von Zugversuchen kann auch die Kriechneigung von Kunststoffen untersucht werden. In einem Kurzzeit-Kriechversuch wird das Prüfobjekt, in diesem Fall die Membran bzw. die Folie, einer konstanten Spannung σ ausgesetzt. Dabei stellt sich eine Dehnung ϵ ein. Ist das Verhalten des Werkstoffes elastisch, bleibt die Dehnung konstant. Bei viskoelastischen Werkstoffen nimmt die Dehnung aufgrund innerer Fließprozesse mit der Zeit t zu. Linienförmige Makromoleküle sind über Verschlaufungen oder schwach wirkende Nebervalenzkräfte verbunden und können unter Belastung abgleiten – der Fließprozess setzt ein. [A >> Ohlendorf]

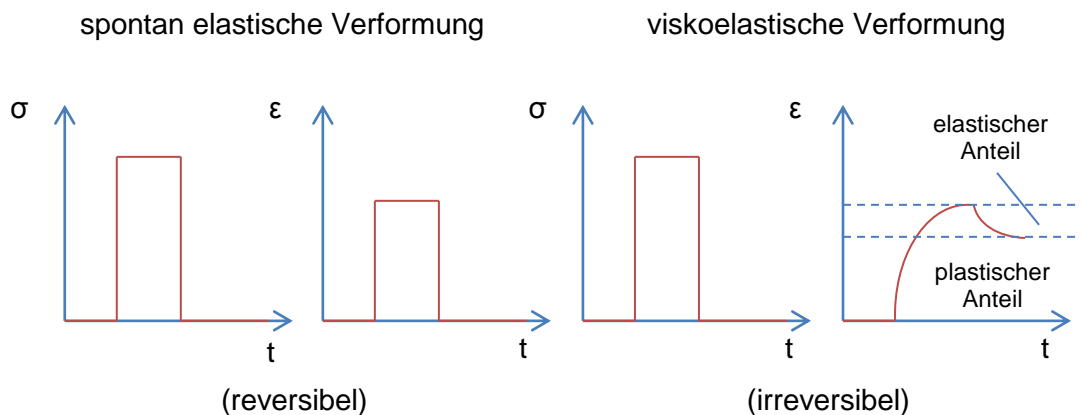


Abb. 20: Reaktion auf Anliegen einer Spannung

e.D.n. [A >> Ohlendorf]

Alle Kunststoffe zeigen Kriechverhalten:

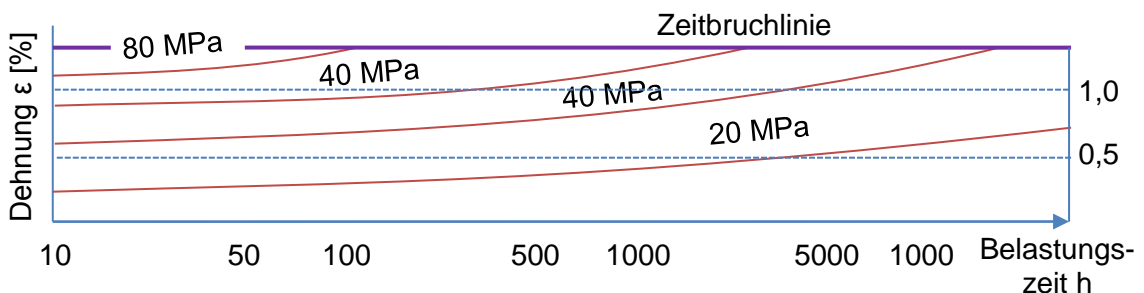


Abb. 21: Kriechkurven bei verschiedenen Zugspannungen

[A >> Schwarz]

Abbildung 21 zeigt, dass es durch die über die Zeit zunehmende Dehnung zum Bruch des Werkstoffes kommen kann. Bei der Auslegung der Membranen ist also die Dauerfestigkeit zu ermitteln, die auch zyklische Belastungen etwa durch Wind berücksichtigt.

Klimatische, belastungstechnische und materielle Faktoren haben erheblichen Einfluss auf die Festigkeits- und Verformungskennwerte von Kunststoffen. Dabei spielen die Temperatur, die Belastungsvorgeschichte mit Dauer, Größe und Geschwindigkeit der Belastung, das Verhältnis der Hauptspannungen (monoaxial oder biaxial), die Folienstärke sowie der Herstellungsprozess (Folienqualität, Inhomogenität und Schweißnähte) eine Rolle.

[A >> Schiemann]

Die oben genannten mechanischen Anforderungen sind u.a. in der europäischen Norm DIN EN ISO 527-1 [Kunststoffe - Bestimmung der Zugeigenschaften - Teil 1: Allgemeine Grundsätze (ISO 527-1:1993 einschließlich Corr 1: 1994); Deutsche Fassung EN ISO 527-1:1996] für Kunststoffe zur Bestimmung der Zugeigenschaften geregelt. Um diese Eigenschaften von textilen Membrangeweben und Folien zu ermitteln, werden i.d.R. mono- und biaxiale Zugversuche, seltener Berstversuche durchgeführt. Sie liefern Informationen zum Versagensverhalten und zu den Beanspruchungsgrenzen. Mit der Prüfmethode der Dynamisch-Mechanischen-Analyse (DMA) werden schlag-, stoß-, und schwingungsartige Beanspruchungen simuliert. Erst die Kombination aller Prüfmethoden ergibt ein aussagefähiges Gesamtbild des Kunststoff-Verhaltens. [A >> Schiemann]

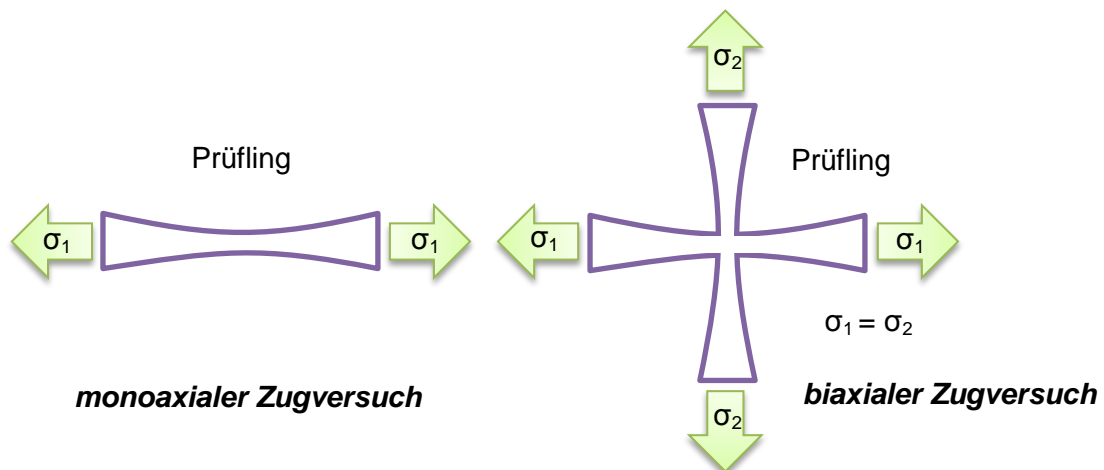


Abb. 22: Mono- und biaxialer Zugversuch

Hinzu kommen Anforderungen an die Beständigkeit gegenüber Rissbildung und Rissausbildung. Dabei sind die Kräfte relevant, die dazu führen, dass ein bereits vorhandener Riss sich weiter ausbreitet und zur Zerstörung der Membran unter Last führt. [DIN 53363 Prüfung von Kunststoff-Folien - Weiterreißversuch an trapezförmigen Proben mit Einschnitt]

2.4.1.2 Erkenntnisse aus Berst- und Dehnungsversuchen

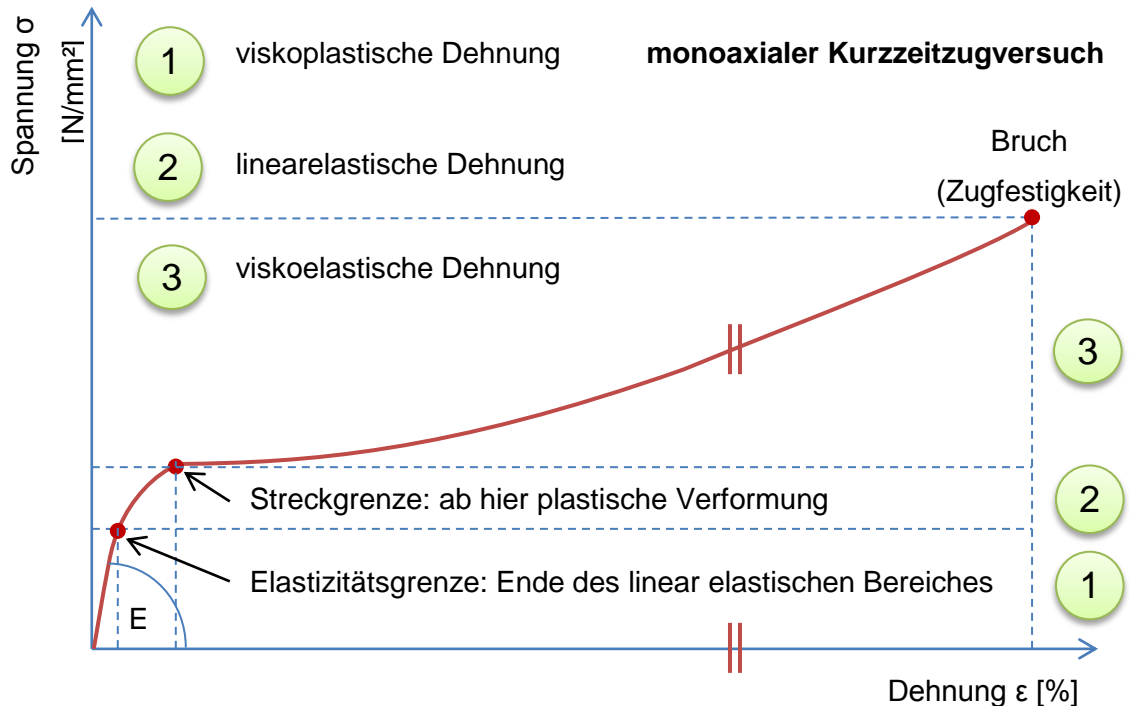


Abb. 23: Qualitative Spannungs-Dehnungs-Linie für ETFE

e.D.n. [A >> Schiemann]

Die obige idealisierte Darstellung der Spannungs-Dehnungs-Linie verdeutlicht die Materialeigenschaften von ETFE unter einer Spannungsbeaufschlagung während eines monoaxialen Kurzzeitzugversuches. Bei einer geringen anliegenden Spannung stellt sich dazu eine entsprechende proportionale Dehnung ein (linear-elastisches Verhalten bis zum ersten Knick). Wird die ETFE-Probe weiter gestreckt, wird der viskoelastische Bereich erreicht. Dieser geht bis zu der Streckgrenze, die den Übergang zwischen viskoelastischer und plastischer Verformung markiert. Ab dieser Stelle ist die Verformung nicht mehr reversible. Bis zum Bruch verhält sich die ETFE-Folie überwiegend linear viskoplastisch.

Monoaxialer Kurzzeitzugversuch	Dehnung	Spannung
Elastizitätsgrenze: (1. Knick)	2 bis 3 %	15 bis 17 N/mm ²
Streckgrenze (2. Knick)	18 bis 20 %	24 bis 25 N/mm ²
Zugfestigkeit (Bruch)	700 bis 750 %	40 bis 60 N/mm ²

Tabelle 2: Werkstoffkennwerte für ETFE

 $\dot{\epsilon}(t) = 10 \frac{\%}{\text{min}}$ bis $200 \frac{\%}{\text{min}}$, $T = 23 \text{ }^\circ\text{C}$, $d = 200 \text{ } \mu\text{m}$. [A >> Schiemann]

Die Berstversuche von Schiemann in Kombination mit den bereits vorliegenden Daten aus Dehnversuchen zu den mechanischen Eigenschaften, so von Moritz, ergeben, dass ETFE-Folienproben bis zum Erreichen der maximalen Folienkraft ein nahezu isotropes Werkstoffverhalten aufweisen.

Die durch Spannungen hervorgerufenen Dehnungen sind unsymmetrisch und ungleichmäßig verteilt. Dies lässt sich im Wesentlichen durch lokale materielle Inhomogenität innerhalb des Folienmaterials erklären. Bei einer Steigerung des Innendruckes homogenisiert sich die Verteilung der Dehnungen erheblich. ETFE-Folien können materielle Inhomogenität während der Belastungsdauer kompensieren. Dies geschieht durch lokale Reduzierungen der Foliendicken und Änderungen der Krümmungsverhältnisse. „ETFE-Folien bestätigen damit ihr gutmütiges Werkstoff- und Tragverhalten durch Entlastung hoch beanspruchter Bereiche.“ [A >> Schiemann]

2.4.1.3 Einfluss von Vorbeanspruchungen

Vorbeanspruchte Folien mit Innendrücken oberhalb der Elastizitätsgrenze (1. Knick in Abbildung 23) zeigen beim Wiedereintreten der Belastung eine weniger deutlich ausgeprägte Elastizitätsgrenze auf. Abweichende Verformungsverläufe sind u.a. auf strukturelle Veränderungen infolge der Vorbeanspruchung zurückzuführen. [A >> Schiemann]

2.4.1.4 Einfluss von Schweißnähten

Die Auswertung der von Schiemann durchgeführten Berstversuche zeigt, dass es bei Folien mit Schweißnähten zu einem früheren Versagen mit geringeren Scheitelverformungen und kleineren Dehnungen kommt. Die versteifende Wirkung der Schweißnaht kann als stabilisierendes Element betrachtet werden. Durch die Dehnungsbehinderung in Schweißnahtrichtung ändert sich das ursprünglich mehrachsige Tragverhalten der Folien. Im Scheitelbereich besteht ein eher anisotropes Verhalten mit erhöhten Beanspruchungen quer zur Schweißnahtrichtung. [A >> Schiemann]

2.4.2 Witterungsfestigkeit (Wind, Schnee, Hagel, extreme Temperaturen)

Für Wind und Schneelasten werden Gutachten in Auftrag gegeben, die die Bemessungswindlasten für die Membrandachkonstruktion liefern. Die Membranen müssen zudem hagelfest sein. Extreme Temperaturschwankungen dürfen außerdem nicht zu Spannungsrissen führen: Durch die starre Aufhängung bzw. Klemmung der Membranen und durch das Zusammenziehen, respektive Ausdehnen bei Änderung der Umgebungstemperatur (im speziellen bei Tagesschwankungen) entstehen periodisch auftretende Zugkräfte, die das Material zerstörungsfrei im Bereich der elastischen Verformung aufnehmen muss.

2.4.3 Geringe Verschmutzungsneigung

Antiadhäsive Eigenschaften:

Adhäsion, auch als Anhangskraft bezeichnet, ist der physikalische Zustand einer Grenzflächenschicht, die sich zwischen Feststoffen und Flüssigkeiten ausbildet. Sie beschreibt, wie leicht Schmutzpartikel von der Oberfläche der Membran durch Wasser abgespült werden können.

Im Zusammenhang mit PTFE/ETFE-Gebäudehüllen ist die geringe Benetzbarkeit in Hinblick auf den Reinigungsaufwand notwendig. So ist zum Beispiel die aus ETFE-Pneus bestehende Gebäudehülle der im Jahre 2005 eröffneten Allianz-Arena seit ihrer Errichtung kein einziges Mal gereinigt worden. Bis auf leichte Verunreinigungen durch abfließendes Wasser, in Form von schwarzen Schlieren ist die Außenseite der Hülle in einem sauberen Zustand. Müsste die Hülle der Allianz-Arena regelmäßig gereinigt werden, entstünden enorme zusätzliche Belastungen bei den Betriebs- und Wartungskosten, die durch die Membran-Technologie zumindest in den ersten Jahren vermieden werden.



Abb. 24: Verschmutzungsverhalten
Links: Alte neben neue ETFE-Folienbahnen; rechts: U-Bf. Fröttmaning

Wie lange die antiadhäsiven Eigenschaften tatsächlich bewahrt bleiben, ist indes von Umweltfaktoren, wie z.B. der Lage, der Staubbelastung oder etwa der Niederschlagshäufigkeit sowie von der Ausrichtung der Membranflächen abhängig. Abbildung 24 zeigt die untere Lage eines PTFE/ETFE-Pneus bei der die mittlere Bahn nach einer Beschädigung ausgewechselt wurde. Deutlich zu erkennen ist die Oberflächentrübung der älteren ETFE-Folienbahn, die nicht durch Regenwasser abgespült wird. Bei dem Pneu handelt es sich um eine seilgestützte Konstruktion aus dem Jahr 1996. Die obere Lage ist eine glasfaserverstärkte PTFE-Membran.

In Abbildung 24 ist auf der rechten Seite die Verschmutzung des 5 Jahre alten Fröttmaninger Bahnhofdaches zu erkennen. Auf der Membranoberfläche bilden sich auf Teilflächen des Daches überwiegend schwarze Schlieren, die durch abfließendes Wasser entstehen.

2.4.4 Wärmedämmung

Je nach Anwendungsfall müssen auch Membrandächer und -fassaden einen Beitrag zur Wärmedämmung leisten. Je nach Anzahl der Lagen verringert sich der Wärmedurchgangskoeffizient U . Bei dreilagigen Pneus beträgt der U -Wert ca. $2,0 \text{ W/m}^2\text{K}$. Eine einlagige Membran hat mit $5,1 \text{ W/m}^2\text{K}$ im Vergleich einen zweieinhalbfach so großen Wärmedurchgang und dämmt damit deutlich schlechter. Zu berücksichtigen ist, dass bei dem SWZ-Parkhaus der Focus nicht auf der Wärmedämmung liegt.

Anzahl Lagen	U-Werte in $\text{W/m}^2\text{K}$
1	5,1
2	3,5
3	2,0
4	1,5

Tabelle 3: U-Werte in Abhängigkeit von der Anzahl der Lagen

[B >> Hightex]

2.4.5 Schalldämmung und Reflexion

Im Allgemeinen erwartet man von einer guten Raumakustik, z.B. in einer Bibliothek, eine geringe Schallreflexion von den Wänden und von der Decke sowie eine gute Schalldämmung der von außen einwirkenden Geräusche. Das führt zum einen dazu, dass es im Lesesaal ruhig ist und zum anderen, dass das Rascheln einer umgeschlagenen Buchseite nicht als Echo in den gesamten Raum getragen wird. Die synklastische Krümmung der ETFE-Pneus z.B. zerstreut die auftreffenden Schallwellen – dies führt zu einer guten Raumakustik. Einen entscheidenden Nachteil haben Membrandächer, wenn Regentropfen auf sie prasseln. Die Kissen verstärken mit ihrem Resonanzkörper und die PTFE-Membranen mit ihren Flächen die auftreffenden Tropfen und erzeugen im Innenbereich ein lautes Trommeln, je nach Intensität des Regens. Durch das Aufbringen eines Vlieses auf die Oberseite der Membranen ist ein Zerstreuen der Regentropfen möglich bevor sie die Membranen zum Schwingen bringen. Nachteile ergeben sich dann bezüglich der Verschmutzungsneigung und bei den optischen Eigenschaften der Membranen.

2.4.6 Unterschiedliche Transparenzgrade

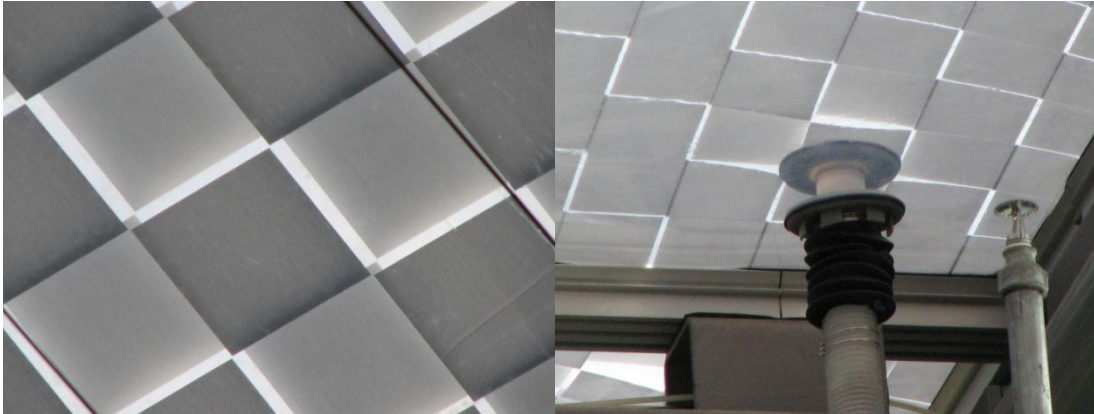


Abb. 25: Abschattungsmuster auf der mittleren und oberen Lage
rechts: Doppelkammersystem mit koaxialem Schlauch zur Luftversorgung (GE, Garching)

Das aus ETFE gefertigte dreilagige Pseudodach der GE-Forschungseinrichtung in Garching ist mit einem aufgedruckten Abschattungsmuster auf der mittleren und der oberen Lage versehen. Durch die Änderung des Luftdruckes in den beiden Kammerhälften wird die Position der mittleren Lage je nach Lichtsituation geändert. Die transparenten Flächen der oberen Lage werden durch die Abschattungsquadrate der mittleren abgedeckt. Je dichter die mittlere an die obere Lage herangeführt wird, desto größer ist der Abschattungseffekt.

2.4.7 Brandschutz

Das Verhalten bei direkter Beflammung, Rauchentwicklung, Freisetzung von giftigen Gasen, sowie Schmelz- und Abtropfverhalten sind nach der Norm DIN 4102 und EN DIN 13501 zu prüfen und zu kategorisieren.

ETFE und PTFE-Glasfasergewebe werden nach DIN 4102 den schwerentflammaren Baustoffen zugeordnet. ETFE-Folien bis 250 µm Stärke beginnen ab etwa 275 °C zu schmelzen und ziehen sich aufgrund des geringen Flächengewichtes rasch aus dem Brandherd zurück. Das ermöglicht den Rauch- und Wärmeabzug über dem Brandherd. Die Folie wird als nicht brennend abtropfend eingestuft. ^[A >> Moritz]

Baustoffklasse	Bauaufsichtliche Benennung
A	nicht brennbare Baustoffe
A1	
A2	
B	brennbare Baustoffe
B1	schwerentflammbare Baustoffe
B2	normalentflammbare Baustoffe
B3	leichtentflammbare Baustoffe

Tabelle 4: Baustoffklassen nach DIN 4102-1

2.4.8 Tragsicherheit

Allgemein anerkannte Regeln der Technik in Form von Richtlinien, Bemessungs- und Prüfnormen für Membranen aus Geweben (PTFE) und aus Folien (ETFE) existieren zur Tragsicherheit bislang nur wenige. Daher muss ein projektbezogenes Nachweiskonzept für die Tragsicherheit mit einem Ingenieurbüro abgestimmt werden. ^[A >> Moritz]

Ein Thema bei der Tragsicherheit ist auch die Entwässerung der ETFE-Pneus im Dachbereich im Falle eines Versagens der Luftversorgung oder bei einer Leckage in der Pneu-Hülle. Die Geometrie und die Größe des Kissens bestimmt dabei die Menge des sich ansammelnden Wassers. Abbildung 26 zeigt eine Entwässerungsmethode, bei der sich das in der luftleeren Kissenhülle ansammelnde Regenwasser über ein Entwässerungsrohr abgeleitet wird.

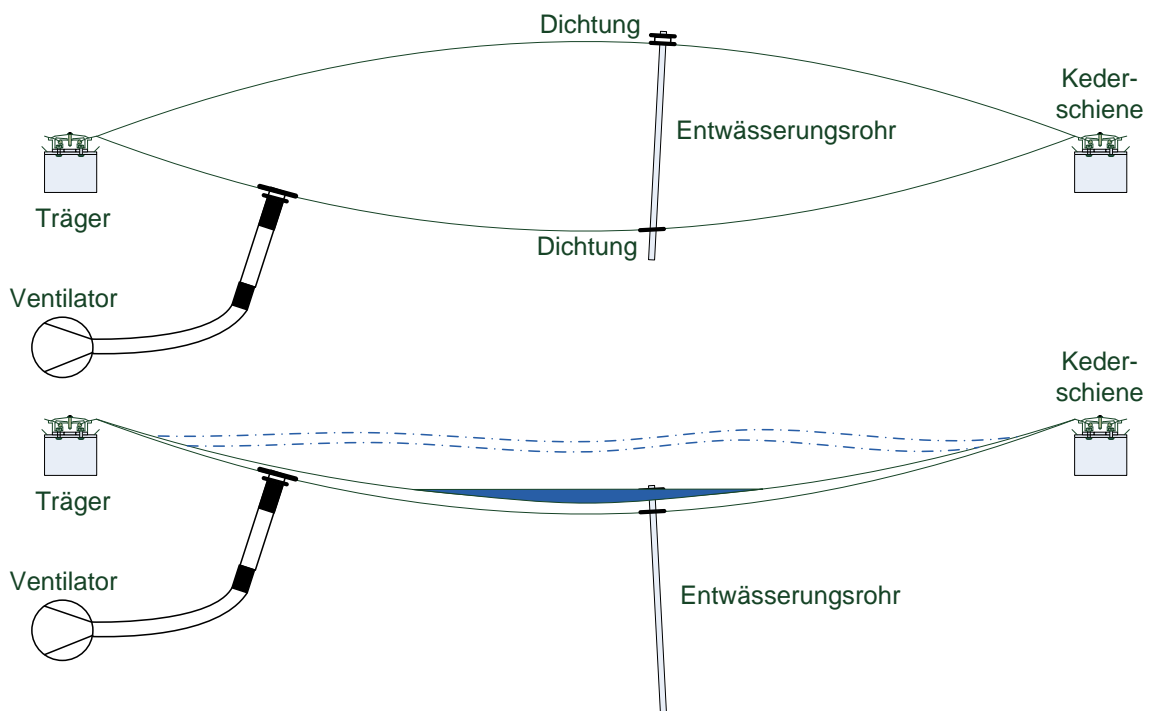


Abb. 26: Vermeidung der Wassersackbildung bei Druckverlust

Bei einem 2-lagigen Folienkissen mit identischen Zuschnitten und Stichhöhen, ohne getrennte Lagen (Abbildung 26) legen sich die Folienlagen übereinander. Die Wasserlast wird dann von beiden Lagen gleichermaßen getragen. Bei zweilagigen Folienpneus mit getrennten Lagen (Abbildung 18, IV) muss der Stich der oberen Lage vergrößert werden, damit beide Folienlagen in etwa den gleichen Lastanteil abtragen können. ^[A >> Schiemann]

Solange die maximalen Spannungen im Folienmaterial, die durch das Gewicht des Wassers induziert werden, nicht überschritten werden, ist auch ein Verbleiben des Wassers möglich. Diese Lösung wird sogar von einigen Herstellern bevorzugt, da das Gewicht des Wassers die Folien unter Spannung hält. Von Vorteil ist, dass bei aufkommenden Winden die Folien nicht anfangen zu flattern und dadurch nicht zerstört werden. Dann ist ein minimalinvasiver Eingriff an der beschädigten Folienlage zu einem späteren Zeitpunkt noch möglich (z.B. durch Kleben).

2.4.9 Recyclingfähigkeit

Im Zuge der aufkommenden Zero Waste Initiative sollen alle Wertstoffe, in Anlehnung an die organischen Prozesse des Waldes, einen ständigen Kreislauf durchlaufen. Zweck der Zero-Waste-Strategie ist die vollständige Nutzung der verwertbaren Abfallstoffe mittels symbiotischer Ströme. Der Abfall der Industrie A wird entweder direkt in das Ausgangsprodukt zurückgewandelt oder in der Produktion der Industrie B als Ressource wiederverwertet. Dabei ist die Verbrennung von Ressourcen zur Energiegewinnung nicht gemeint. Leitgedanken sind zum einen der Umweltschutz und die zunehmende Knappheit an Ressourcen durch die global ansteigende Bevölkerungszahl und den zunehmenden industriellen Output.

Die Anforderung besteht also in einer vollständigen Wiederverwendbarkeit der Membranmaterialien. Diese Anforderung wird von ETFE-Folien erfüllt, die vollständig wiederverwertet werden können.

Durch die hohe Viskosität der Schmelze können keine der üblichen Verarbeitungsverfahren (Extrusion, Sintern) bei PTFE zur Anwendung kommen. Eine Erhöhung der Schmelztemperatur führt nicht zur Verringerung der Viskosität, womit eine einfachere Verarbeitung möglich wäre, sondern zur Zerstörung der Kunststoffstruktur. PTFE-Glasfasergewebe sind also nicht wiederverwendbar. Zudem muss die Glasfaser bei der Entsorgung aus der PTFE-Matrix entfernt werden. Je nach dem welchen Durchmesser die Fasern aufweisen, kann dies zu gesundheitlichen Schäden führen. Faserdurchmesser zwischen 10 und 15 μm wirken kanzerogen. ^[A >> Ohlendorf] Diese Prozedur entfällt, wenn die gebrauchten PTFE-Membranen deponiert oder verbrannt werden. Allerdings ist das nicht im Sinne einer ökologisch nachhaltigen Verwertung des Materials.

2.5 Vor- und Nachteile von Membrandächern aus PTFE/ETFE

	PTFE-Membran	ETFE-Pneu
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> geringeres Eigengewicht und hohe Festigkeit <input type="checkbox"/> komplexe Formen realisierbar <input type="checkbox"/> Einsatz von leichten Tragwerken möglich <input type="checkbox"/> Kostenreduktion im Vergleich zu Glaskonstruktionen <input type="checkbox"/> schwer entflammbar, im Brandfall nicht brennend abtropfend <input type="checkbox"/> Dampfdurchlässigkeit: Feuchtigkeit in Gebäuden kann entweichen 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Grad der Verschattung einstellbar <input type="checkbox"/> UV- und witterungsstabil, kältefest <input type="checkbox"/> lichtdurchlässig (inkl. UV-Strahlung) <input type="checkbox"/> gute Raumakustik
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Dampfdurchlässigkeit: Korrosion der integrierten Photovoltaikzellen möglich <input type="checkbox"/> endgültige Form erst nach mehreren Jahren und mehreren Lastzyklen erreicht <input type="checkbox"/> Montage ist temperaturabhängig – hohe Steifigkeit bei geringen Temperaturen <input type="checkbox"/> nicht faltbar - geringe Knickresistenz <input type="checkbox"/> Regen und Hagel führen zu lautem Trommeln 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Energiebedarf für Luftversorgung, Regelung und Überwachung <input type="checkbox"/> Trocknung und Filterung der zugeführten Außenluft <input type="checkbox"/> redundante Stromversorgung <input type="checkbox"/> Aufrechterhaltung der Vorspannung zwingend notwendig <input type="checkbox"/> Kriechneigung bei einlagigen Folien bei zu hoher Vorspannung

Tabelle 5: Vor- und Nachteile von Membrandächern aus PTFE/ETFE

3 Flexible Solarzellentechnologie

3.1 Einleitung

Eine genaue Definition des Begriffes „Flexibilität“ im Sinne der mechanischen Eigenschaft eines Körpers ist für die folgende Betrachtung notwendig. Dabei ist eine scharfe Abgrenzung zwischen flexiblen und starren Strukturen nicht möglich. Es ist ebenfalls kein genauer Biegeradius definiert. Bedeutet Flexibilität, dass nur eine einmalige oder eine dauerhaft periodische Biegung der flexiblen PV möglich ist? Um nicht der Philosophie das Feld zu überlassen, werden an dieser Stelle einige Charakteristiken dargelegt: Bei einem flexiblen Solarmodul wird auf eine Glasverkapselung und auf Glassubstrate verzichtet. Das Modul bricht nicht unter extremen Einwirkungen von außen. Eine das Modul nicht schädigende, optisch wahrnehmbare und wiederholbare, biaxiale Modulverbiegung sollte mit definierten Biegeradien möglich sein.

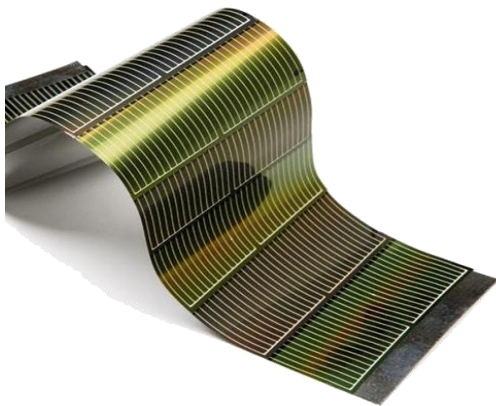


Abb. 27: Beispiel einer flexiblen Solarzelle

[www.westfloridacomponents.com/mm5/graphics/00000001/flexible-solar.jpg]

Neben der Energieerzeugung auf Gebäuden finden sich weitere Anwendungen der flexiblen Photovoltaik unter anderem in der Automobil-, in der Luft- und Raumfahrtindustrie sowie bei Consumer- und Militärprodukten, etwa in Form von mobilen Ladegeräten.

Die derzeitigen Herausforderungen und Ziele bei flexiblen Dünnschichtsolarzellen, die mittelfristig erreicht werden sollen, sind:

$$\text{Wirkungsgrad } \eta_{\text{flexibles Modul}} = \text{Wirkungsgrad } \eta_{\text{starres Modul}}$$

$$\text{Kosten}_{\text{flexibles Modul}} \leq \text{Kosten}_{\text{starres Modul}}$$

Abb. 28: Ziele und Herausforderungen bei flexiblen Dünnschichtsolarzellen

3.1.1 Entdeckung des Photoeffekts

Der französische Physiker Alexandre Edmond Becquerel entdeckte im Jahre 1839 das Prinzip des Photoeffekts, welches die physikalische Grundlage der heutigen Photovoltaik bildet. ^[A >> PV] Die erste Anwendung fand in der Raumfahrt statt. Im Weltall herrschen nahezu ideale Bedingungen für die frühe Anwendung der neuen Technik: Die Umgebungstemperaturen sind niedrig (positiver Einfluss auf den Wirkungsgrad), die solare Strahlung ist unbeeinflusst (positiver Einfluss auf den Ertrag) und die Kosten spielten bei den damaligen Raumfahrt-Projekten nur eine untergeordnete Rolle.

Die Einführung des Erneuerbaren Energien Gesetzes in der Bundesrepublik im Jahr 2000 und das in diesem Gesetz enthaltene 100.000-Dächer-Programm markierten den energiepolitischen Startschuss in das Photovoltaikzeitalter. Ziel des Erneuerbare Energien Gesetzes ist die Etablierung regenerativer Energietechniken unter anderem auch der Photovoltaik, die zu diesem Zeitpunkt eine der teuersten Möglichkeiten der Stromerzeugung darstellte. Kern des EEGs ist die degressive Förderung mit der Aussicht auf sinkende Erzeugungskosten. Seither werden in der Forschung drei Entwicklungsbereiche fokussiert: Zum einen die Verbesserung des Wirkungsgrades, zum anderen die Reduzierung der Produktionskosten sowie die Schaffung neuer Anwendungsfelder. Den letzten Punkt tangiert besonders die hier behandelte flexible Photovoltaik. Sie ermöglicht den Einsatz von PV auch auf schwierigem Terrain, zum Beispiel auf Dächern, die von der Tragfähigkeit her keine schweren, konventionellen PV-Anlagen aufnehmen können. Dabei passen sich die heute meist auf dünnschichtigem, amorphem Silizium basierenden flexiblen Photovoltaikmodule der Gebäudehülle an und lassen sich so in das Gebäudekonzept besser integrieren. Dank des leichten Aufbaus und der Biegsamkeit ist es sogar möglich, flexible PV auf Markisen aufzubringen. Neben den Montage- und den Transportvorteilen spielen die Kostenvorteile, die durch innovative Produktionstechniken etwa das Rolle zu Rolle-Verfahren (R2R-Herstellung) ermöglicht werden, eine gewichtige Rolle bei der Markterschließung. Die auf flexiblen Trägermaterialien aufbrachten, extrem dünnen Schichten ermöglichen erst die flexiblen Eigenschaften der Module. Weitere Vorteile sind der geringere Energieverbrauch bei der Produktion der Module und der dadurch verringerten Erntezeit (engl.: energy payback time) sowie Einsparungen durch geringeren Materialverbrauch.

3.1.2 Begriffe

3.1.2.1 Air Mass (kurz AM)

Mit Air Mass wird angegeben, welchen Weg die Solarstrahlung von der oberen Grenze der Erdatmosphäre bis zur Erdoberfläche zurücklegt. In der Atmosphäre absorbieren, streuen und reflektieren Luftmoleküle und Aerosole das Sonnenlicht (Rayleigh- und Mie-Streuung). Dadurch wird die Strahlungsintensität von 1.367 W/m^2 , außerhalb der Erdatmosphäre, auf maximal 1.000 W/m^2 auf der Erdoberfläche reduziert. Zudem ändert sich die spektrale Zusammensetzung des Sonnenlichtes. Steht die Sonne im Zenit, nimmt die Solarstrahlung den kürzesten möglichen Weg durch die Atmosphäre. Die dazu äquivalente Luftmassenzahl beträgt AM 1. Bei tiefer stehender Sonne verlängert sich der Lichtweg durch die Atmosphäre und der Einstrahlungswinkel α verringert sich (\rightarrow Abbildung 29). Mit der Beziehung $AM = 1/\sin \alpha$ erhöht sich die Luftmassenzahl AM. Mit steigendem AM-Wert wird die Strahlung zunehmend geschwächt und in den rötlichen Spektralbereich verschoben.

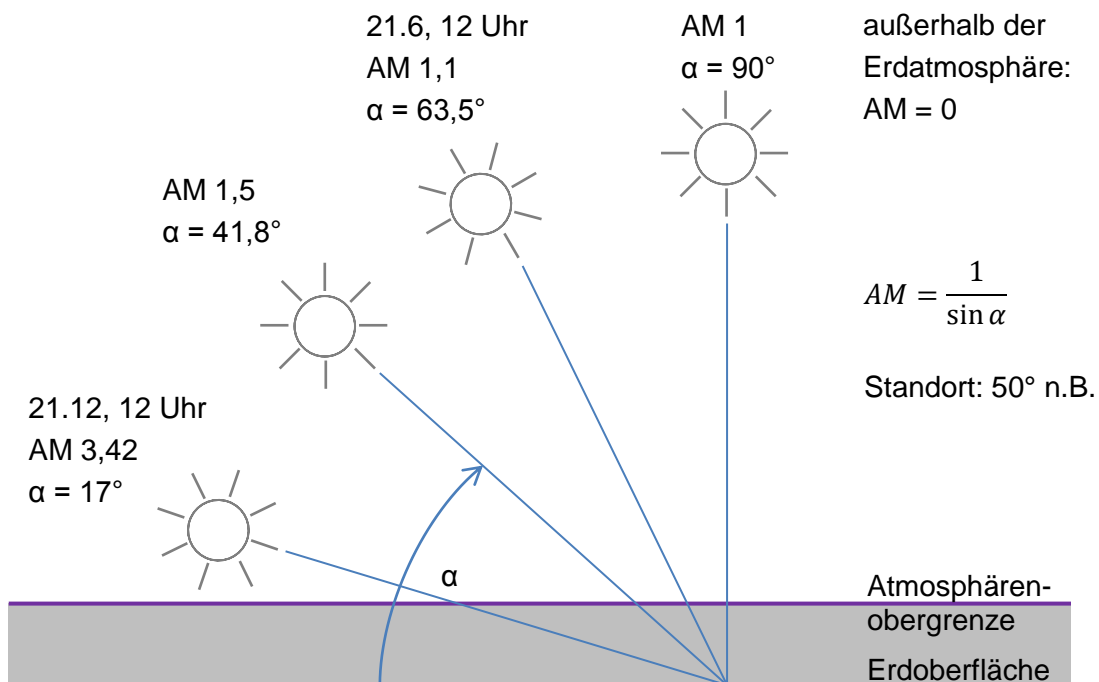


Abb. 29: Air Mass (AM)

e.D.n. [A >> PV]

3.1.2.2 Globalstrahlung

Die Globalstrahlung setzt sich aus der direkten, der reflektierten und der diffusen Solarstrahlung zusammen. Alle drei Strahlungsarten können in Dünnschichtsolarzellen umgesetzt werden. Die Direktstrahlung enthält aber die meiste Energie.

3.1.2.3 Standard Test Condition (STC)

Um Solarmodule miteinander vergleichen zu können, werden sie unter genormten Bedingungen getestet:

- AM 1,5
- 1.000 W/m² Einstrahlung (senkrecht auf das Modul)
- 25 °C Modultemperatur

3.1.2.4 Maximum Power Point (MPP), Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom

Eine Solarzelle bzw. ein Solarmodul hat keinen festen Arbeitspunkt, sondern eine Kennlinie. Die maximale Leistungsabgabe erfolgt in dem Arbeitspunkt, in dem das Produkt aus Strom und Spannung sein Maximum erreicht. Dieser Arbeitspunkt wird Maximum Power Point genannt und durch einen MPP-Tracker eingestellt. In der Abbildung 30 ist der MPP eingezeichnet.

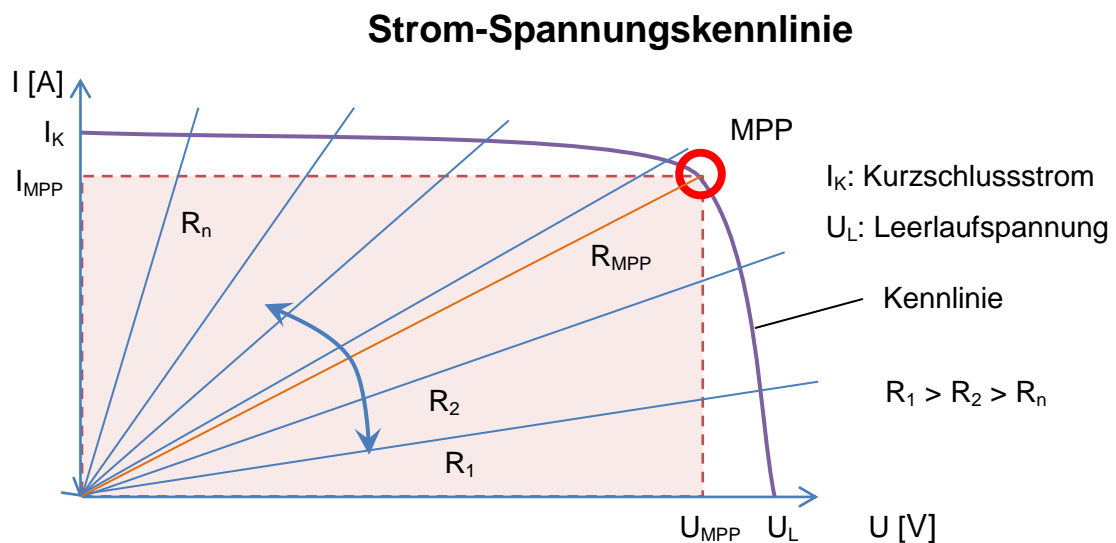


Abb. 30: I-U-Kennlinie mit MPP-Tracking durch Variierung des Lastwiderstandes

Die obere rechte Ecke markiert den jeweiligen Arbeitspunkt. In diesem Fall liegt dieser im MPP. Für eine optimale Leistungsausbeute muss die Fläche unterhalb der Kennlinie maximiert werden.

3.1.3 Silizium („Kieselerde“)

Das zweithäufigste chemische Element der Erde kommt in beträchtlichen Mengen in der Erdkruste in Form von silikatischen Verbindungen z.B. Siliziumdioxid (SiO_2 = Quarz) oder Siliziumcarbid (SiC) vor und ist heute der grundlegende Ausgangsstoff der Photovoltaik.

[C >> WikiSilizium]

Silizium ist ein halbleitendes Element und weist je nach Temperatur Eigenschaften von Metallen als auch von Nichtmetallen auf. Für die technische Nutzung als Halbleiter muss Silizium in der Regel von seinen Verbindungselementen getrennt werden (Verunreinigungen, Einschlüsse). Die reinste und teuerste Form des Siliziums weist eine hochreine, monokristalline Gitterstruktur auf. Diese Silizium-Struktur ist bei der Anwendung in der Photovoltaik die effizienteste, da Bewegungen von Elektronen nicht durch Einschlüsse oder Korngrenzen gestört werden und somit der elektrische Widerstand geringer ausfällt, was wiederum zu höheren Wirkungsgraden führt.

Um den photovoltaischen Effekt nutzen zu können, müssen die auf eine bestimmte Schicht (pn-Übergang) eintreffenden Photonen mindestens die Energie aufweisen, die für das Erzeugen eines Elektronen-, Löcherpaares (Ladungsträger-Generation) innerhalb des Halbleitermaterials (Silizium, daneben Germanium und Galliumarsenid) notwendig ist. Diese Energie beträgt bei kristallinem Silizium 1,12 eV und wird als Bandabstand bezeichnet. [A >> Wagemann]

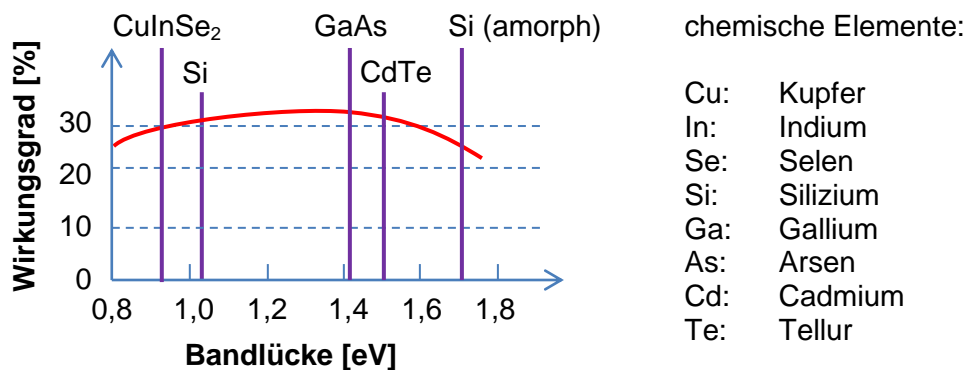


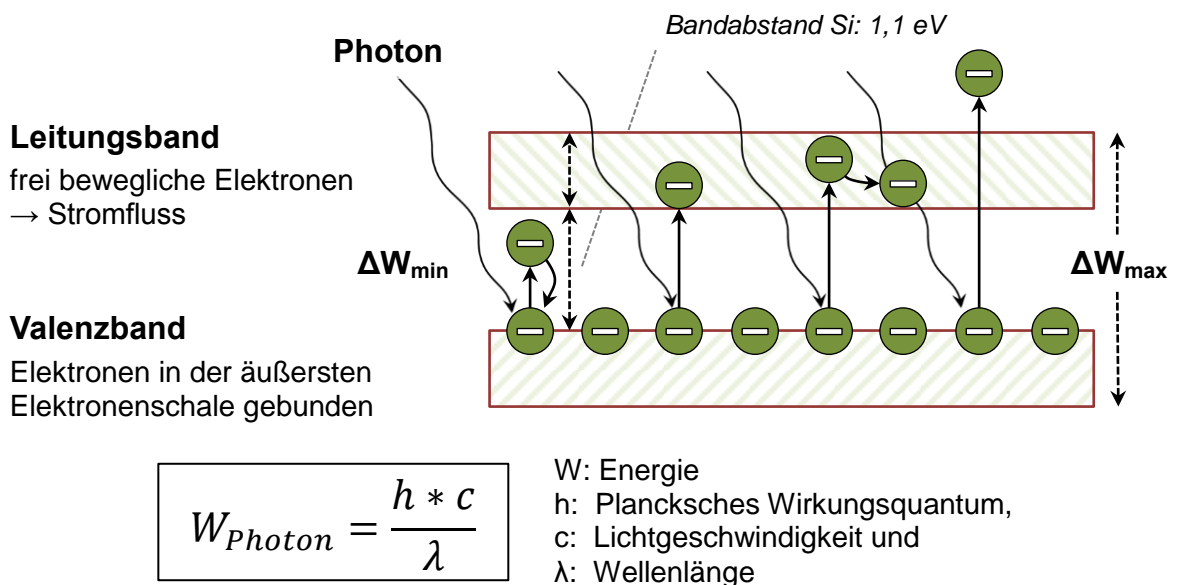
Abb. 31: Max. theoretische Wirkungsgrade verschiedener Halbleitermetalle (STC)

e.D.n. [C >> Solarserver]

Dieser Bandabstand und die technisch-äquivalente Funktion der Solarzelle als Diode führen zu einem maximalen theoretischen Wirkungsgrad von einschichtigen auf kristallinem Silizium basierenden Solarzellen von 30,6 %. Da der optimale Bandabstand zur Absorption von Photonen im Bereich des gesamten Sonnenspektrums bei 1,1 eV und der Bandabstand amorphen Siliziums bei 1,7 eV liegt, ist der maximal erzielbare Wirkungsgrad im Vergleich zu kristallinem Silizium um etwa sieben Prozentpunkte schlechter. [A >> Wagemann]

3.1.4 Innerer Photoeffekt

Bei dem sogenannten Inneren Photoeffekt (Abbildung. 32) werden durch die Einstrahlung von Licht auf die Oberfläche eines Halbleitermaterials gebundene Elektronen (im Valenzband) von den Atomen abgelöst, ohne dass sie das Material selbst verlassen. Die nun frei beweglichen Elektronen (im Leitungsband) können dem Stromtransport dienen. Dabei fällt der elektrische Widerstand des Halbleitermaterials stark ab. Der innere Photoeffekt tritt nur bei Halbleitermaterialien, nicht aber bei Metallen auf. Innerhalb einer metallischen Gitterstruktur befinden sich bereits sehr viele frei bewegliche Elektronen, die zu der hervorragenden Leitfähigkeit von Metallen führen. ^[A >> Waller]



UV-Strahlung ($\lambda = 400 \text{ nm}$): $W_{UV} = 3,1 \text{ eV}$; IR-Strahlung ($\lambda = 800 \text{ nm}$): $W_{IR} = 1,6 \text{ eV}$

Abb. 32: Innerer Photoeffekt

e.D.n [A >> Waller]

Der Bandabstand ΔW_{\min} bestimmt die Mindestenergie der Photonen und damit die Wellenlänge des eintretenden Lichtes, bei dem es zu einer energetischen Anhebung der Elektronen in das Leitungsband kommt. Ist die auf das gebundene Elektron eintreffende Photonenenergie größer als ΔW_{\max} , so gibt das Elektron seine gesamte Energie an das Kristallgitter in Form von Wärme ab und verbleibt im Valenzband. Die vom Halbleitermaterial (z.B. Si) abhängige und nutzbare Photonenenergie W_{Photon} liegt also im Bereich der Differenz von ΔW_{\max} und ΔW_{\min} , welche auch den verwertbaren Wellenlängenbereich und somit die spektrale Empfindlichkeit des Halbleitermaterials vorgibt.

3.2 Der pn-Übergang

Ein pn-Übergang bezeichnet einen Materialübergang in Halbleiterkristallen zwischen Bereichen mit unterschiedlicher Dotierung. Bereiche, in denen die Dotierung von negativ (n) zu positiv (p) wechselt, kommen in vielen elektrischen Bauelementen der Halbleitertechnik etwa in Dioden oder Transistoren vor.

3.2.1 Dotierung von Silizium:

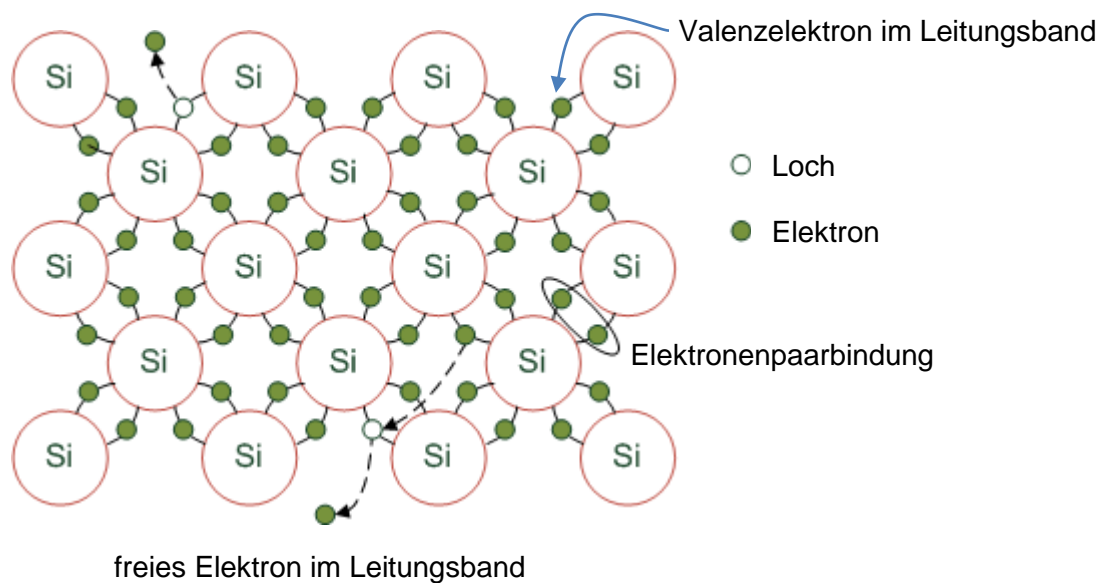


Abb. 33: Wanderung elektrischer Ladungsträger in der Gitterstruktur von Silizium

e.D.n. [A >> Waller]

Die Dotierung von Halbleiterelementen dient der temperaturunabhängigen Änderung der elektrischen Leitfähigkeit bzw. des elektrischen Widerstandes. Durch die Zugabe von Dotierungselementen, die in der Regel eine Affinität zur Abgabe oder zur Aufnahme von Elektronen haben, um die thermodynamische Stabilität ihrer Atomstruktur zu erreichen, werden Ladungsträger generiert, die einen Stromfluss ermöglichen.

Abbildung 33 zeigt die schematische Gitterstruktur von undotiertem, vierwertigem Silizium. Die Generierung frei beweglicher Elektronen (-) und wandernder Löcher (+) erfolgt durch Photonentreffer bzw. durch temperaturabhängige Eigenschwingungen. Eine Rekombination der Ladungsträger ist möglich und führt zur Bildung eines ladungsneutralen Silizium-Atoms.

3.2.2 N(egativ)-Dotierung von Silizium durch einen Donator

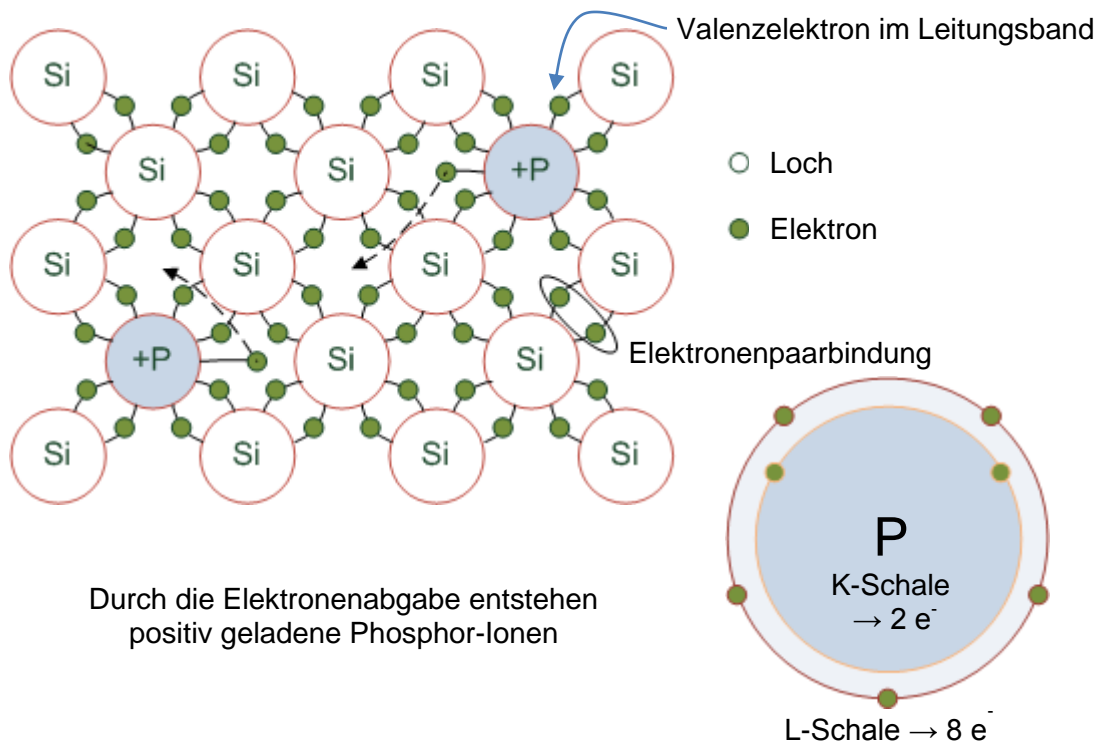


Abb. 34: N(egativ)-Dotierung von Silizium

e.D.n. [A >> Waller]

Durch die Zugabe von fünfwertigen Phosphoratomen werden negative Ladungsträger generiert. Mit der eingegangenen Elektronenpaarbindung, bei der Atome Elektronen von Nachbaratomen mit einbinden, wird versucht, die Valenzschale (L-Schale) vollständig zu besetzen. Die angestrebte Anzahl von Valenzelektronen ist in diesem Fall acht. Da Phosphor ein fünfwertiges Element ist, muss es für die Idealkonfiguration ein Elektron abstoßen und wird dadurch zu einem positiv geladenen Phosphor-Ion. Je nach Anzahl der eingebrachten Phosphor-Atome steigt die Anzahl frei beweglicher Elektronen. Parallel dazu steigt auch die Leitfähigkeit des Siliziums an. Der Widerstand fällt ab.

3.2.3 P(ositiv)-Dotierung von Silizium durch einen Akzeptor

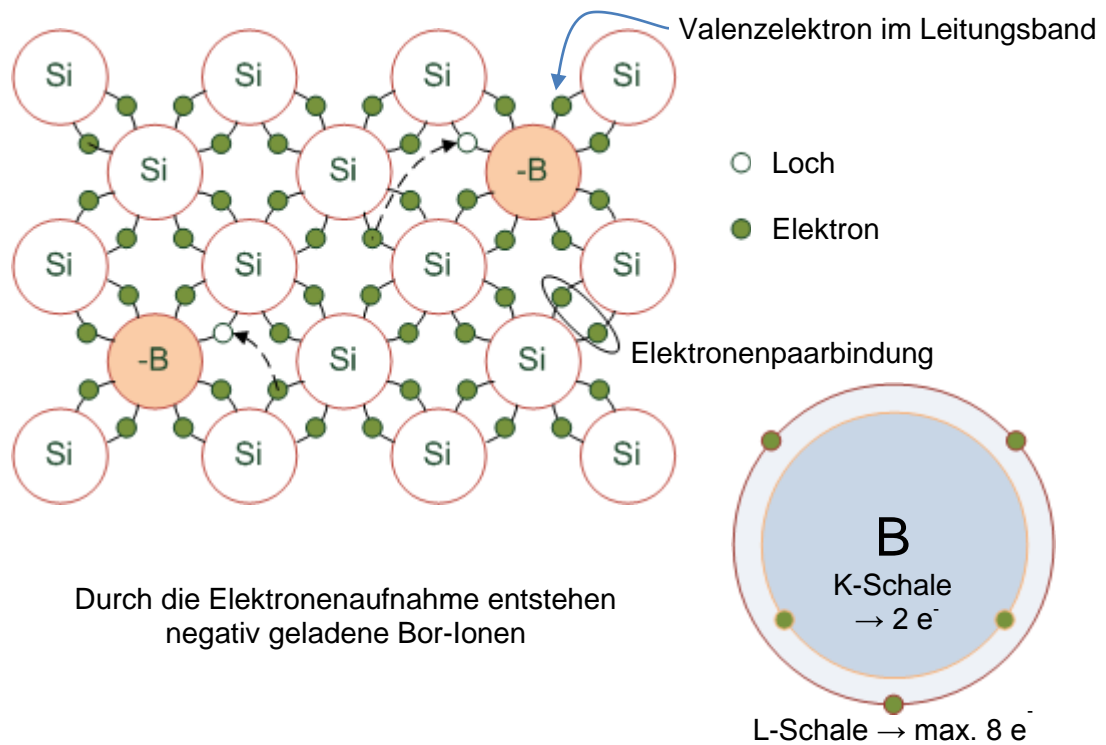
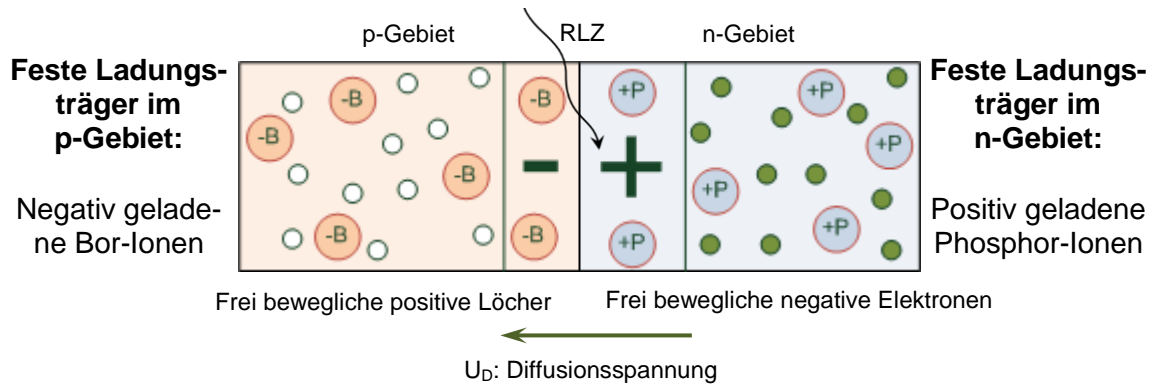


Abb. 35: P(ositiv)-Dotierung von Silizium

e.D.n. [A >> Waller]

Durch Zugabe von dreiwertigen Bor-Atomen werden positive Ladungsträger („Löcher“) erzeugt (→ p-Dotierung). Diese können wie die freien Elektronen wandern. Bor ist ein Elektronenakzeptor, der ein Elektron aufnimmt, um seine Valenzschale zu vervollständigen. Dieses Elektron wird einem Silizium-Atom entwendet. Das Bor-Atom hat nach der Aufnahme des Elektrons einen negativen Ladungsträgerüberschuss und ist dann ein negativ geladenes Bor-Ion.

3.2.4 Zusammenbringen der p- und n-Schicht



U_D verhindert weiteres Eindringen von Ladungsträgern in die Raumladungszone (RLZ)

Abb. 36: Raumladungszone und pn-Gebiete

e.D.n. [A >> Waller]

Durch das Zusammenbringen von n-dotiertem und p-dotiertem Material entsteht die sogenannte Raumladungszone (RLZ). In dieser Zone diffundieren die beweglichen Ladungsträger jeweils in die gegenüberliegende Zone und rekombinieren dann innerhalb der RLZ mit den entsprechenden Ladungspartnern (e^- mit Löchern $^+$). In der RLZ kommt es zu einer Verarmung an beweglichen Ladungsträgern. Die festen Ladungsträger, die bereits erwähnten Ionen, führen zu einer elektrischen Diffusionsspannung ($U_D \approx 0,7 \text{ V}$).

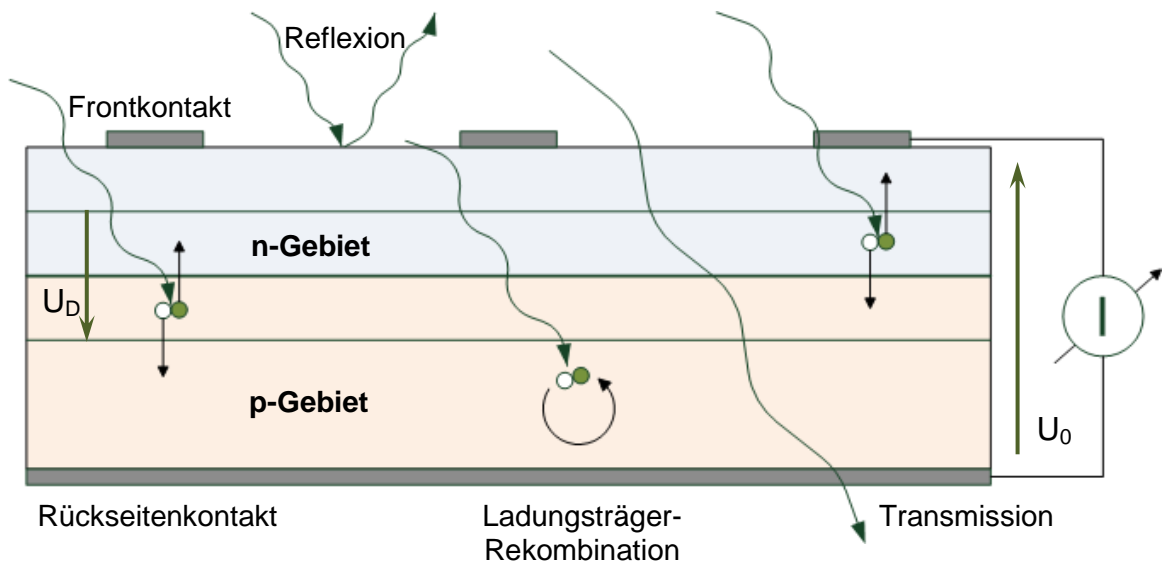


Abb. 37: Ladungstrennung in der RLZ

e.D.n. [A >> Waller]

In der RLZ absorbiertes Licht führt zur Ladungsträgergeneration. Die Ladungsträger werden durch die Diffusionsspannung getrennt: Elektronen wandern in das n-Gebiet, die Löcher in das p-Gebiet – es entsteht an den Außenanschlüssen eine messbare Leerlaufspannung.

3.3 Arten flexibler Photovoltaikzellen

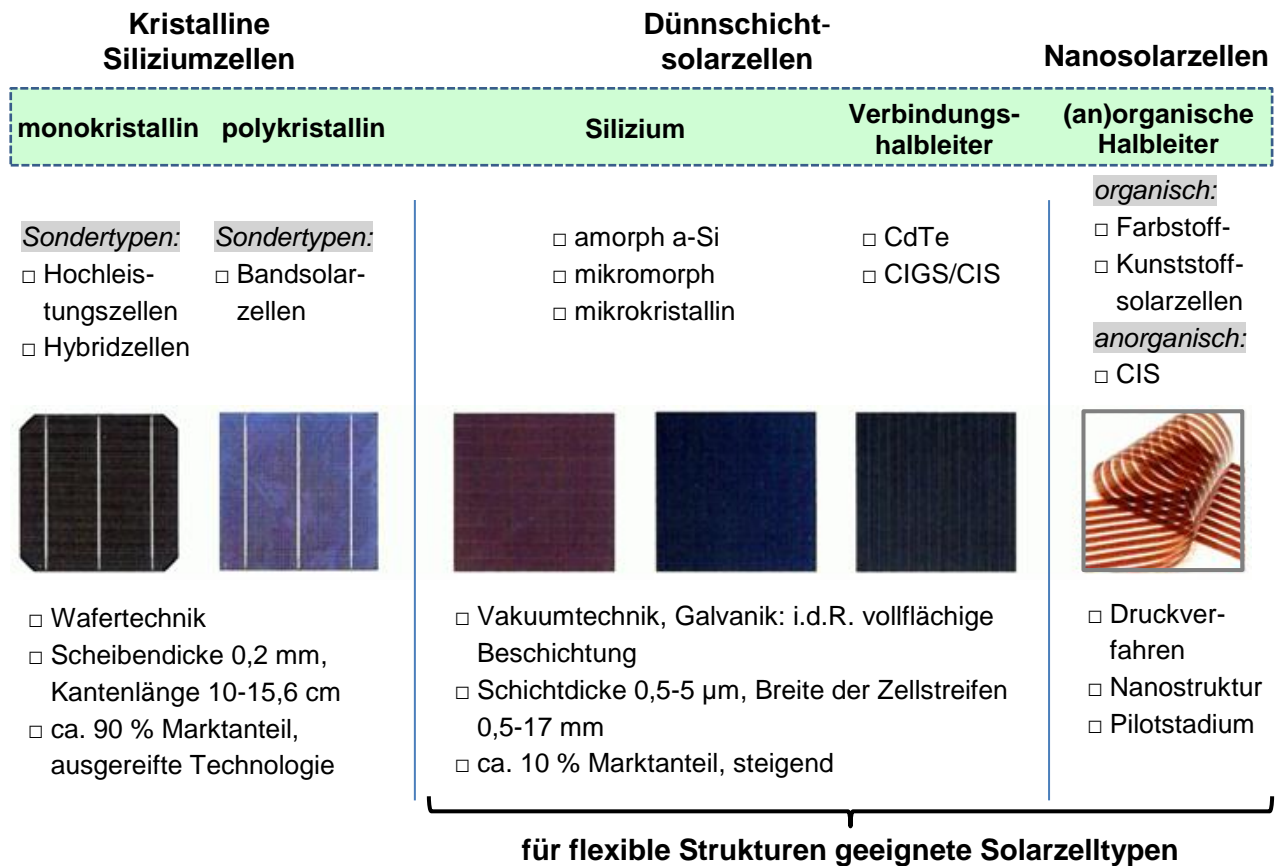


Abb. 38: Typologie und Merkmale marktüblicher Solarzellen

e.D.n. [A >> PV]

Abbildung 38 zeigt neben den klassischen, die für flexible Strukturen geeigneten Solarzelltypen. Aufgrund ihrer Scheibendicken von ca. 0,2 mm scheidet die bewährten mono- und polykristallinen Solarzellen aus. Die neuartigen Nanosolarzellen, zu denen die Farbstoff- und Kunststoff-solarzellen gehören, eignen sich zwar für flexible Anwendungen, befinden sich jedoch noch in einer frühen Entwicklungsphase. Die auf leitenden Polymeren beruhenden anorganischen Kunststoff-solarzellen und die Farbstoff-solarzellen, die mit einem organischen Farbstoff Licht absorbieren, ähnlich der Photosynthese und in Energie umwandeln, erzielen derzeit nur geringe Wirkungsgrade. ^[A >> Kessler] Da die Markteinführung noch in weiter Ferne liegt, eignen sich Nanosolarzellen für die Anwendung in Membrandachkonstruktionen derzeit nicht und werden in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. In Frage kommen also nur noch Solarzelltypen, die auf der Dünnschichttechnologie basieren.

Geeignete Materialien sind amorphes Silizium (a-Si:H), mikromorphes Silizium (a-Si:H/ μ c-Si:H), mikrokristallines Silizium (μ c-Si:H), Cadmiumtellurid (CdTe), Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid ($\text{CuInGaSe}_2 \rightarrow \text{CIGS}$), Kupfer-Indium-Diselenid ($\text{CuInSe}_2 \rightarrow \text{CIS}$) und Kupfer-Indium-Disulfid ($\text{CuInS}_2 \rightarrow \text{CIS}$).

Unterschiedliche Zellmaterialien mit ihren jeweiligen Bandabständen führen zu verschiedenen spektralen Empfindlichkeiten, d.h., dass von Solarzellen nur bestimmte Wellenlängenbereiche des Sonnenlichtes ausgenutzt werden können. Die klassischen kristallinen Zellen arbeiten besonders bei langwelliger Solarstrahlung (rotes Licht, Infrarotstrahlung) effizient. Dünnschichtzellen sind dagegen besonders für das sichtbare, kurzwelligere Licht empfindlich. Insbesondere amorphe und mikrokristalline Zellen liefern bei schwacher und diffuser Einstrahlung mehr Ertrag, weil sie das kurzwellige Blaulicht verarbeiten, welches an trüben Tagen in der Lage ist die Wolkendecke als Streulicht zu durchdringen. Während die Effizienz kristalliner Solarmodule gegenüber den Normbedingungen abnimmt, haben CdTe-Dünnschichtsolarmodule bei diffuser Einstrahlung an trüben Tagen oft einen höheren Wirkungsgrad als bei dem Normspektrum AM 1,5. Die bei der Gebäudeintegration üblicherweise eingesetzten Dünnschichtmodule in starrer oder flexibler Ausführung haben also bei günstigen Temperatur- und Verschattungsbedingungen vergleichsweise höhere Erträge pro kW_p Nennleistung. ^[A >> PV]

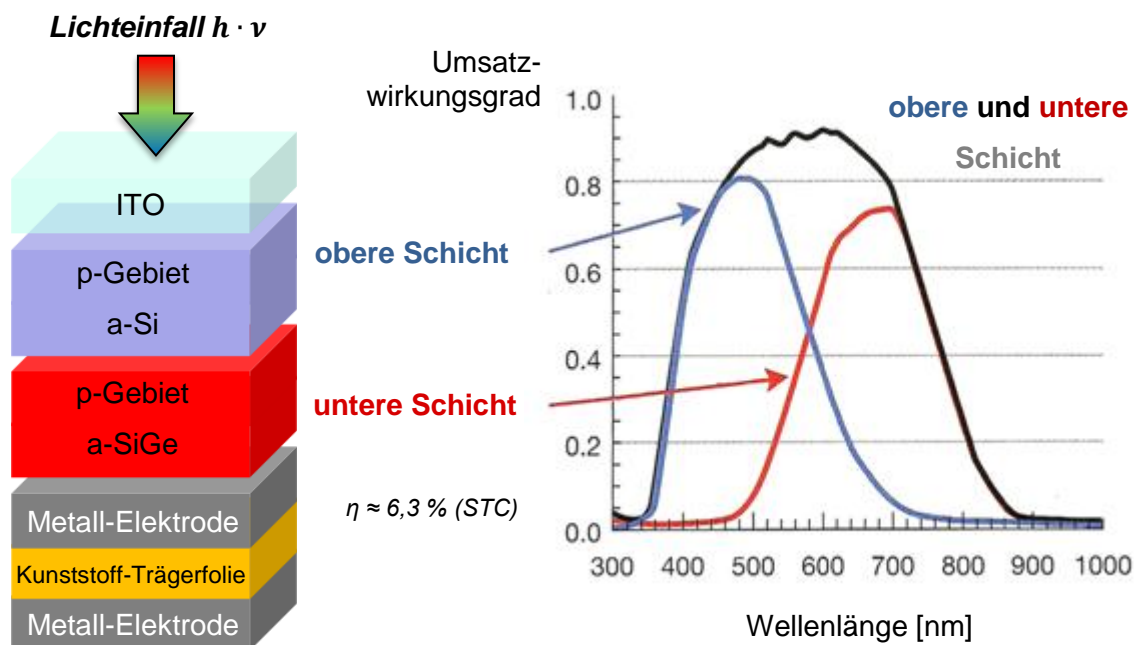


Abb. 39: Tandemzelle >> Erweiterung des nutzbaren Spektralbereiches

Flexible Amorphous Solar Modules, Fuji Electric Systems Co., Ltd.

Der Wirkungsgrad einfacher amorpher Solarmodule liegt bei etwa 5 bis 7 %. Um diesen relativ niedrigen Wert weiter zu steigern, werden mehrere photoaktive Schichten hinterei-

nander gelegt. Abbildung 39 zeigt den Aufbau einer zweischichtigen Tandemzelle. Durch die Kombination von zwei bis drei unterschiedlichen Halbleitermaterialien wird der spektrale Bereich, in dem die Zelle Photonen umsetzen kann, erweitert und damit der Wirkungsgrad der Zelle verbessert.

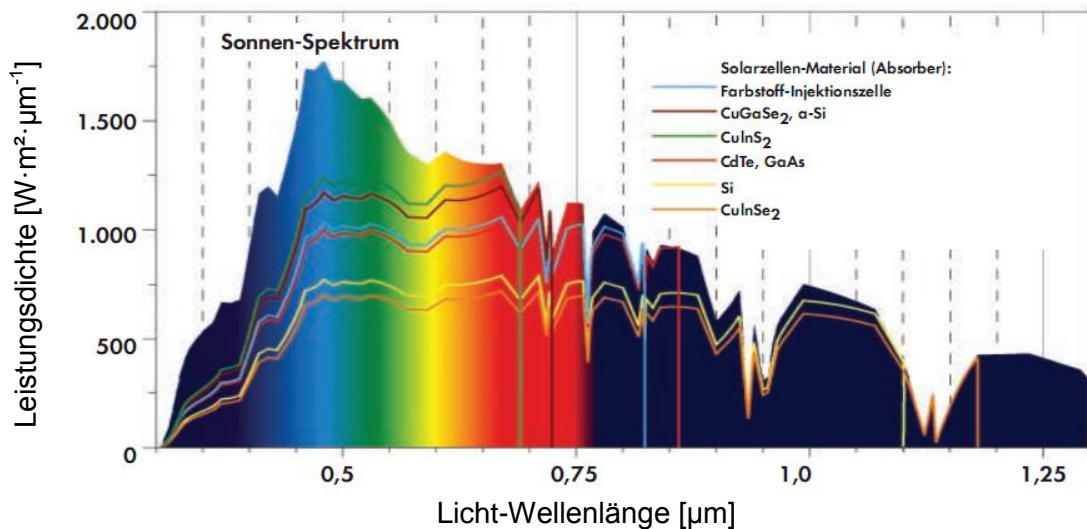


Abb. 40: Spektrale Empfindlichkeit verschiedener Zellmaterialien

[\[http://www.bine.info\]](http://www.bine.info)

3.3.1 Photovoltaiktechnologie - dünn-schichtige Photovoltaikzellen

Die Dünnschichtphotovoltaik gilt als die zweite Generation von Solarzellen nach der kristallinen Wafer-Technologie.

„In Dünnschichttechnologie gefertigte Solarmodule basieren auf Halbleitern, die vorzugsweise großflächig und zumeist kostengünstig auf preiswerte Substrate wie Glas, Metall- oder Polymerfolien aufgebracht werden. Die verschiedenen Technologievarianten sind noch nicht in gleicher Weise zur Serienreife gebracht wie die Silizium-Wafer-Technologie, bieten aber mittelfristig das größere Kostenreduktionspotenzial.“ [B >> BINE, S. 8]

Die Vorteile von Dünnschicht-Solarzellen gegenüber konventionellen Wafer-basierten Solarzellen liegen zum einen in der Reduzierung von teurem Halbleitermaterial. Bei einer Schichtdicke von weniger als 50 µm werden konventionelle mono- und polykristalline Zellen bruchanfällig. Bei der Dünnschichttechnologie bewegen sich die Schichtdicken je nach Typ in einem Bereich von 0,5 bis 50 µm. Die dünnen Halbleiterschichten werden direkt auf ein stabilisierendes Trägermaterial (dem Substrat) abgeschieden. Zum anderen werden die großflächig aufgetragenen Halbleiterschichten in kleinere Zellen unterteilt und dann integriert verschaltet. Die Wavergröße und -form hat im Gegensatz zu konventionellen Solarzellen keinen Einfluss mehr auf die Geometrie der Zelle.

3.3.1.1 Auf Halbleitermetallen basierende Zellen

- amorphe Siliziumzellen (a-Si:H):

Siliziumatome in einem unregelmäßigem Netzwerk, strukturlos, Absorption sichtbaren Lichtes (Leistungsabgabe auch unter indirekter, diffuser Einstrahlung) – im Allgemeinen abschattungsunempfindlicher als konventionelle poly- oder monokristalline Zelltypen)

pin-, nip-Solarzellenaufbau: pin und nip bezeichnen unterschiedliche Strukturen: einmal mit transparentem (pin) und einmal mit undurchsichtigem Trägermaterial (nip)

- mikromorphe Siliziumzellen (a-Si:H/ μ c-Si:H):

Für eine bessere spektrale Ausnutzung des Sonnenlichtes wird eine Kombination von zwei verschiedenen Si-Gefügestrukturen (amorphes und mikrokristallines Si) schichtweise hintereinander angeordnet.

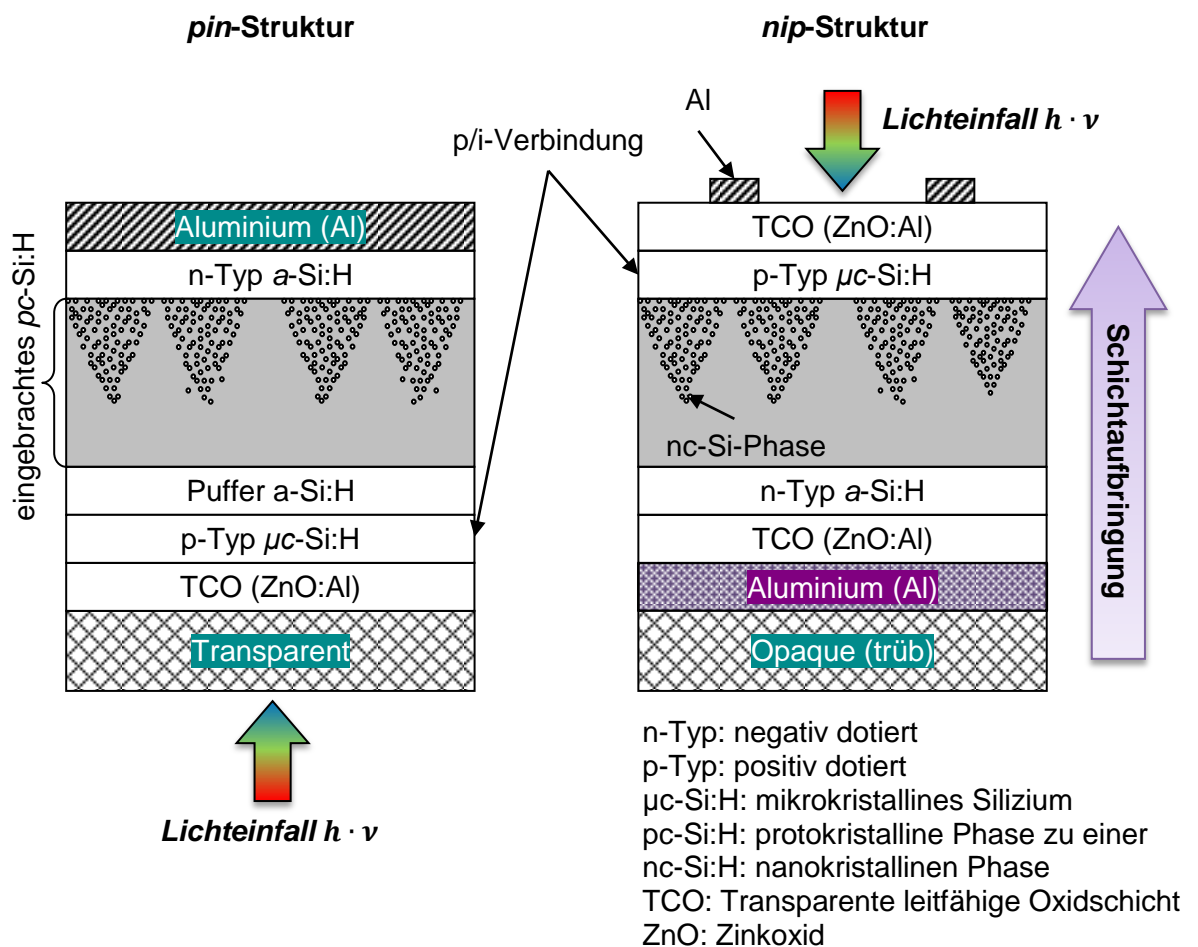


Abb. 41: Pin- und nip-Strukturen der a-Si:H/mc-Si-Solarzelle

e.D.n. [A >> Wagemann]

- mikrokristalline Siliziumzellen ($\mu\text{-Si:H}$): Mischung aus sehr kleinen Siliziumkristallen (innerhalb eines Kristalls herrscht eine homogene, atomare Gitterstruktur) und amorphem Silizium. Sehr geringe Lichtalterung und absorbiert im Gegensatz zum amorphen Silizium auch Sonnenlicht aus dem nahen Infrarotspektrum.

3.3.1.2 Auf Verbindungshalbleiter basierende Zellen

- Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid-Solarzellen (CuInGaSe_2), Kupfer-Indium-Diselenid (CuInSe_2), Kupfer-Indium-Disulfid (CuInS_2)

CIS ist ein vielversprechendes Material für preiswerte Dünnschicht-Hochleistungs-Solarzellen. Es weist einen Bandabstand von 1,02 eV auf und erreicht mit $j_{\text{opt}}(\text{CIS}) \approx 50 \text{ mA/cm}^2$ die optimierte Photonenstromdichte von Silizium $j_{\text{opt}}(\text{Si}) \approx 55 \text{ mA/cm}^2$. Für die Herstellung effizienter photovoltaischer Bauelemente sind Schichtdicken von nur wenigen Mikrometern nötig (2 bis 3 μm starke, hochabsorbierende, polykristalline CIS-Schichten). ^[A >> Wagemann]

Mit starren Dünnschicht-Solarzellen auf Basis von CuInSe_2 -Verbindungshalbleitern (CIS) wurden bereits 1975 Zellenwirkungsgrade von über 12 % unter Laborbedingungen erzielt. Die Verbindung aus Kupfer, Indium, Selen bzw. Schwefel und seltener Gallium zeichnet sich durch hohe Lichtabsorption und einen sehr variablen Bandabstand aus. Der Bandabstand kann in einem weiten Bereich von 1,04 eV (CuInSe_2) bis 2,7 eV (CuInS_2) variiert werden. ^[B >> BINE Informationsdienst]

Selenhaltige CIS-Zellen erreichen Wirkungsgrade von bis zu 14 %, während neuere Entwicklungen, bei dem statt des Selens, Schwefel verwendet wird, nur auf 8 % kommen. Dafür ist die Herstellung der Zellen schneller und damit kostengünstiger. ^[A >> PV]

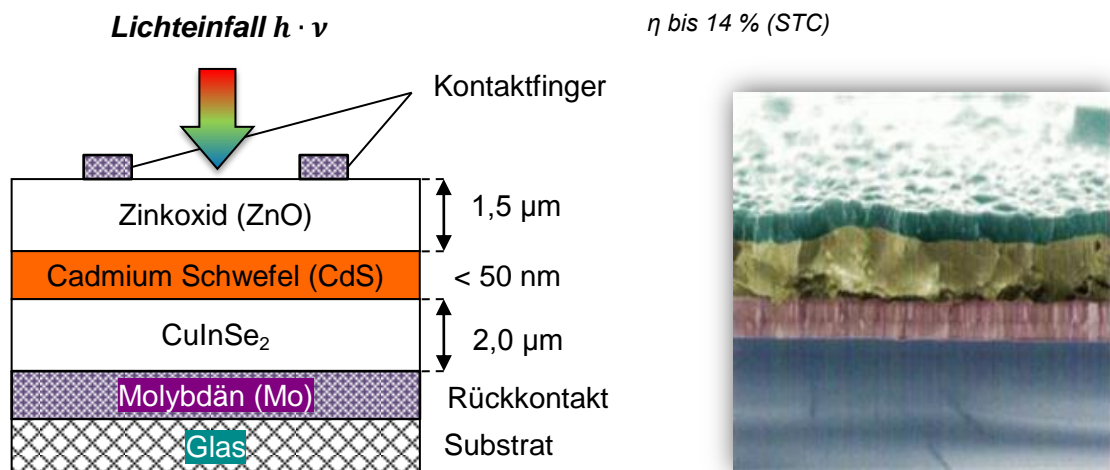


Abb. 42: Prinzipieller Aufbau einer Solarzelle aus CuInSe₂-Absorber

e.D.n. [A >> Wagemann]

Die Abbildung zeigt den schichtweisen Aufbau einer Solarzelle aus CuInSe₂. Die CdS-Schicht, deren elektrisches Feld für die Ladungsträgertrennung verantwortlich ist, beinhaltet das giftige Schwermetall Cadmium, das in seiner reinen Form als "sehr giftig" und in Form von Verbindungen von "gesundheitsschädlich" (z.B. Cadmiumtellurid) bis "giftig" (z.B. Cadmiumsulfid) eingestuft wird. [C >> WikiCadmium] Da Cadmium in PV-Modulen nur in geringen Mengen enthalten und zu mindestens bei starren Modulen in Glas eingekapselt ist und zudem in gebundener Form vorliegt, spricht sich der Bundesverband Solarwirtschaft für die Unbedenklichkeit von Cadmium und seinen Verbindungen aus. [B >> Bundesverband Solarwirtschaft e.V.] Ob das auch für Module mit photovoltaisch aktiven Schichten auf Basis von Cadmiumverbindungen auf flexiblen Substraten gilt, ist noch nicht geklärt. Die schädliche Wirkung der Cadmium-Verbindungen z.B. der von Cadmiumtellurid auf den menschlichen Organismus ist dagegen nicht zweifelsfrei durch Studien nachgewiesen. Trotzdem werden bei der Verarbeitung hohe Sicherheitsstandards befolgt, da Cadmiumtellurid-Staub genauso schädlich für die Lungen ist, wie Siliziumstaub, welcher die gefürchtete Silikose verursacht. [A >> Schwarzburger]

Dem Helmholtz-Zentrum Berlin (HZB) ist es bei der CIS-Zelle gelungen, statt der bedenklichen CdS-Schicht eine Zink-Verbindung zu verwenden, ohne Wirkungsgradverluste in Kauf zu nehmen.

„Eine monolithisch integrierte Verschaltung der Zellen zu Modulen stellt gerade bei flexiblen Modulen noch eine große Herausforderung dar. Bei flexiblen CIS-Zellen wird ein leicht modifizierter Schichtaufbau auf Titan, Edelstahl oder Polyamid aufgebracht. Einzelne 20 cm² große Zellen erreichen auf Titan Wirkungsgrade von bis zu 15 % und auf Polyamid von bis zu 14 %.“ [B >> BINE Informationsdienst, S. 14]

□ Cadmiumtellurid-Solarzellen (CdTe)

Cadmiumtellurid ist eine kristalline Verbindung aus der Gruppe der Telluride, die aus Cadmium und Tellur gebildet wird. In seiner kristallinen Form ist es ein Halbleiter und eignet sich zusammen mit Cadmiumsulfid für den Aufbau eines pn-Überganges, z.B. für eine Solarzelle oder eine emittierende Fotodiode. Es ist preiswerter als Silizium, besonders als Dünnschichtsolarzelle, aber im Vergleich nicht so leistungsfähig.

Cadmiumtellurid-Solarzellen weisen dieselbe photo-physikalische Funktionsweise auf, wie Solarzellen auf Siliziumbasis. Aufgrund des sehr hohen Absorptionsvermögens von Cadmiumtellurid, der Bandabstand liegt bei günstigen 1,45 eV, kommt man mit wenigen Mikrometer dicken Schichten aus. ^[B >> BINE Informationsdienst] Dank dieser Eigenschaft lässt die CdTe-Solarzelle der Dünnschichttechnologie zuordnen.

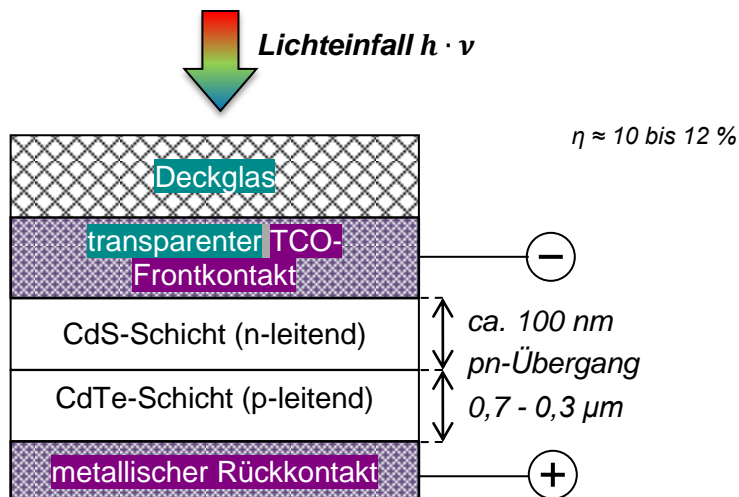


Abb. 43: Aufbau einer Cadmiumtellurid-Solarzelle (CdTe)

e.D.n. [A >> PV]

Abbildung 43 zeigt den schichtweisen Aufbau einer Cadmiumtellurid-Solarzelle. Das Deckglas wird mit einem transparenten Frontkontakt (TCO) aus fluordotiertem Zinn-oxid beschichtet. In den Abscheidekammern erhalten die Module das sogenannte Coating, eine Sperrschicht aus Cadmiumsulfid (CdS). Die CdS-Schicht, deren elektrisches Feld für die Ladungsträgertrennung verantwortlich ist, bildet zusammen mit der Absorberschicht CdTe den pn-Übergang und verhindert gleichzeitig das Diffundieren von Natriumatomen aus dem Deckglas in die Halbleiterschicht, was zu dessen Verunreinigung führen würde. TCO und CdS-Puffer ergeben die n-leitende Schicht. Die CdTe-Schicht ist p-leitend und wird aus CdTe-Granulat gefertigt, das im Vakuum verdampft und sich auf der darunterliegenden Schicht niederschlägt. Für die Beschichtung eines Quadratmeters Modulfläche reichen bereits wenige Gramm Cadmium-

tellurid aus. Beide Schichten beinhalten das giftige Schwermetall Cadmium, was zu der oben beschriebenen Problematik führt.

Cadmiumtellurid-Solarzellen können Wirkungsgrade zwischen 10 und 12 % aufweisen und besitzen eine für ästhetisch anspruchsvolle Bauprojekte, z.B. für die Fassadenintegration eine hervorragend geeignete schwarz-grünlich schimmernde Farbgebung.

[A >> PV]

3.4 Aufbau ausgewählter flexibler Zellentypen

Abbildung 44 zeigt den unterschiedlichen Aufbau einer amorphen Siliziumzelle und den einer Cadmiumtellurid-Solarzelle. Beide Solarzellentypen basieren auf der Dünnschichttechnologie und sind starr ausgeführt. Bei der Substrat-Konfiguration ist das Deckglas die erste Barriere für das auf die Zelle einfallende Licht. Bei der Superstrat-Konfiguration dient das auf der Rückseite, also auf der lichtabgewandten Seite befindliche Glas (Substrat) als stabilisierendes Trägermaterial, auf dem die leitenden und photoaktiven Schichten aufgedampft werden. Das Substrat Glas ist das einzige Element in diesen Konfigurationen, welches nicht flexibel ist und beim Verbiegen zerstört würde. Die Herausforderung zur Schaffung flexibler PV-Zellen liegt also in der Substitution des Glases durch flexible Substrate.

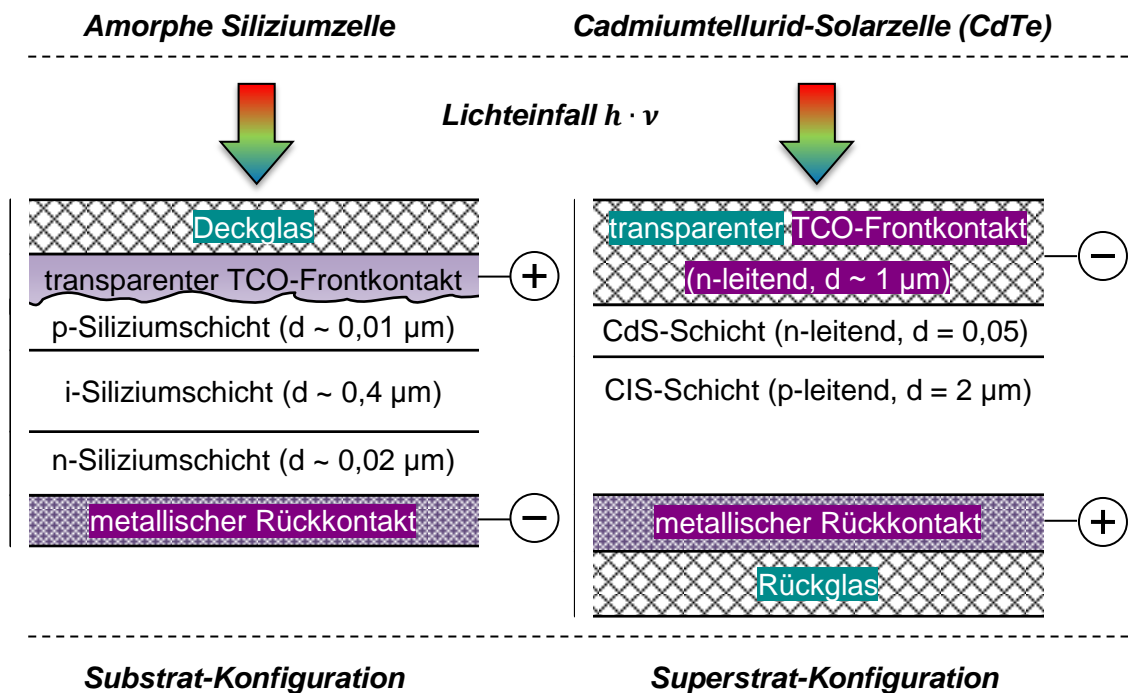


Abb. 44: Vergleich des Aufbaus von starren Solarzellen

e.D.n. [A >> PV]

Dazu bieten sich Polymer- und Metallfolien an:

Polymerfolien haben im Vergleich zu Metallfolien folgende Nachteile:

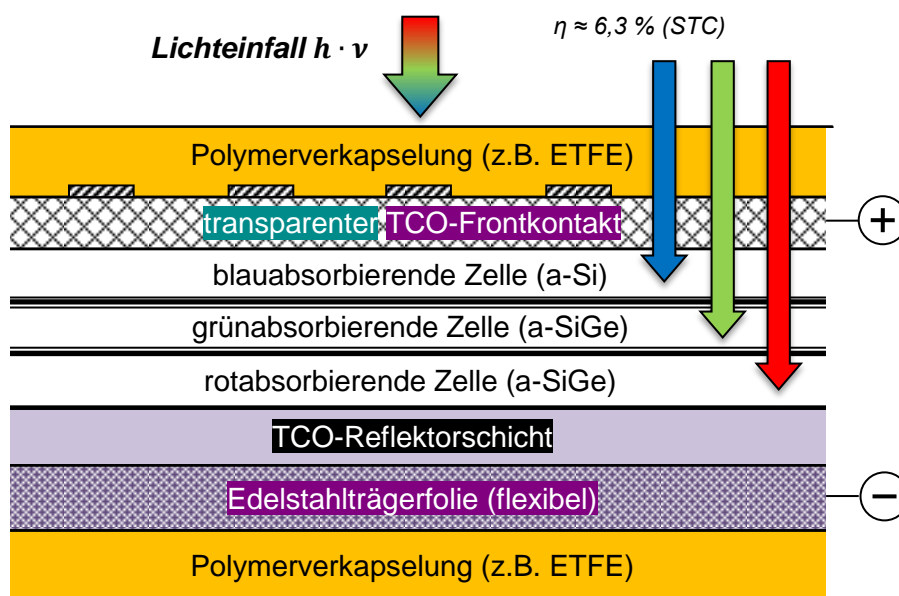
- eingeschränkte Temperaturbeständigkeit (vor allem bei sehr hohen Temperaturen)
- hoher thermischer Ausdehnungskoeffizient
- Ausgasen im Vakuum (Bildung von Blasen in der Zellenstruktur)
- relativ hohe Gas- und Dampfdurchlässigkeit (Gefahr der Korrosionsbildung)
- elektrisch isolierend (nicht als Träger- und Kontaktmaterial gleichzeitig verwendbar)

Metallfolien haben gegenüber Polymerfolien folgende Nachteile:

- relativ hohe Dichte (→ hohes Gewicht)
- durch Walzen verursachte raue Oberflächen
(→ Haftung der angrenzenden Schichten)

Bevorzugte und oft einzige Alternative bei Polymerfolien ist Polyimid. Bei den Metallfolien kommen u.a. Edelstahl, Titan, Aluminium und Kupfer zum Einsatz. [A >> Kessler]

Tripelsolarzelle >> Uni-Solar << aus amorphem Silizium



TCO >> Transparente leitfähige Oxidschicht, Si: Silizium, Ge: Germanium

Abb. 45: Aufbau einer flexiblen Tripelsolarzelle

Der Schutz, der für die Stromerzeugung notwendigen Schichten einer flexiblen Photovoltaikzelle vor Außeneinwirkungen, wie in der Abbildung 45 zu sehen ist, wird durch den Einsatz einer Polymer-Verkapselung (z.B. aus ETFE) realisiert. Dabei begrenzt jedoch die Gas- und Dampfdurchlässigkeit dieser Polymerverkapselung die Langzeitstabilität der

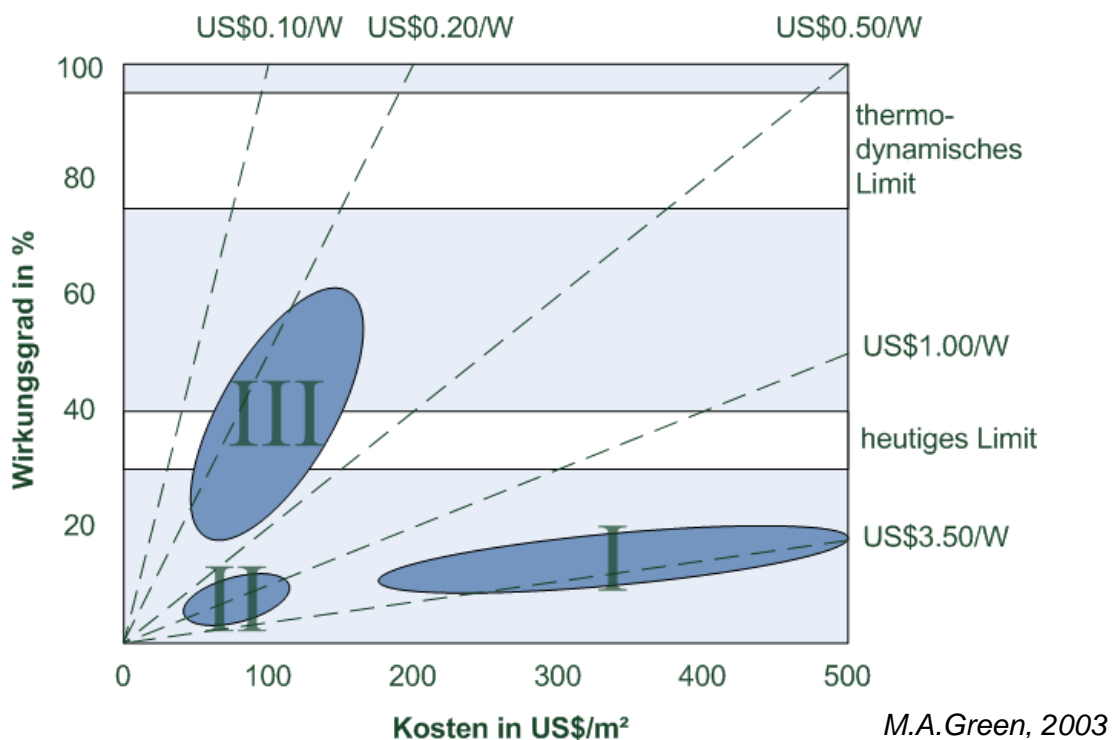
Photovoltaikzelle. Eindringende Feuchtigkeit in Kombination mit eindringendem Sauerstoff kann zur Korrosion der Kontakte und schließlich zu deren Zerstörung führen.

Eine Lösungsmöglichkeit besteht in der Anordnung sich abwechselnder Schichten aus flexiblem Polymer und einer Dampfsperre etwa aus amorphem SiO_2 , welche ebenfalls transparente Eigenschaften aufweisen muss. [A >> Kessler]

3.5 Ausblick auf zukünftige Entwicklungen

3.5.1 Drei Generationen von Solarzellen

Als 1. Generation bezeichnet M.A. Green Solarzellen, die aus Silizium- oder Galliumarsenid-Wafern mit Dicken von über $200 \mu\text{m}$ bestehen. Die Kosten sind aufgrund des relativ großen Materialbedarfs hoch. Dabei dient der überwiegende Anteil des kostspieligen Halbleiterelementes der mechanischen Stabilisierung und nicht der Energieumwandlung. Der Modulwirkungsgrad beträgt im Schnitt 18 %.



$$\eta_{thermodynamisch} = 1 - \frac{T_{Erde}}{T_{Sonne}} = 1 - \frac{290 \text{ K}}{5800 \text{ K}} = 95 \%$$

Abb. 46: Kosten/Wirkungsgrad-Bereiche für drei Generationen von Solarzellen

[A >> Wagemann]

Die 2. Generation stellen die in dieser Arbeit betrachteten Dünnschichtmodule dar. Durch das Auftragen der Halbleitermaterialien in dünnen Schichten auf günstige Träger (Sub-

strate), etwa Glas oder Keramik, ergeben sich Kostenvorteile gegenüber der ersten Generation. Sie benötigen weniger Halbleiter-Materialien und sind somit günstiger herzustellen. Diese Generation erreicht jedoch nicht die Wirkungsgrade der auf Wafer-Technologie basierenden Solarzellen.

Die photovoltaisch aktiven Schichten der 1. und 2. Generation bestehen aus homogenem Halbleiter-Material. Dies ist bei der 3. Generation nicht mehr der Fall. Durch Einlagerung von Bereichen mit unterschiedlichen Phasen, z.B. als amorphe Schichten zwischen mikrokristallinen Schichten, hofft M.A. Green Wirkungsgrade zu erreichen, die nahe dem thermodynamisch Möglichen liegen. Es werden Wirkungsgrade von bis zu 60 % erwartet, bei geringeren Herstellungskosten. ^[A >> Wagemann]

Derzeit befindet man sich im Bereich der industriellen Solarzellen der 2. Generation. Die Konzepte für Solarzellen der 3. Generation sind noch nicht realisiert worden.

3.5.2 Konvertierung der energetischen Zustände von Photonen

Entwicklungsfelder sind die sogenannte „up-“ und „down-conversion“ (Hoch- und Runterkonvertierung) von Photonen bei denen mehrere niederenergetische Photonen mit Hilfe eines Konverters in ein höherenergetisches Photon umgewandelt werden. Auch wenn auftreffende Photonen eine zu große Energie mit sich führen, die in der Raumladungszone zu Wärme verpufft und nicht zur Herauslösung der Elektronen aus dem Valenzband führen (→ 3.1.4 Innerer Photoeffekt), ist auch ein Wechseln der Konvertierungsrichtung („down“ and „up-conversion“) möglich. ^[A >> Wagemann] (→ M.A. Green, Third Generation Photovoltaics – Advanced Solar Energy Conversion, Springer, Berlin, 2003)

4 Zusammenführung der Technologien

Die Zusammenführung von Membrandächern und der in Kapitel 3 beschriebenen flexiblen Photovoltaik ist das Thema des folgenden Abschnitts. Hier soll gezeigt werden, welche Möglichkeiten es bei der Integration der Dünnschichtsolarzellen in Membrandächer gibt, welche Projekte bereits realisiert wurden und zu welchen Problemen es dabei kommen kann.

4.1 Möglichkeiten der Integration

Die Integration der hochflexiblen Dünnschichtsolarzellen ist abhängig von der Art des Membrandachaufbaus, je nachdem, ob einlagige PTFE-Membranen oder mehrlagige ETFE-Folienkissen zur Anwendung kommen. Bei einlagigen PTFE-Membranen werden die in ETFE-Folien eingebetteten Dünnschichtsolarzellen, die zusammen die sogenannten flexiblen Lamine bilden, nach einer chemischen Vorbehandlung der Kontaktflächen auf die Membran geklebt. Das thermische Verschweißen von PTFE und ETFE-Materialien ist aufgrund des schlechten Wiedereinschmelz-Verhaltens von PTFE schwierig – an der Lösung dieses Problems wird derzeit gearbeitet.

Bei ETFE-Kissen gibt es abhängig von der Anzahl der Kissenlagen mehrere Möglichkeiten der Anbringung des Moduls: Das Modul kann bei 3-lagigen Kissen wahlweise in die obere, in die mittlere oder in die untere Lage integriert werden. Dafür werden die Lamine zu größeren Flächen zusammengesetzt, um zum Beispiel die obere Lage eines pneumatisch gestützten Folienkissens zu ersetzen.

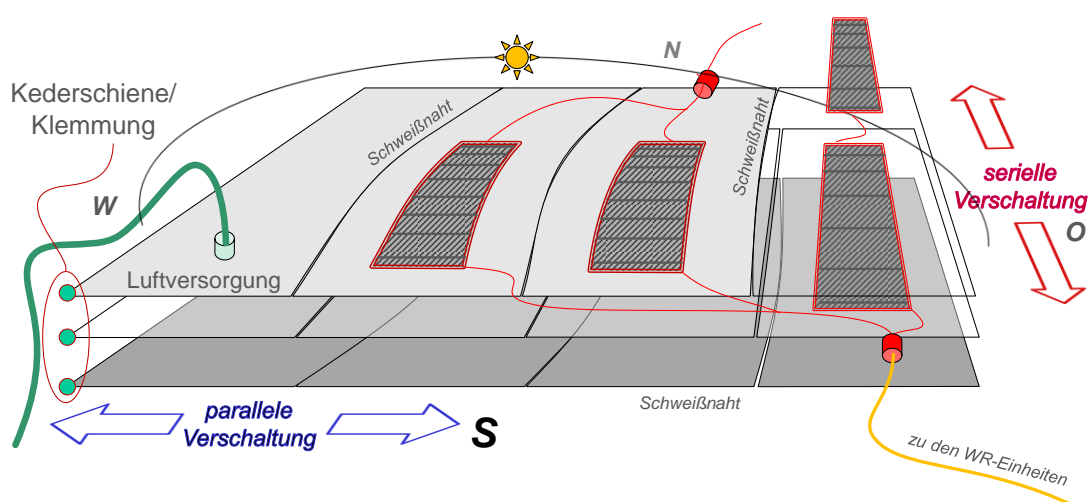


Abb. 47: Integration der PV-Elemente in die mittlere und obere Pneu-Schicht

Es sollte dabei beachtet werden, dass das Sonnenlicht von jeder Schicht ETFE-Folie in seiner Intensität um etwa 5 % gemindert wird. Daher ist die Beschränkung auf eine Foli-

enlage, die die Dünnschichtsolarzellen vor äußeren Umwelteinflüssen schützt, aus energetischer Sicht als optimal zu betrachten.

4.1.1 ETFE-Photovoltaik-ETFE-Laminat

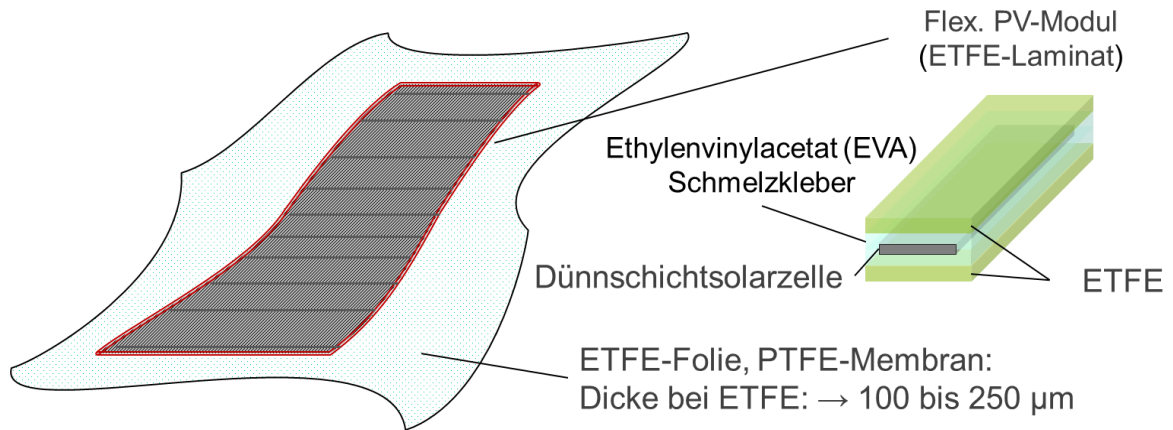


Abb. 48: Aufbringung und Struktur des flexiblen ETFE-PV-ETFE-Laminats

Bei dem Aufbau des Laminats verfolgen die Hersteller unterschiedliche Philosophien:

Bei dem in der Abbildung 48 beschriebenen Aufbau kommt mit EVA eine zusätzliche Klebekomponente hinzu. Sie befindet sich zwischen den ETFE-Folien und der Dünnschichtsolarzelle und verbindet beide Schichten miteinander. Ethylvinylacetat (Kurzzeichen EVA) ist ein Schmelzkleber, der bei ca. 150 °C flüssig wird. Nach dem Abkühlen ist der Kunststoff glasklar und weist elastische Eigenschaften auf. Durch die geringe Schersteifigkeit von EVA werden Zugkräfte aufgenommen, die auf unterschiedliche Ausdehnungskoeffizienten von ETFE und der Dünnschichtsolarzelle zurückzuführen sind und damit wird die PV-Zelle vor irreversibler Dehnung geschützt.

Die Lamination des Moduls unter Vakuum erfolgt nach der Produktion der ETFE-Folien, die gleiche oder unterschiedliche Stärken haben können. Dabei werden die hergestellten dünnschichtigen Photovoltaik-Rollen gemäß den projektspezifischen Anforderungen zugeschnitten. Die Streifen werden dann ausgerichtet und zu dem gewünschten Laminat zusammengesetzt und anschließend konfektioniert. Die Größe der Lamine ist derzeit durch die Abmessungen der eingesetzten Laminiermaschinen auf Abmessungen von etwa 3 m x 1,5 m begrenzt. Daher ist für viele Projekte das Zusammensetzen der einzelnen Lamine zu größeren Flächen notwendig. Diese erweiterten Lamine werden in einem besonderen Schweißprozess an den Kanten miteinander verbunden. ^[A >> Konrad]

4.1.1.1 Integration der Dünnschichtsolarzellen

Die Photovoltaik kann, wie bereits gezeigt, in pneumatische Konstruktionen wie zum Beispiel Folienkissen integriert werden: „Der Einsatz in der mittleren Schicht würde die Photovoltaik zwar schützen, aber gleichzeitig den Energieertrag aufgrund der Lichtbrechungseffekte der oberen Folienschicht begrenzen und wegen der Aufheizung der absorbierenden mittleren Lage, die nicht durch die Konvektionseffekte durch den Kontakt mit der Außenluft reduziert wird, weiter verringern. Daher ist die Integration in die Oberlage des Kissens deutlich zu bevorzugen.“ [Architekt Dr.-Ing. Jan Cremers, Auszug aus A >> Konrad, S. 50/51]

Für die Integration in die mittlere Lage spricht eine schwächere mechanische Beanspruchung der flexiblen Module durch die geringere Krümmung. Zudem könnten die Module auf die gespannte mittlere Lage gelegt und durch mechanische Befestigungen fixiert werden. Damit ist die Austauschbarkeit der Module in Schadensfällen gegeben. Voraussetzung dafür ist, dass die Kissen an den Kissenränder nicht verschweißt, sondern durch das Klemmprofil luftdicht zusammengepresst werden.

Von der Integration in der unteren Lage sollte abgesehen werden. Reflexionsverluste durch die obere und mittlere Lage führen zu höheren optischen Verlusten. Zudem ist die Krümmung i.d.R. genauso stark, wie die, der oberen Lage.

4.1.2 Bereits realisierte Projekte

Im Jahr 2006 wurden in Großbritannien zwei Gebäude mit ETFE-Pneudächern errichtet, in die flexible Dünnschichtsolarzellen integrierter sind. Bei beiden Bauten handelt es sich um innovative Gebäudekonzepte für den Schulbetrieb.

4.1.2.1 Classroom of the Future



Abb. 49: ETFE-Kuppel des Classroom of the Future London, 2006 [<http://www.vector-foiltec.com/cms/de/projects/type/typelistcs.php?recordID=21>]

Das herausragende Merkmal dieses Gebäudes ist seine ETFE-Kuppel, die annähernd die halbe Grundfläche überdeckt. Es wurden insgesamt 90 m² ETFE-Folie verbaut. Die in

einem ETFE-Laminat eingebrachten Dünnschichtsolarzellen wurden nachträglich über die Segmente der Kuppel gezogen, wie es Abbildung 49 verdeutlicht.

4.1.2.2 John Wheatley College



Abb. 50: John Wheatley College
 Glasgow, 2006 [<http://www.vector-foiltec.com/cms/de/projects/type/typelistcs.php?recordID=162>]

Auf der Westseite des insgesamt 900 m² großen ETFE-Pneudaches befinden sich die in das Dach integrierten, flexiblen Photovoltaikmodule auf der Basis amorphes Siliziums. Sie haben eine Gesamtfläche von 10 m² und sind auf eine Gesamtleistung von etwa 1 kW ausgelegt. Die Zellen befinden sich, wie in der Abbildung 50 zu erkennen ist, in der oberen Lage des ETFE-Pneus. Die Betreiber sind mit der Leistungsausbeute und damit mit dem Ertrag der Anlage jedoch nicht zufrieden: Sie lieferte bis zum jetzigen Zeitpunkt eine maximale Gesamtleistung von gerade einmal 400 W. Der Zustand der ETFE-Pneus und der Dünnschichtsolarzellen ist noch nicht untersucht worden.

4.2 Probleme

Der Einsatz von EVA kann bei starren Modulen zu Problemen führen, die sich in einer partiellen Trübung der Laminatoberfläche äußern. Diese Trübung entsteht durch eine Ablösung der Schichten bei hohen Temperaturen (Delamination). Dieses Phänomen tritt höchstwahrscheinlich auch bei flexiblen Modulen auf. Zusätzlich ist die EVA-Schicht in Bezug auf die Lichtdurchlässigkeit nachteilig, da durch diese zusätzliche Schicht ein Teil des Lichtes reflektiert und absorbiert wird.

Bei Verzicht auf den Einsatz von EVA, kann es jedoch durch die unterschiedlichen temperaturbedingten Ausdehnungen der ETFE-Folie und der PV-Einheit zu Spannungen und zum Faltenwurf kommen. Beide haben einen Einfluss auf den Ertrag und auf die Haltbarkeit des ETFE-PV-ETFE-Laminats. Der Ausdehnungskoeffizient der ETFE-Folie ist mit 10×10^{-5} i.d.R. größer als der eines amorphen Dünnschichtmoduls. Es wird empfohlen, die sich daraus ergebenden Stauchungen bei niedrigeren Temperaturen genauso zu untersuchen, wie die Dehnungen der PV-Einheit bei hohen Temperaturen.

5 Vermessung der Module

5.1 Einleitung

Die Untersuchungen sollen eine Aussage über die bestmögliche Anordnung, Ausrichtung und Verschaltung der flexiblen Dünnschichtsolarzellen erlauben. Ziel ist der bestmögliche Ertrag der in die Membrandachkonstruktion integrierten Photovoltaikanlage.

Die Messungen werden im Beleuchtungslabor des Unternehmens General Electric und im Freien unter realen Bedingungen durchgeführt.

Untersucht wird zum einen die Abhängigkeit der elektrischen Leistung vom Krümmungsgrad flexibler Dünnschichtsolarzellen und somit der Ertrag möglicher Anlagen. Zum anderen werden die folgenden Eigenschaften bestimmt, die nur mittelbar mit der Krümmung des Moduls zusammenhängen:

- Temperaturabhängigkeit der Leistung bzw. des Wirkungsgrades
- Bestimmung der elektrischen Eigenschaften des Photovoltaikmoduls unter Standardbedingungen: Dazu gehören die Strom-Spannungs-Kennlinie mit Leerlaufspannung, Kurzschlussstrom, MPP sowie die Bestimmung des Wirkungsgrades
- Transmissions- und Spektral-Eigenschaften einer 250 µm starken ETFE-Folie
- Abschattungsverhalten: Änderung der Leistung eines Moduls mit zunehmender Abschattung, Einfluss der Abschattungsrichtung
- Abschattungseffekte (Einfluss von Teilabschattung z.B. durch Wolken)



Abb. 51: flexible Dünnschichtsolarzellen (Flexcell Sunslicks) im Freien

Es werden keine mechanischen Belastungsversuche, wie etwa Biegeversuche, Zugversuche, etc. durchgeführt. Die Messungen sollen auch zur Bewertung des eigens aufgestellten Modells für die Berechnung des Ertrages möglicher Anlagen, bestehend aus flexiblen Modulen, herangezogen werden.

5.2 Flexcell Sunslick 14W

Bei den untersuchten flexiblen Solarmodulen handelt es sich um amorphe Zellen des Typs Flexcell Sunslick 14W, des Schweizer Herstellers VHF-Technologies. Die Module bieten eine Spitzenleistung von rund 14 W. Aufgrund der geringen Modulabmessungen fiel die Wahl auf diesen Typ. Es gibt weitaus leistungsfähigere und effizientere flexible Module auf dem Markt, doch übertreffen die meisten mit einer Länge von bis zu drei Metern die Abmessungen des Prüfstandes. Zudem mussten für einige Versuche bis zu drei Module auf dem Prüfstand untergebracht werden.

Die Module sind eigentlich als flexible und robuste Solarladegeräte für den mobilen Einsatz auf Booten und Yachten entwickelt worden. Das Sunslick kann durch seine ausreichenden flexiblen Eigenschaften auf gewölbte Oberflächen wie Lukenabdeckungen, Bootsdecks und Fahrzeugdächern montiert werden.

Technische Angaben	Sunslick 14W
Leistung im MPP	13,5 W
Betriebsspannung MPP	15 V
Betriebsstrom im MPP	900 mA
Leerlaufspannung	23 V
Kurzschlussstrom	1.200 mA
Abmessungen	0,35 x 1,31 m
Aktive Fläche	0,28 x 1,22 m
Dicke	1,2 mm
Betriebstemperatur	-20 °C bis +60 °C
Gewicht	900 g

Tabelle 6: Technische Daten >> Flexcell Sunslick 14W (bei STC)
 VHF-Technologies ^[Datenblatt Flexcell]

5.2.1 Bestimmung des Modul-Wirkungsgrades unter STC-Bedingungen

STC-Bedingungen:

Einstrahlungsstärke $E = 1.000 \text{ W/m}^2$, Modultemperatur $T_M = 25 \text{ °C}$, Air Mass $AM = 1,5$

Die aktive Modulfläche beträgt $0,28 \text{ m} * 1,22 \text{ m} = 0,3416 \text{ m}^2$.

Die flächenspezifische Leistung ergibt $\frac{P_{\text{Modul}}}{\text{aktive Fläche}} = \frac{13,5 \text{ W}}{0,3416 \text{ m}^2} \approx 39,5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$.

$$\eta_{STC} = \frac{P_{\text{Modul}}}{P_{\text{Einstrahlung}}} = \frac{39,5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1.000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 0,0395 \equiv 3,95 \%$$

Ein Wirkungsgrad von 4 % ist auch für amorphe Solarzellen vergleichsweise gering.

5.2.2 Kennlinie bei STC

Die ermittelte Kennlinie des Moduls Sunslick 14W ist in dem folgenden Diagramm dargestellt. Der eingetragene Arbeitspunkt der maximalen Leistung (MPP = 13,5 W) liegt bei einem Strom von $I_{MPP} = 0,9$ A und bei einer Spannung von $U_{MPP} = 15$ V vor. Die vom Hersteller angegebene Spitzenleistung von 14 W ist also ein aufgerundeter Wert.

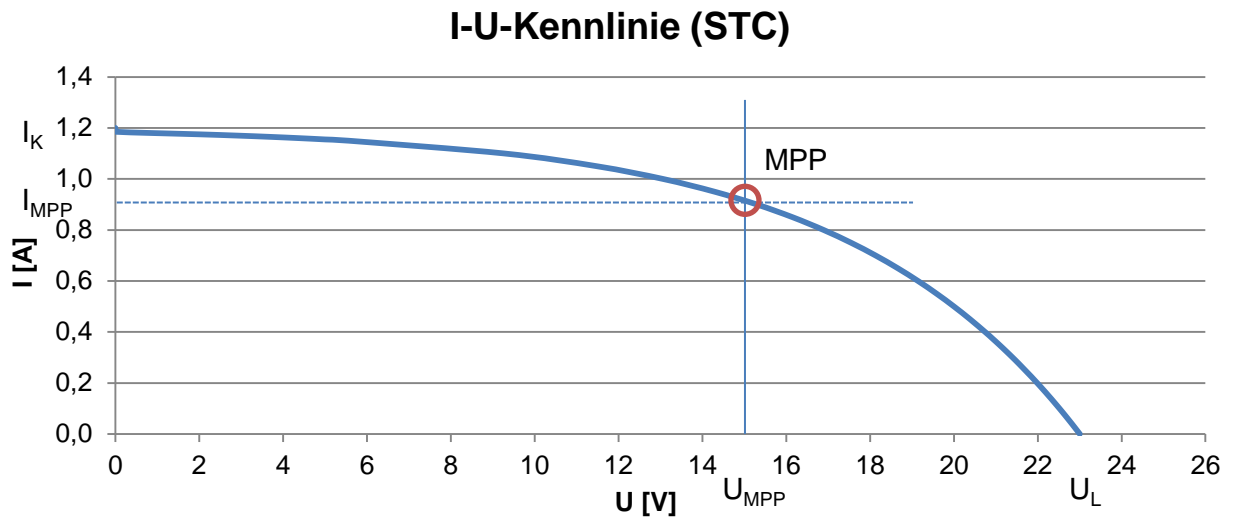


Abb. 52: I-U-Kennlinie des flexiblen Moduls Flexcell Sunslick 14W (STC)

Das I-U-Kennlinienmessgerät PVPM 1000C40 kann die STC-Kennlinie auch unter Bedingungen, die von der Standardbedingung abweichen, berechnen. Dazu muss eine Bestrahlungsstärke von mindestens 500 W/m² auf den zugehörigen Einstrahlungs- und Temperatursensor einwirken.

5.3 Aufbau des Prüfstandes

In der Abbildung 53 ist der Aufbau des Prüfstandes für solarthermische Kollektoren und Photovoltaik-Module dargestellt. Die Beleuchtungsanlage besteht aus insgesamt sechs Metall-Halogenid-Hochdrucklampen, die in zwei Reihen angeordnet sind. Sie hat eine spezifische Strahlungsleistung von 400 bis 1.200 W/m².

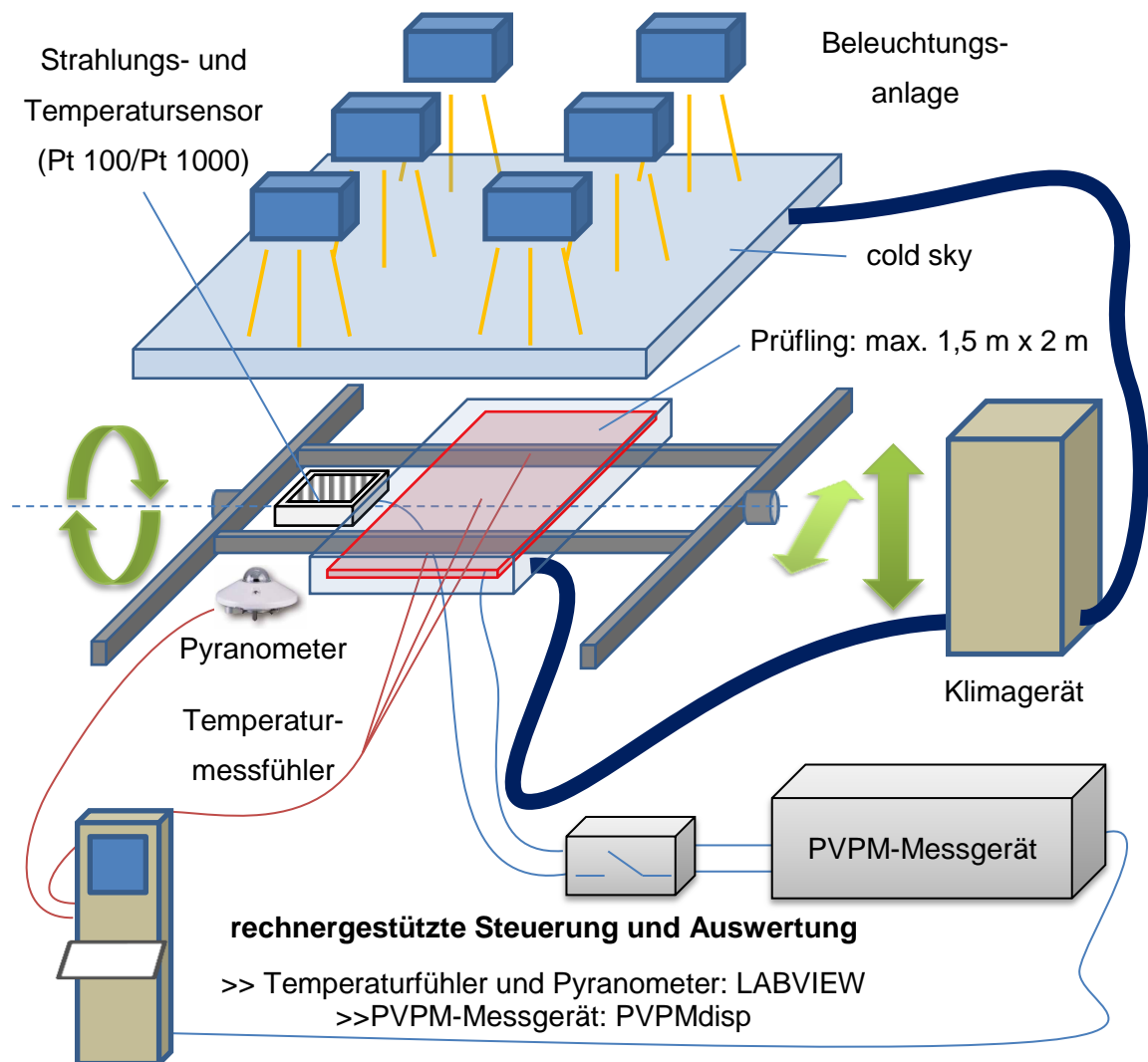


Abb. 53: Schematischer Aufbau des GE-Prüfstandes

Das ausfahrbare Prüfgerüst ist neigbar und höhenverstellbar. Die maximale Testfeldgröße beträgt 1,5 m x 2 m. Außerhalb dieses Bereiches kann keine ausreichend homogene Beleuchtung gewährleistet werden. Die Standard-Testbedingungen (STC) schreiben eine Modultemperatur von 25 °C vor. Um diese sicherzustellen, werden die zu prüfenden Module gekühlt.

Die Module werden über einen Lasttrennschalter an das I-U-Kennlinienmessgerät PVPM 1000C40 angeschlossen. Damit ist auch eine sichere Trennung von Modul und Messgerät

bei anliegender Spannung möglich. Das Messgerät, zu dem auch ein Strahlungssensor mit integriertem Temperatursensor (Pt100/Pt1000) gehört, misst selbsttätig die Strom-Spannungs-Kennlinie des Generators an einer kapazitiven Last und berechnet aus den gewonnenen Daten die effektive Solarzellen-Kennlinie, die Peakleistung (P_{PK}) und den Serienwiderstand (R_S). Somit ist auch das Vermessen von Außenanlagen möglich.



Abb. 54: Prüfstand >> Messung und Auswertung
Rechner und I-U-Kennlinienmessgerät pve 1000C40 mit Lasttrennschalter

Die Steuerung erfolgt über die Software PVPMdisp, die zugleich die Messwerte als I-U-Kennlinie auf einem Rechner darstellt und eine Reihe von Möglichkeiten zur Auswertung sowie das Exportieren der Daten erlaubt. Da sich die Temperaturen von dem zu prüfenden Modul, je nach eingesetztem Zellmaterial, von denen des Einstrahlungssensors (monokristalline Siliziumzelle) unterscheiden können, werden zusätzliche Messfühler vom Typ Pt100 für das Aufnehmen der Modultemperaturen benötigt.

Als Ergebnis einer einzelnen Kennlinienmessung werden folgende Werte angezeigt:

Absolute Werte		Momentanwerte	
Peakleistung	P_{PK}	Strom, Spannung und Leistung im MPP	$I_{MPP}, U_{MPP}, P_{MPP}$
Serieninnenwiderstand	R_S	Leerlaufspannung	U_L
Parallelinnenwiderstand	R_P	Kurzschlussstrom	I_K
		Füllfaktor	FF
		Modultemperatur	T_{MOD}
		effektive Einstrahlung	E_{EFF}

Tabelle 7: Messwerte (PVPM 1000C40)

Zur Ausstattung des Prüfstandes gehört ein Pyranometer, das die Bestrahlungsstärke parallel zum Einstrahlungssensor über einen Rechner (LabView) direkt in der Einheit W/m^2 ausgibt.

5.4 Temperaturabhängigkeit

Der Einfluss der Temperatur ist in der Praxis von großer Bedeutung. In den Zellen werden bei dem heutigen Stand der Technik maximal 15 % der eintreffenden Sonnenenergie in Strom umgesetzt. Der Rest der Strahlung wird in Wärme umgewandelt und heizt die Zellen auf. So können im Sommer bei hoher Sonneneinstrahlung Zelltemperaturen von bis zu 70 °C auftreten. Durch die höheren Temperaturen werden in der Raumladungszone zusätzliche Ladungsträgerpaare generiert, wodurch der Kurzschlussstrom zwar geringfügig ansteigt, die Leerlaufspannung aber im Verhältnis deutlich stärker abfällt. Damit sinkt die Leistung im MPP.

Abbildung 55 Einfluss verdeutlicht die Verhältnisse.

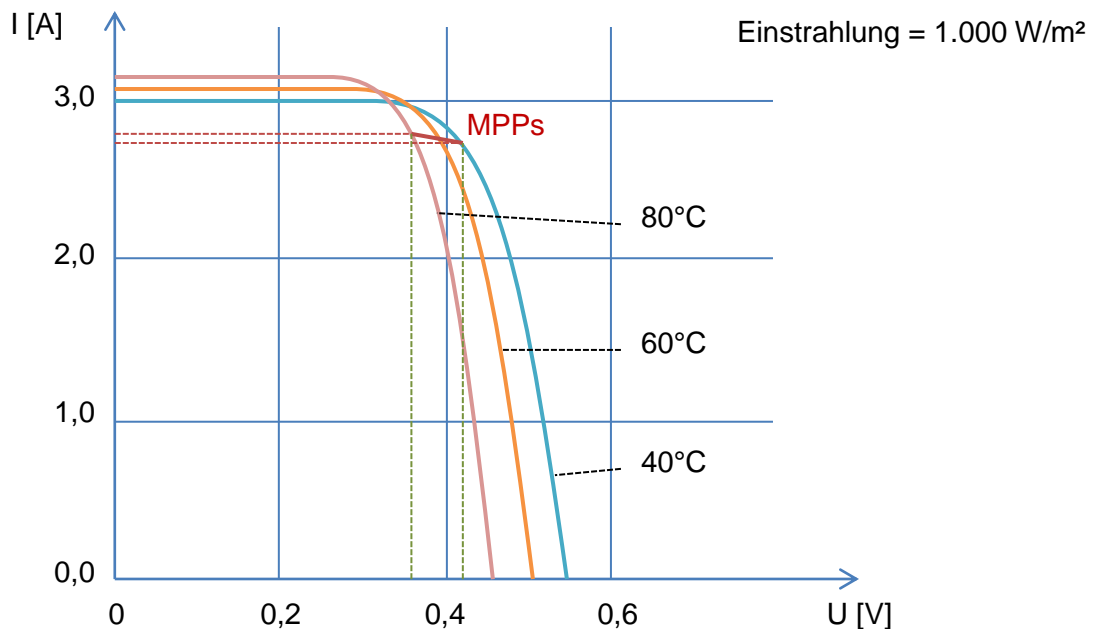


Abb. 55: Einfluss der Temperatur auf die I-U-Kennlinie am Bsp. eines Si-Solarmoduls

e.D.n. [A >> Waller]

Mit steigender Zelltemperatur fällt auch der Wirkungsgrad entsprechend ab. Die folgende Untersuchung soll die Abhängigkeit des Wirkungsgrades flexibler amorpher Dünnschichtszellzellen von der Temperatur aufzeigen.

5.4.1 Versuchsbeschreibung

Untersucht wird das flexible Modul im planen Zustand. Es wird im Zentrum der Prüfebene platziert und mit einem Temperaturfühler rückseitig ausgestattet. Die Daten für die Kennlinienerstellung werden dann bei steigender Modultemperatur aufgezeichnet.

5.4.2 Messergebnisse/Auswertung

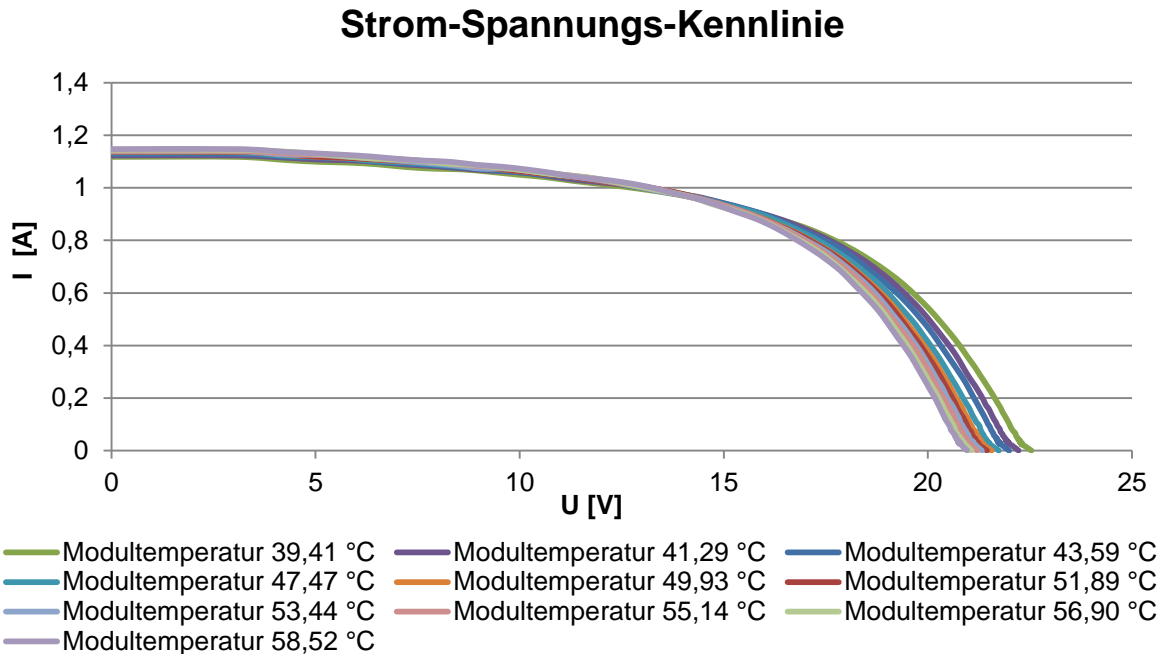


Abb. 56: Strom-Spannungs-Kennlinie in Abhängigkeit von der Modultemperatur
 $E = 1.132 \text{ W/m}^2$

Wie zu erwarten war, tritt der Effekt auch bei flexiblen Strukturen auf Basis von amorphem Silizium auf. Folgende Messergebnisse wurden ermittelt: Mit zunehmender Temperatur sinkt die Leerlaufspannung um $-0,366 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ (bzw. um $-0,0825 \text{ V/}^\circ\text{C}$). Der Kurzschlussstrom nimmt dabei um $0,138 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ (bzw. um $0,0015 \text{ A/}^\circ\text{C}$) zu. Die Leistung im MPP geht um $-0,173 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ bzw. (bzw. um $-0,0249 \text{ W/}^\circ\text{C}$) zurück.

Temperaturkoeffizient	bezogen auf	Herstellerangabe	Messung
Alpha	Kurzschlussstrom	0,086 %/°C	0,138 %/°C
Beta	Leerlaufspannung	-0,237 %/°C	-0,366 %/°C
Gamma	Leistung im MPP	-0,15 %/°C	-0,173 %/°C

Tabelle 8: Temperaturkoeffizienten (Messergebnisse)

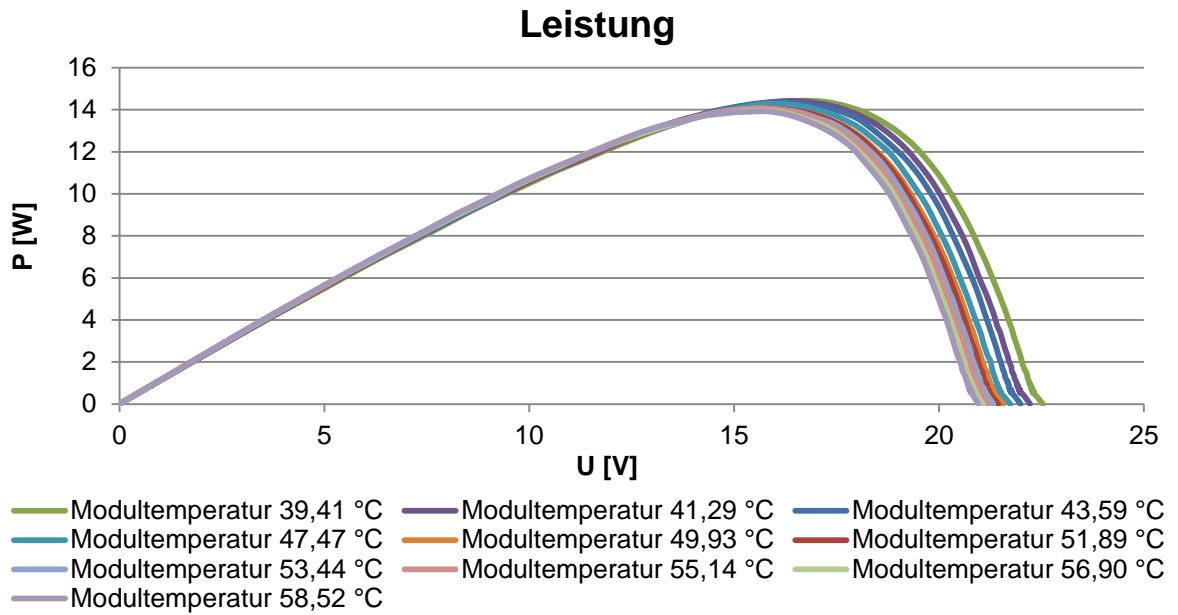


Abb. 57: Leistung in Abhängigkeit von der Modultemperatur

Die Modulleistung nimmt nicht im gleichen Maße ab wie die Leerlaufspannung.

Wie Abbildung 58 zeigt, steigt die Modultemperatur am Anfang des Aufwärmprozesses stark an. Mit zunehmender Zeit verlangsamt sich der Temperaturanstieg, bis sie ihrem endgültigen Wert zustrebt. Wie nahezu alle natürlichen Wachstumsvorgänge folgt auch die Temperaturzunahme einer Exponentialfunktion.

Die Messungen wurden bei nur leicht zunehmenden Umgebungstemperaturen ermittelt, so dass es dadurch zu keinen nennenswerten Verfälschungen der Messergebnisse kommen konnte.

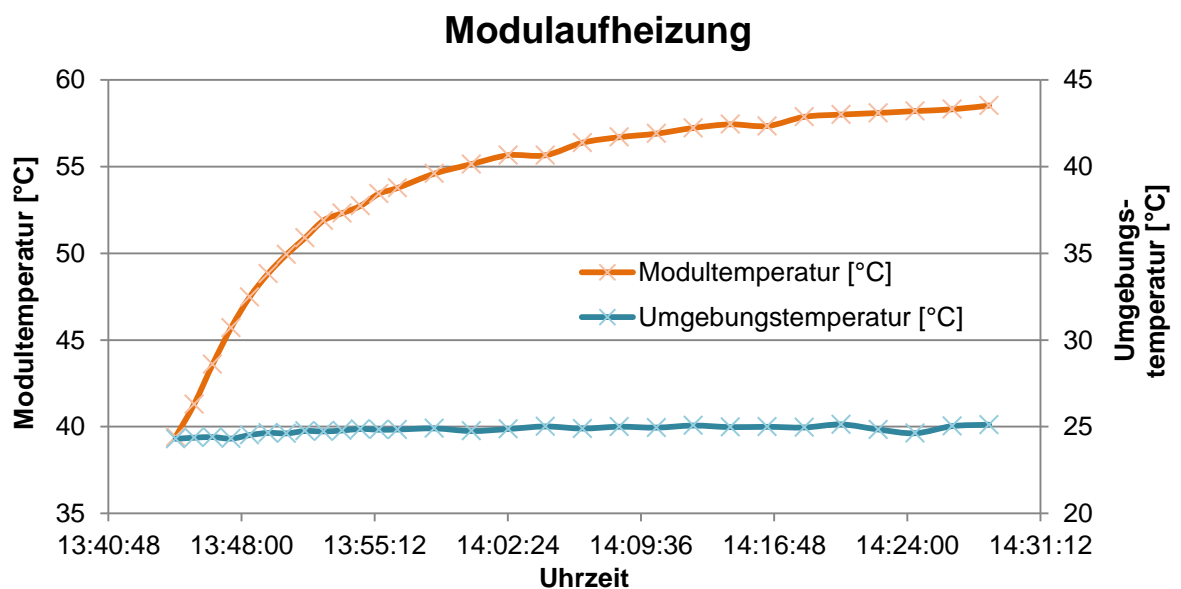


Abb. 58: Modulaufheizung >> Modul- und Umgebungstemperatur

Korrelation zw. Modultemperatur und Wirkungsgrad

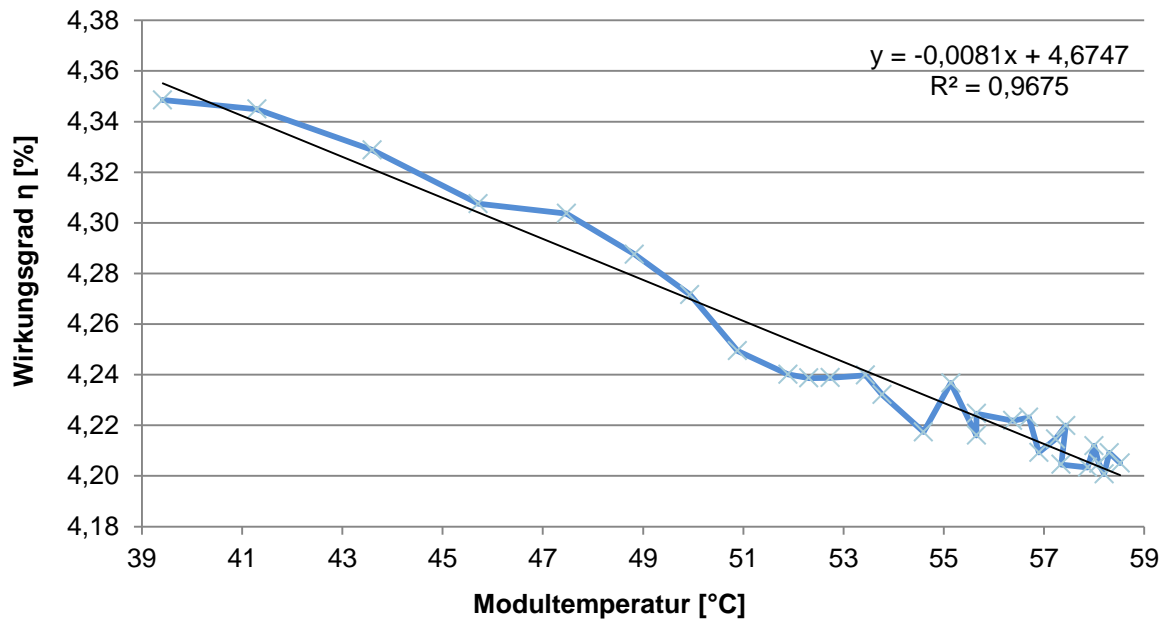


Abb. 59: Beziehung zwischen Modultemperatur und -wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad ist von der Modultemperatur mit einem Bestimmtheitsmaß von 97 % linear abhängig. Der Wirkungsgrad nimmt dabei um den Faktor $-0,0081 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ ab. Bei einer Temperaturzunahme von etwa $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ sinkt der Wirkungsgrad um ca. $0,15 \text{ \%}$.

Die bei unterschiedlichen Modultemperaturen gemessenen Wirkungsgrade liegen unter Standardbedingungen im Bereich des in Abschnitt 5.2.2 berechneten Wirkungsgrades von $3,95 \text{ \%}$.

5.5 Abschattungsversuch

Zweck dieses Versuches ist die Bestimmung der Abhängigkeit der Leistung von der Verschattungsrichtung.

5.5.1 Versuchsbeschreibung

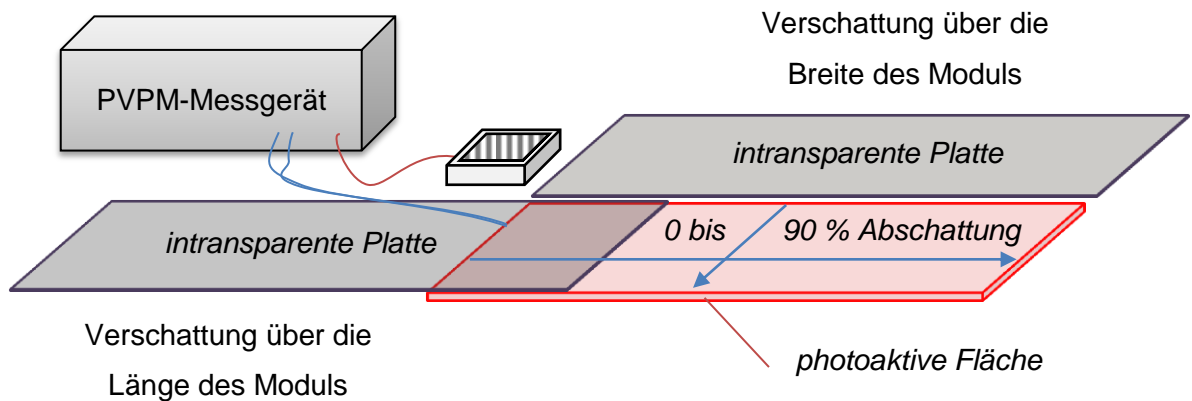


Abb. 60: Verschattung des Moduls

Das plane Modul wird über die Länge (1,22 m) und über die Breite (0,28 m) der aktiven Fläche mit einem lichtundurchlässigen Gegenstand nacheinander abgedeckt. Dabei wird das Modul in 10 %-Schritten von 0 bis 90 % der Fläche abgeschattet und die Strom-Spannungs-Kennlinie mit Hilfe des I-U-Kennlinienmessgerätes pve 1000C40 ermittelt.

Für die beiden Verschattungsrichtungen werden je zehn Messwerte aufgenommen, angefangen bei null prozentiger Verschattung bis zu einem Verschattungsgrad von 90 Prozent.

5.5.2 Messergebnisse/Auswertung

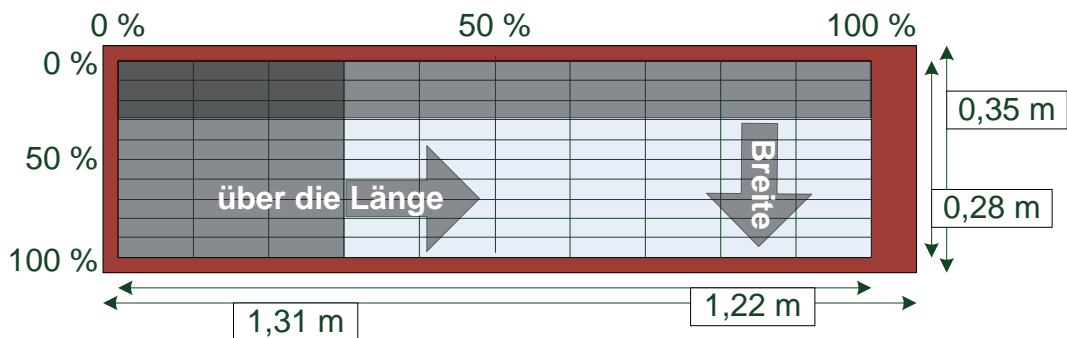


Abb. 61: Einteilung der Abschattungsflächen

5.5.2.1 Abschattung über die Breite

Bei der Abschattung über die Breite des Moduls brechen sowohl die Spannung als auch der Strom ein. Die Abbildungen 62 und 63 verdeutlichen die Zusammenhänge: Der Strom nimmt mit zunehmender Verschattung exponentiell, die Spannung linear ab.

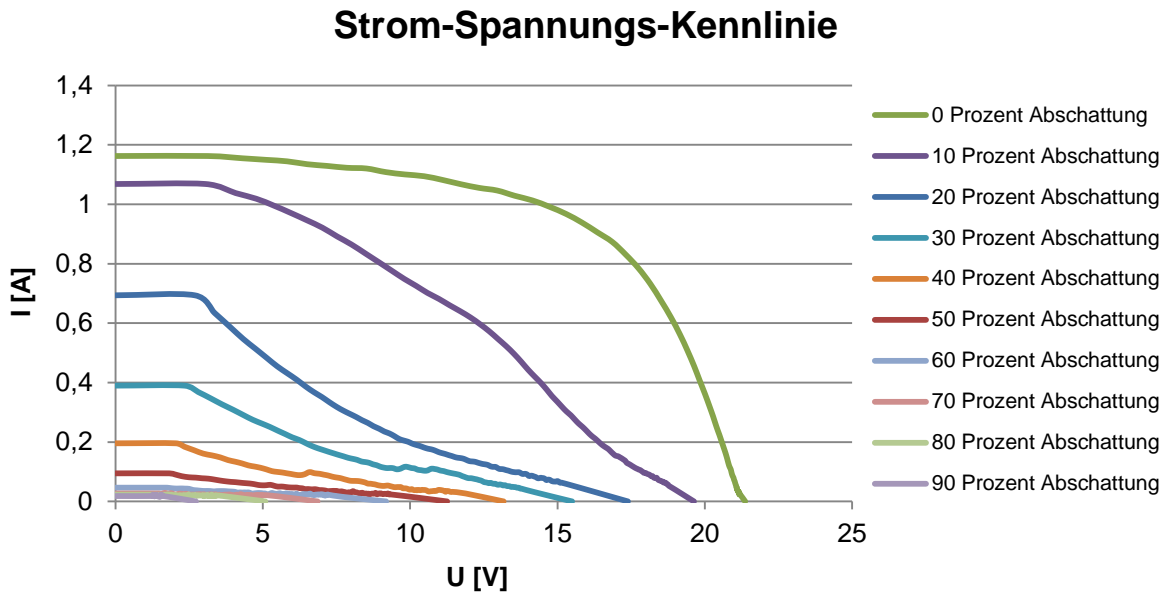


Abb. 62: Strom-Spannungs-Kennlinie bei Abschattung über die Breite des Moduls

Die Einstrahlungsleistung E auf den Strahlungs- und Temperatursensor beträgt während der Aufnahme der Messwerte im Schnitt 1.126 W/m^2 . Die Temperatur nimmt dabei um ca. $1 \text{ }^\circ\text{C}$ zu. Der Temperaturkoeffizient der Leistung beträgt ca. $-0,02 \text{ W je } ^\circ\text{C}$. Dieser Einfluss ist also vernachlässigbar klein.

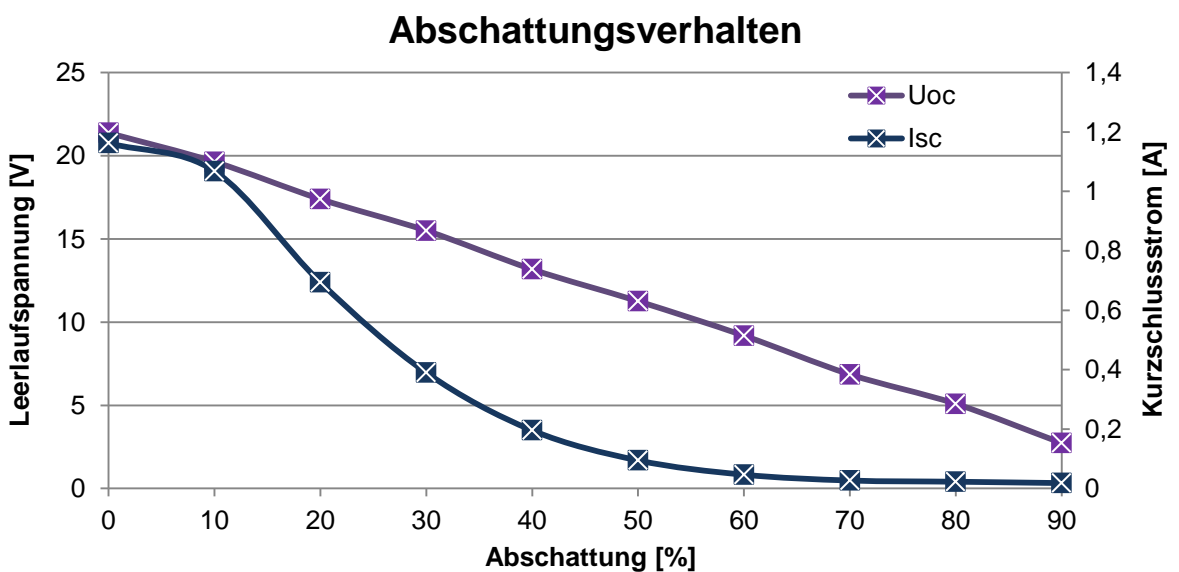


Abb. 63: Korrelationen zw. Abschattung und Leerlaufspannung bzw. Kurzschlussstrom

Der im I-U-Kennlinienmessgerät pve 1000C40 integrierte MPP-Tracker fährt die Kennlinie des Photovoltaikmoduls durch Variierung des Lastwiderstandes ab und ermittelt dabei die maximal erzielbare Leistung bei der jeweiligen Verschattung.

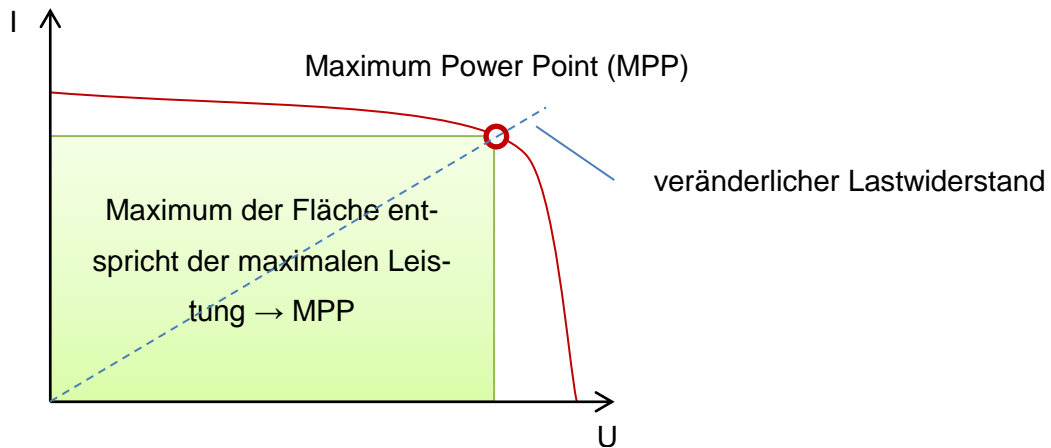


Abb. 64: Ermittlung des MPPs

Abbildung 65 verdeutlicht die Zusammenhänge: Bereits bei einer Verschattung von 10 % der photoaktiven Fläche fällt die maximale Leistung auf annähernd die Hälfte der erzielbaren Spitzenleistung ohne Verschattung ab, von 14,93 W auf 7,5 W. Bei 20 % sind es nur noch 2,52 W.

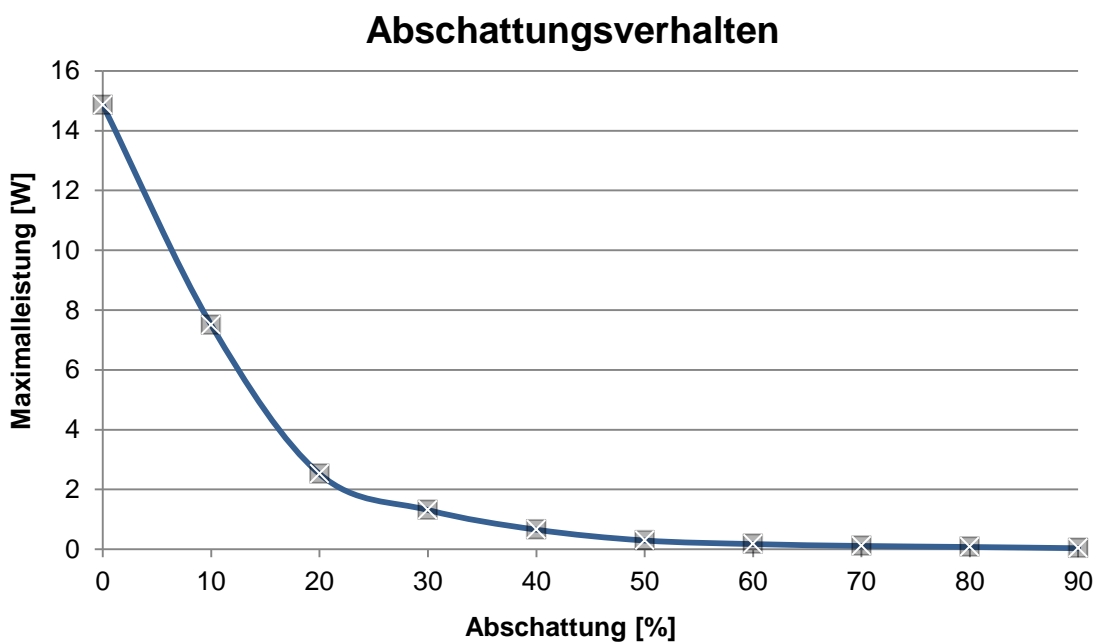


Abb. 65: Beziehung zw. MPP und Abschattungsgrad (Abschattung über die Breite)

5.5.2.2 Abschattung über die Länge

Ein stark linearer Zusammenhang existiert zwischen der Verschattung in Längsrichtung und der Leistung des Moduls im MPP. Die Stromwerte des Moduls nehmen mit zunehmender Verschattung proportional ab. Die Spannung bleibt bis zu einem Verschattungsgrad von etwa 70 % nahezu konstant.

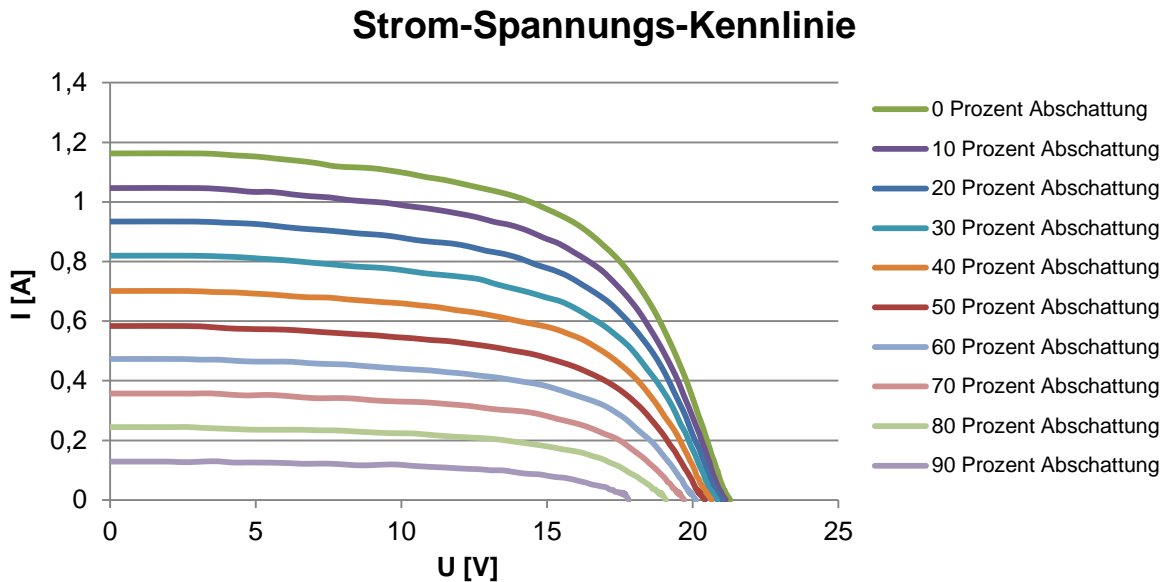


Abb. 66: Strom-Spannungs-Kennlinie bei Abschattung über die Länge des Moduls

Die Einstrahlungsleistung E auf den Strahlungs- und Temperatursensor beträgt während der Aufnahme der Messwerte im Schnitt 1.125 W/m². Die Temperatur nimmt dabei um ca. 0,2 °C zu. Auch hier ist der Einfluss der Temperatur zu vernachlässigen.

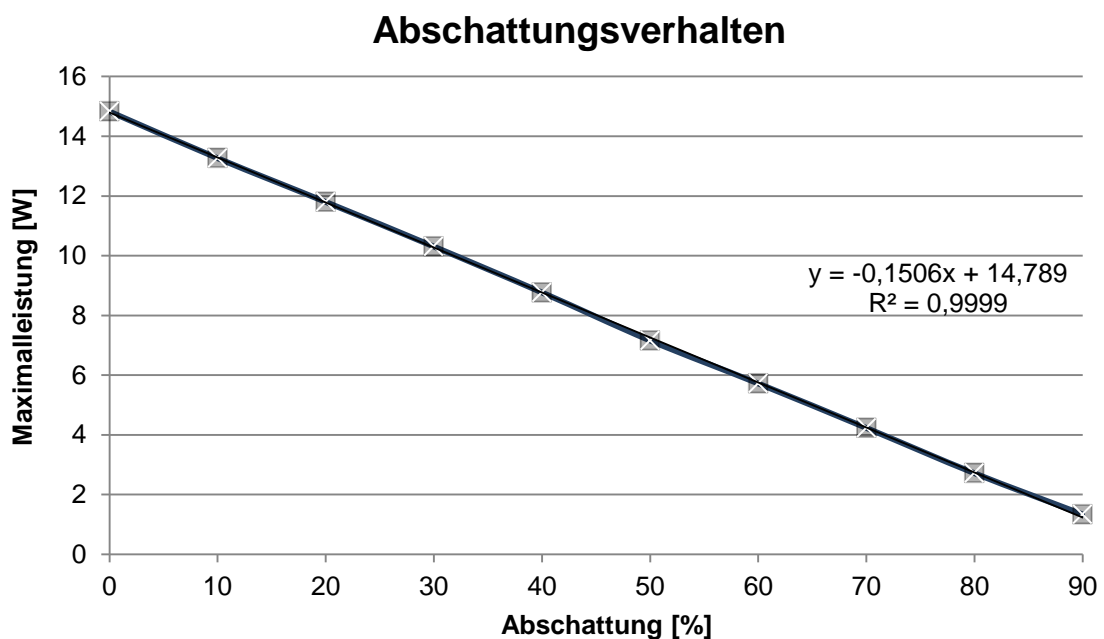


Abb. 67: Beziehung zw. MPP und Abschattungsgrad (Abschattung über die Länge)

Die Verschattungsrichtung spielt bei den untersuchten Modulen vom Typ Sunslick 14W eine entscheidende Rolle. Da die Module dieses Typs keine internen Freilaufdioden besitzen, ist bei der Ausrichtung darauf zu achten, dass sie nach Möglichkeit nur entlang der Breitenachse gekrümmt (siehe Abbildung 68) werden. Die durch die Krümmung verursachte Verschattung auf der sonnenabgewandten Seite fällt bei dieser Art der Krümmung, wie die Ergebnisse zeigen, nur unwesentlich ins Gewicht.

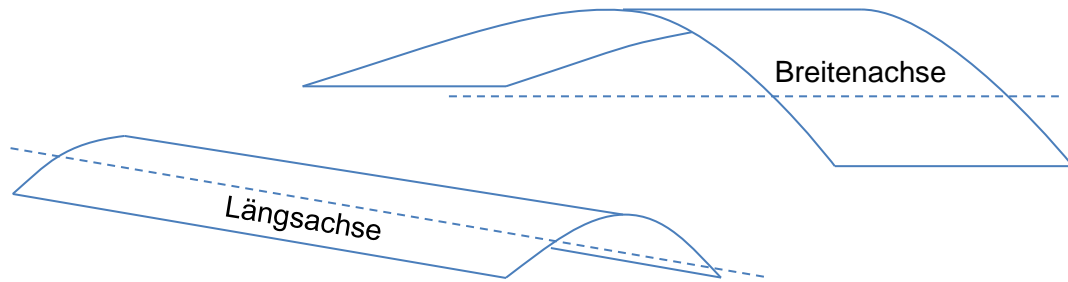


Abb. 68: Krümmungsachsen

Über das Abschattungsverhalten des Moduls kann auf die interne Verschaltung geschlossen werden:

Bei der Verschaltung von Gleichspannungsquellen (äquivalent zu Solarzellen) in Serie, addieren sich die Spannungen gemäß der Abbildung 69. Der Strom, der durch alle Spannungsquellen fließt, bleibt dabei konstant. Werden die Spannungsquellen parallel verschaltet, addieren sich die Ströme zu einem Gesamtstrom. Der resultierende Betrag der Gesamtspannung entspricht dem der Einzelspannungen.

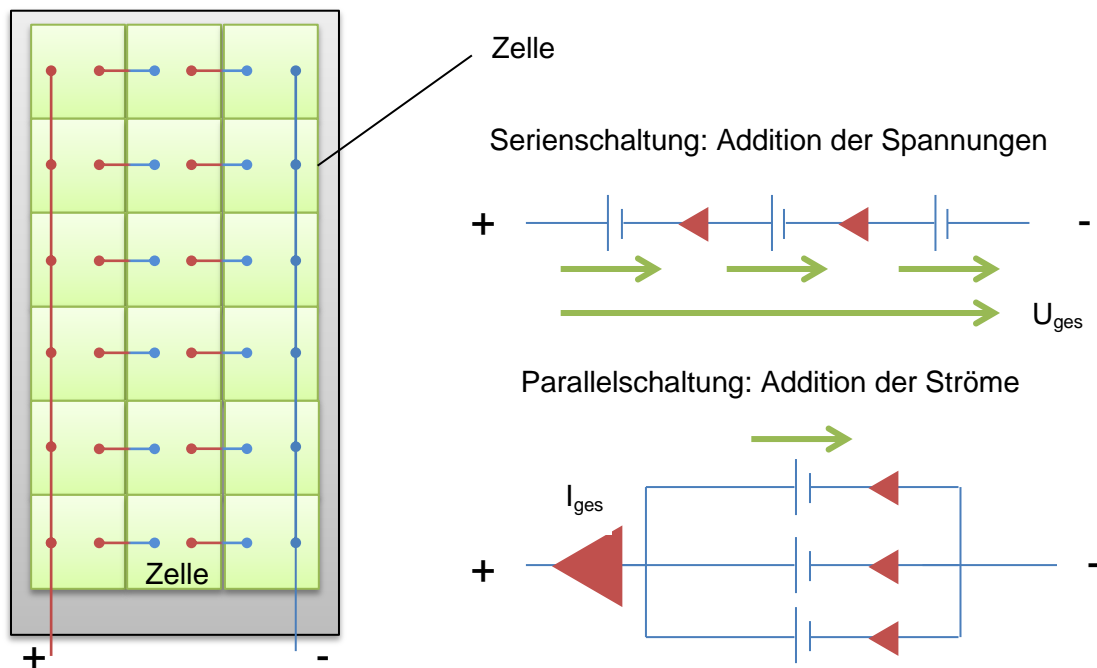


Abb. 69: Prinzipielle Verschaltung des flexiblen Moduls Sunslick 14W
Zellenanzahl kann abweichen

Da bei der Abschattung über die Länge des Moduls der Strom proportional zur abgeschatteten Fläche abnimmt und die Spannung annähernd konstant bleibt, müssen die Zellen über die Länge des Moduls parallel verschaltet sein. Folglich sind die Zellen über die Breite in Serie verschaltet.

Die interne Verschaltung hat einen entscheidenden Einfluss auf den Betrieb der Dünnschichtsolarzelle, denn Abschattungen über die Länge, auch die, die nur zu einer Reduzierung der Einstrahlungsleistung und nicht zu einer vollkommenen Abschattung des Moduls führen, haben deutlich geringeren Einfluss auf die Leistung, als die, die sich über die Breite ausdehnen. Die in einem späteren Abschnitt beschriebenen modulinternen Mismatchingverluste fallen also bei der Verschattung über die Breite des Moduls höher aus.

5.6 Mismatching bei Serien- und Parallel-Verschaltung

Mismatching-Verluste entstehen unter anderem bei unterschiedlichen Einstrahlungsintensitäten, etwa durch Schattenwurf von Gebäuden oder Wolken auf die in Serie verschalteten Solarmodule. Dabei bestimmt das Modul mit der größten Abschattung den Strom des gesamten Stranges. Abschattung bedeutet hierbei nicht, dass das Modul gar keiner Bestrahlung mehr ausgesetzt ist, sondern, dass es im Bereich der Abschattung zu deutlichen Minderungen der Einstrahlungsleistung kommt. Als Mismatching wird im Allgemeinen auch die in der Produktion auftretende Schwankung der Modul- bzw. Zellenleistung einer Serie bezeichnet. Diese Art ist aber nicht Gegenstand der Untersuchung.

Prinzipiell können Mismatching-Verluste krümmungsbedingt auch innerhalb eines flexiblen Moduls auftreten. Diese Verluste können in dieser Untersuchung jedoch nicht erfasst werden, da die einzelnen Zellen innerhalb des Moduls nicht elektrisch abgegriffen werden können.

Der Einsatz von Freilaufdioden, welche die abgeschatteten Module überbrücken, kann Mismatching-Verluste auf ein Minimum reduzieren. Dabei fällt nur die Leistung des abgeschatteten Moduls aus der Leistungsbilanz des Stranges heraus. Alle anderen Module liefern konstante Leistungen bei nahezu unbeeinflusstem Strangstrom. Das Spannungsniveau des Stranges reduziert sich dann jedoch um die Spannung des überbrückten Moduls.

Zudem können mit Hilfe von Freilaufdioden Hotspots verhindert werden. Sie entstehen, wenn das Modul in Folge der Abschattung entlang des Stranges zu einer elektrischen Last wird und die Spannungen der restlichen Module über dem abgeschatteten Modul anliegen. Das kann zu einem Durchbruch im Bereich des pn-Überganges (Hot Spot) und damit zur Zerstörung des Moduls führen, äquivalent zum Dioden-Durchbruch beim Anliegen einer zu großen Sperrspannung.

Ziel dieser Untersuchung ist das Erfassen und Vergleichen von Mismatching-Verlusten bei seriell verschalteten Anlagen, mit und ohne Freilaufdioden, im Unterschied zu parallel verschalteten, flexiblen Dünnschichtsolarmodulen. Bei parallel verschalteten Anlagen können Mismatching-Verluste im Prinzip nicht auftreten, da der Strom über andere Zweige abfließen kann. Doch für eine sinnvolle Anwendung ist eine Erhöhung des Gleichspannungsniveaus notwendig. Dies kann nur durch eine serielle Verschaltung der Module bewerkstelligt werden.

5.6.1 Versuchsbeschreibung

Für den Versuch zur Bestimmung der Mismatching-Verluste werden drei Module des Typs Flexcell Sunslick 14W auf drei verschiedene Arten und Weisen miteinander verschaltet und nacheinander im Beleuchtungslabor gemessen: Die erste Konfiguration ist die serielle Verschaltung. Im zweiten Messdurchgang wird die serielle Verschaltung entsprechend der Abbildung 70 durch drei Freilaufdioden des Typs IN5400 (3 A, 50 bis 1.000 V) ergänzt. Diese Verschaltung ist die zweite Konfiguration. Die dritte Verschaltungsart ist die Parallelschaltung. Die Module werden folgendermaßen auf dem Prüfstand platziert:

Prüfstand (Draufsicht): Platzierungs- und Verschaltungsmöglichkeiten

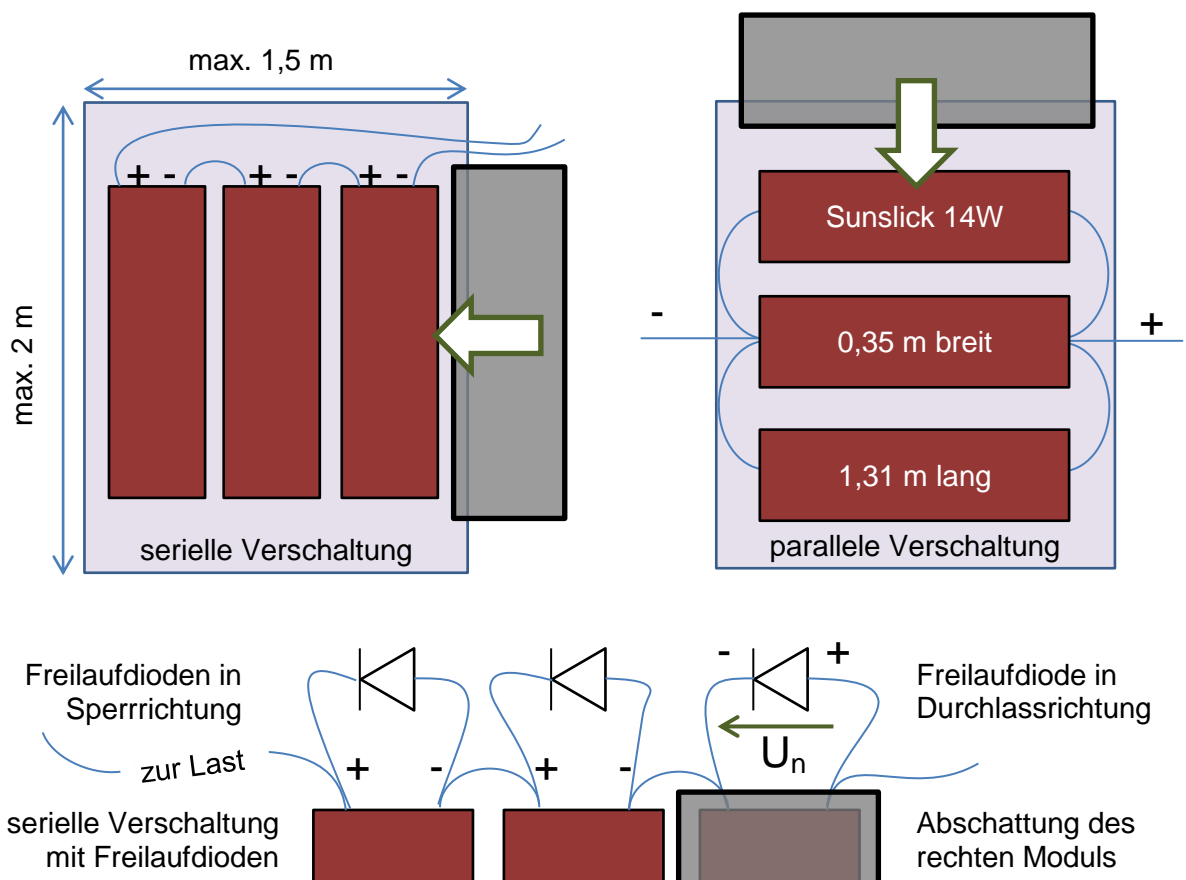


Abb. 70: Aufbau zur Bestimmung der Mismatching-Verluste

Die Messung beginnt mit der Aufnahme der Kennlinie für den Fall, dass keines der Module abgedeckt ist. Danach werden die Module Stück für Stück abgedeckt, bis alle nur noch mit der reduzierten Einstrahlungsleistung versorgt werden. Dabei werden jeweils die Kennlinien ermittelt.

Fall	durchschnittliche Einstrahlungsleistung	
ohne Reduktion	1.030,19 W/m ²	100,00 %
mit Reduktion	373,20 W/m ²	36,23 %

Tabelle 9: Reduktion der Einstrahlung

Die Einstrahlungsleistung wird durch das Gewebe um etwa 64 % reduziert.

Abbildung 71 zeigt die plan aufgelegten Module, die durch ein Netzgewebe abgedeckt werden. In diesem Fall sind gerade zwei der drei Module abgeschattet.

Der zu dem Kennlinienmessgerät pve 1000C40 gehörende kombinierte Temperatur- und Einstrahlungsmesssensor sowie das Pyranometer sind auf der linken Seite der Abbildung 71 zu erkennen. Das Netzgewebe ist zur deutlichen Reduzierung der Einstrahlung zweilagig aufgelegt.

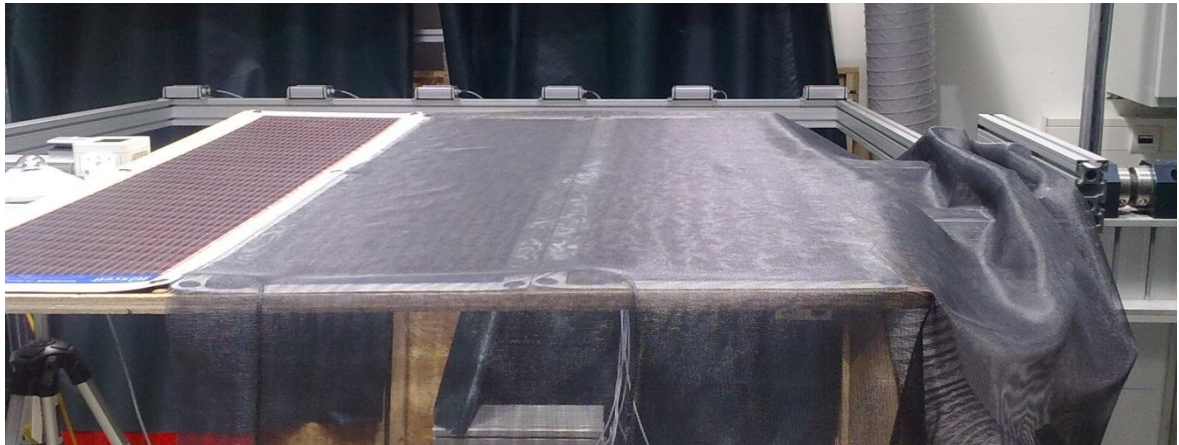


Abb. 71: Abschattung der Module durch ein Netzgewebe

5.6.2 Messergebnisse/Auswertung

Zu Beginn der Auswertung werden die Messergebnisse für die Parallelschaltung dargestellt und beschrieben, bei der keine Mismatchingverluste erwartet werden. Anschließend werden die Ergebnisse der seriellen Verschaltung ohne Leerlaufdioden betrachtet. Welchen Einfluss die Dioden auf die Leistung der seriell verschalteten Module haben, wird dann zum Schluss dieses Abschnittes erläutert.

5.6.2.1 Parallele Verschaltung

Bei der Parallelschaltung reduziert sich mit zunehmender Abschattung der Module der abgreifbare Gesamtstrom der Photovoltaikanlage. Die Leerlaufspannung bleibt nahezu unverändert, bricht jedoch mit der vollständigen Abdeckung der drei Module um etwa 12 % ein.

Strom-Spannungs-Kennlinie der Parallelschaltung

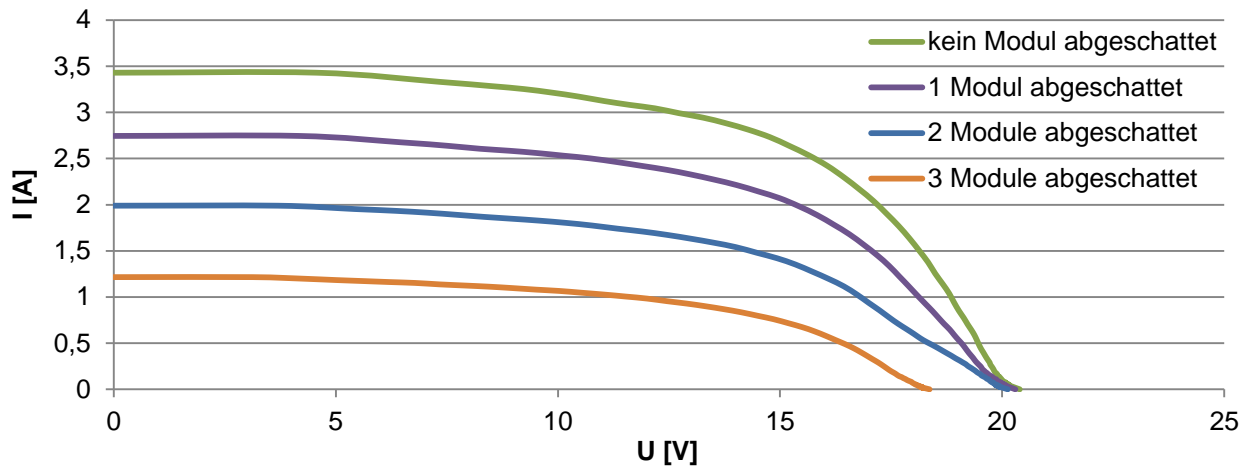


Abb. 72: I-U-Kennlinien bei paralleler Verschaltung dreier Module

Die Gesamtleistung im MPP nimmt mit der zunehmenden Anzahl der abgeschatteten Module streng linear ab:

Abschattungsverhalten

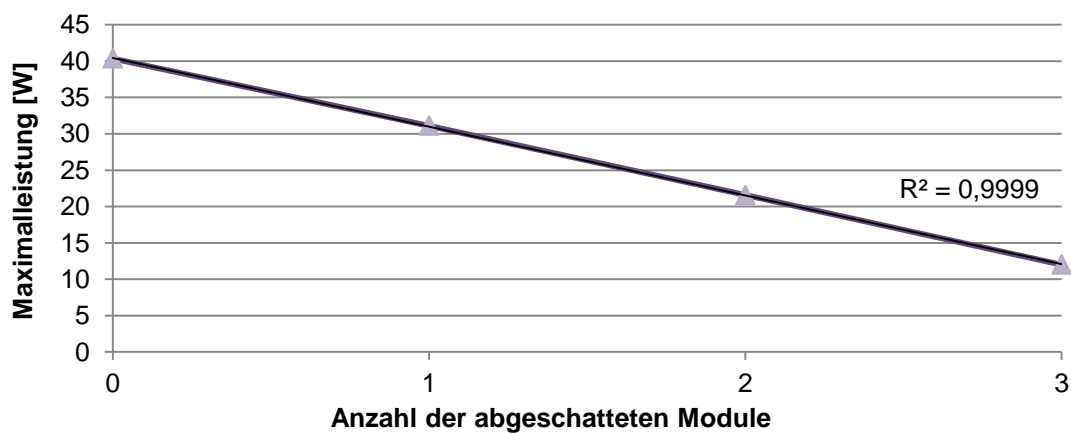


Abb. 73: Korrelation von Leistung im MPP und der Abschattung parallele Verschaltung

5.6.2.2 Serielle Verschaltung

Bei der seriellen Verschaltung liegt der Einbruch der Gesamtleistung der drei Module bei etwa 50 %, im Gegensatz zur ungehinderten Einstrahlung. Dieser doch erhebliche Einbruch ist bei der Verschattung bereits eines Moduls festzustellen.

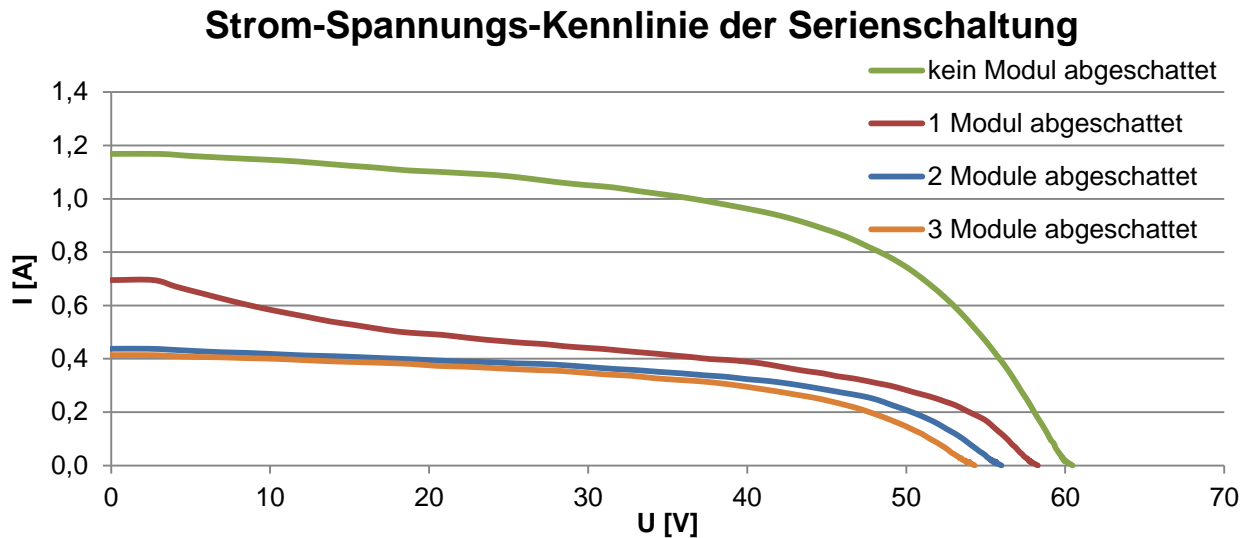


Abb. 74: I-U-Kennlinie der seriellen Verschaltung

Ob zwei oder drei Module verschattet sind, spielt bei der seriellen Verschaltung kaum eine Rolle. Die erzielten Leistungswerte sind nahezu identisch, wie es die folgende Abbildung verdeutlicht.

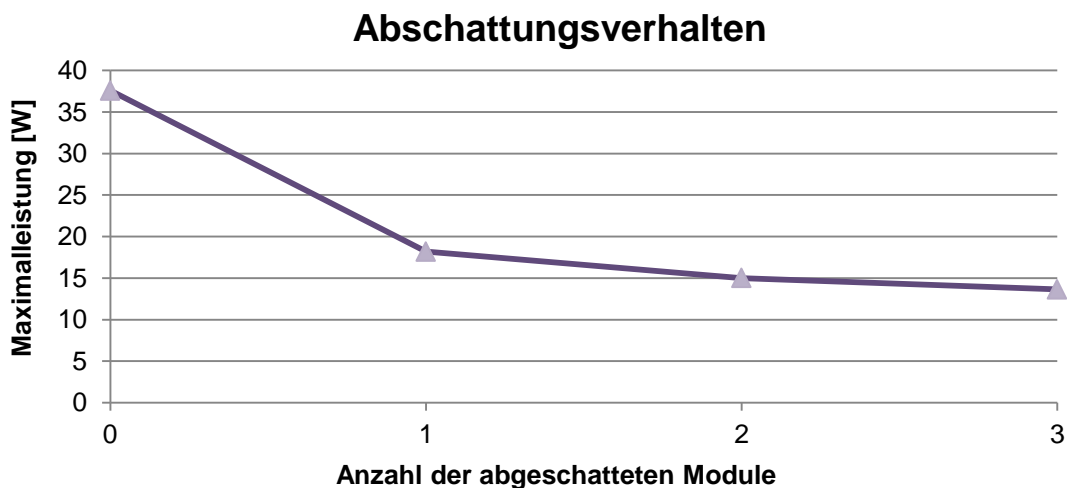


Abb. 75: Korrelation von Leistung im MPP und der Abschattung serielle Verschaltung

Bei der seriellen Verschaltung (Addition der Spannungen) erwartet man naturgemäß mit jedem zusätzlich abgeschatteten Modul einen drastischen Rückgang der Leerlaufspannung der gesamten PV-Anlage. Doch es verhält sich wie bei der Reduktion der Einstrahlungsintensität auf ein einzelnes Modul, bei dem der reduzierte Kurzschlussstrom viel

stärker ins Gewicht fällt, als die nur geringfügig zurückgehende Leerlaufspannung. Somit nimmt die Leerlaufspannung der Gesamtanlage ebenfalls nur geringfügig ab (Abb. 74).

5.6.2.3 Serielle Verschaltung unter Einsatz von Freilaufdioden

Wird ein Modul verschattet, versagt es als Stromquelle und wird selber zu einem elektrischen Verbraucher mit einem erhöhten Innenwiderstand, an dem nun die Restspannung der übrigen nicht verschatteten Module abfällt. Diese Spannung ist genau entgegengerichtet der Spannung, die im normalen Betrieb anliegt. Durch diesen Potenzialwechsel am abgeschatteten Modul wird die Leerlaufdiode in Durchlassrichtung gepolt. Die Diode benötigt für die Durchleitung des Stromes eine Spannung von mindestens 0,6 V. Da das gegeben ist, wird mit der Freilaufdiode das abgeschattete Modul überbrückt und ein nur minimal verringerter Durchfluss des Stromes (Eigenwiderstand der Diode) ermöglicht.

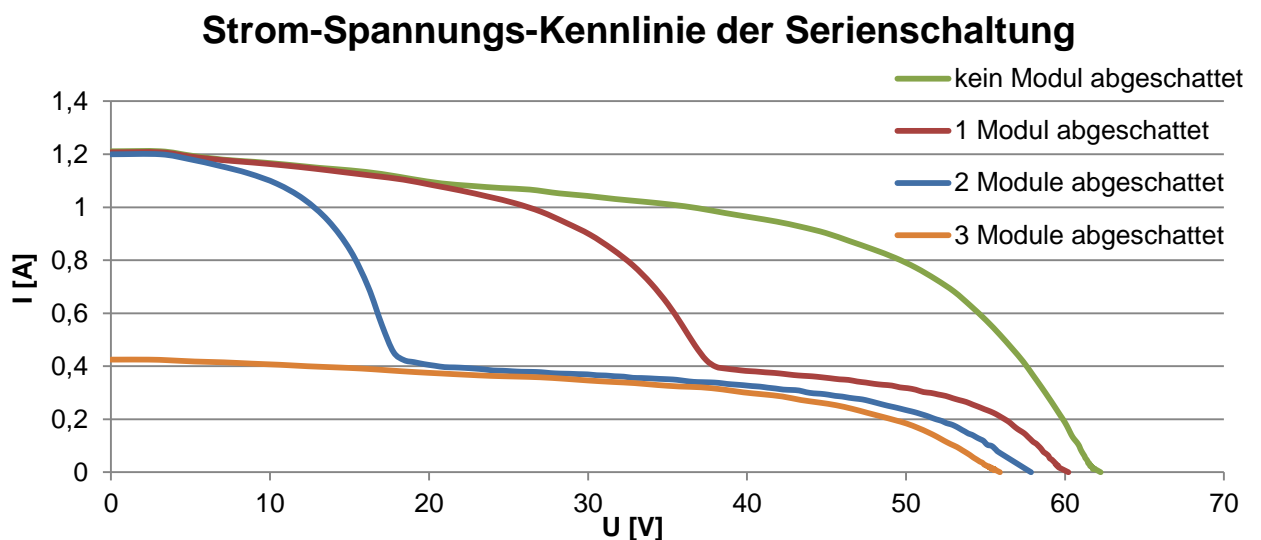


Abb. 76: I-U-Kennlinie der Serienschaltung mit Freilaufdioden

Die Fläche in der Abbildung 76 zwischen der grünen und der roten Kurve, ist genau der Anteil der Leistung, der durch die Verschattung eines Moduls verloren geht. Die Diode bewirkt jedoch, dass das höhere Stromniveau der beiden anderen Module nicht durch das abgeschattete Modul abgesenkt wird.

Gut zu erkennen ist die Charakteristik der Serienschaltung, bei der sich die Spannungen addieren. So ergibt die Addition der Spannungswerte der blauen (2 Module abgeschattet) und der roten Kurve (1 Modul abgeschattet) annäherungsweise die der grünen Kurve (kein Modul abgeschattet).

Sinkt der Gesamtstrom bedingt durch die Laständerung des Kennlinienmessgerätes auf den reduzierten Stromwert des abgeschatteten Moduls, so dreht sich die Richtung des Potentials am abgeschatteten Modul wieder um. Der Widerstand der Diode, die nun in Sperrichtung gepolt ist, wächst extrem an. Der Strom fließt wieder auf einem zwar niedrigen Niveau, doch dann erneut durch alle drei Module.

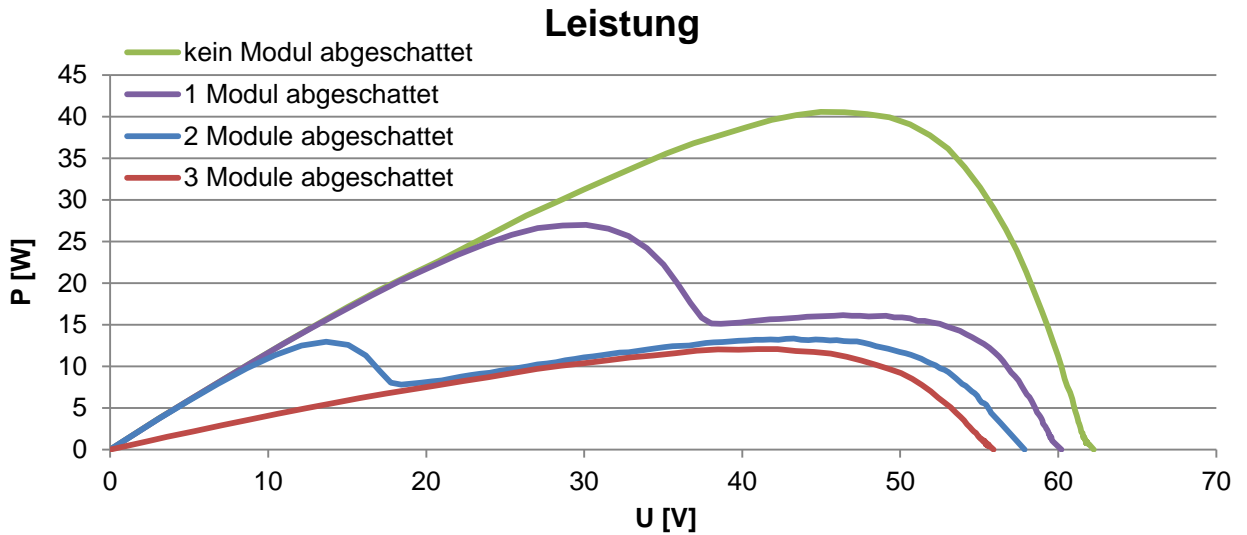


Abb. 77: P-U-Kennlinie der Serienschaltung mit Freilaufdioden

Das Abschattungsverhalten ist bis zur Abschattung von zwei Modulen augenscheinlich streng linear (Abbildung 78). Ist zusätzlich das dritte Modul abgeschattet, bringen auch die Freilaufdioden keine Verbesserung der Leistungscharakteristik.

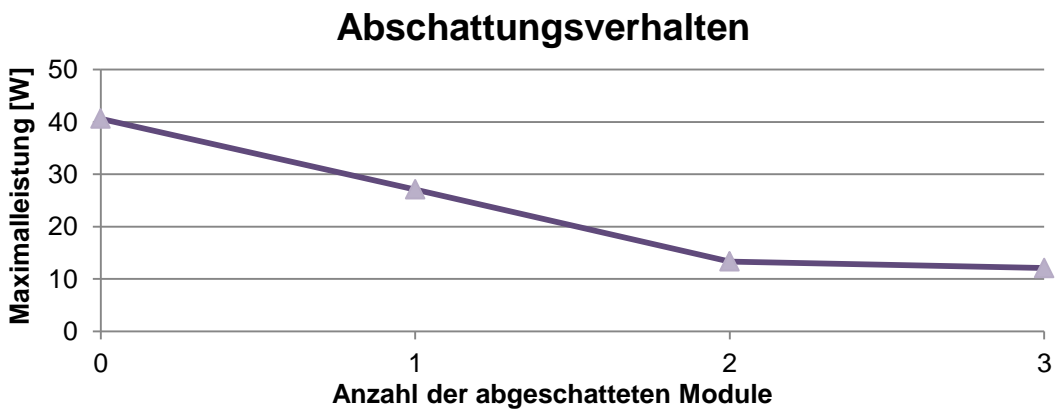


Abb. 78: Korrelation von Leistung im MPP und der Abschattung serielle Verschaltung mit Dioden

5.6.2.4 Vergleich

Der Rückgang der Leistungen bei allen drei beschriebenen Konfigurationen und bei der Abschattung aller Module entspricht einer Einstrahlungsminderung von etwa 64 %, die durch das Netzgewebe verursacht wird.

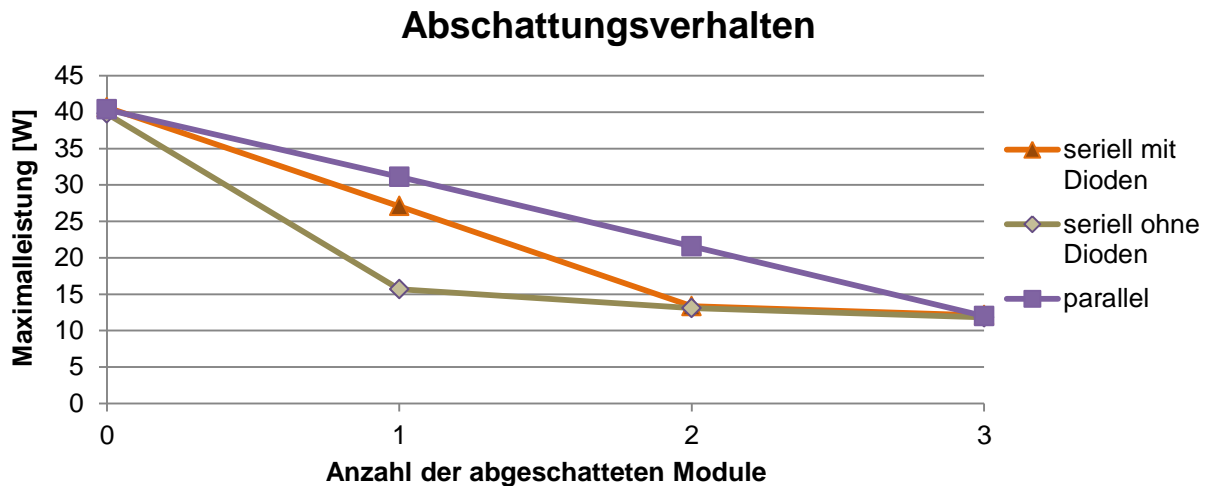


Abb. 79: Korrelation von Leistung im MPP und der Abschattung im Vergleich

Zusammengefasst ist die Parallelschaltung, hinsichtlich der reduzierten Einstrahlungsinintensität und des sich daraus ergebenden Mismatchingverhaltens, in diesem Vergleich unübertroffen. Abbildung 79 veranschaulicht dies in aller Deutlichkeit. Der Einsatz der Freilaufdioden kann die Verluste nur bis zu einem bestimmten Grad der Verschattung wirksam mindern.

Mismatchingverluste in Prozent				
Anzahl der abgeschatteten Module	0	1	2	3
MPP parallel (Referenz)	100	100	100	100
MPP seriell mit Diode	0	12,9	38,1	0
MPP seriell ohne Diode	1,4	49,6	39,3	1,5

Tabelle 10: Mismatchingverluste im Vergleich zur Parallelverschattung

Die Mismatchingverluste können im direkten Vergleich zu der parallel verschalteten Anlage bis zu 50 % der Gesamtleistung ausmachen. Die Überbrückung mittels Freilaufdioden kann die Mismatchingverluste durch die Verschattung von einem Drittel der Anlagenfläche um ca. 36 % reduzieren. Bei der Verschattung von zwei Modulen, was der Fläche von zwei Drittel der Anlagenfläche entspricht, werden keine positiven Effekte mehr erzielt.

5.7 Transmissions- und Spektralmessungen

Mit Hilfe des folgenden Versuches wird der Anteil der Strahlungsleistung, die durch eine ETFE-Folienschicht absorbiert wird, bestimmt. Zusätzlich wird durch eine Spektralanalyse die Frage geklärt, ob durch die ETFE-Folie einzelne Anteile des Sonnenlichtes (bestimmte Wellenlängenbereiche) gedämpft werden oder, ob das Licht über den gesamten spektralen Bereich gedämpft wird. Besonders interessant sind die optischen Eigenschaften der Folie im Bereich der spektralen Empfindlichkeit von amorphem Silizium (300 bis 800 nm).

5.7.1 Versuchsbeschreibung

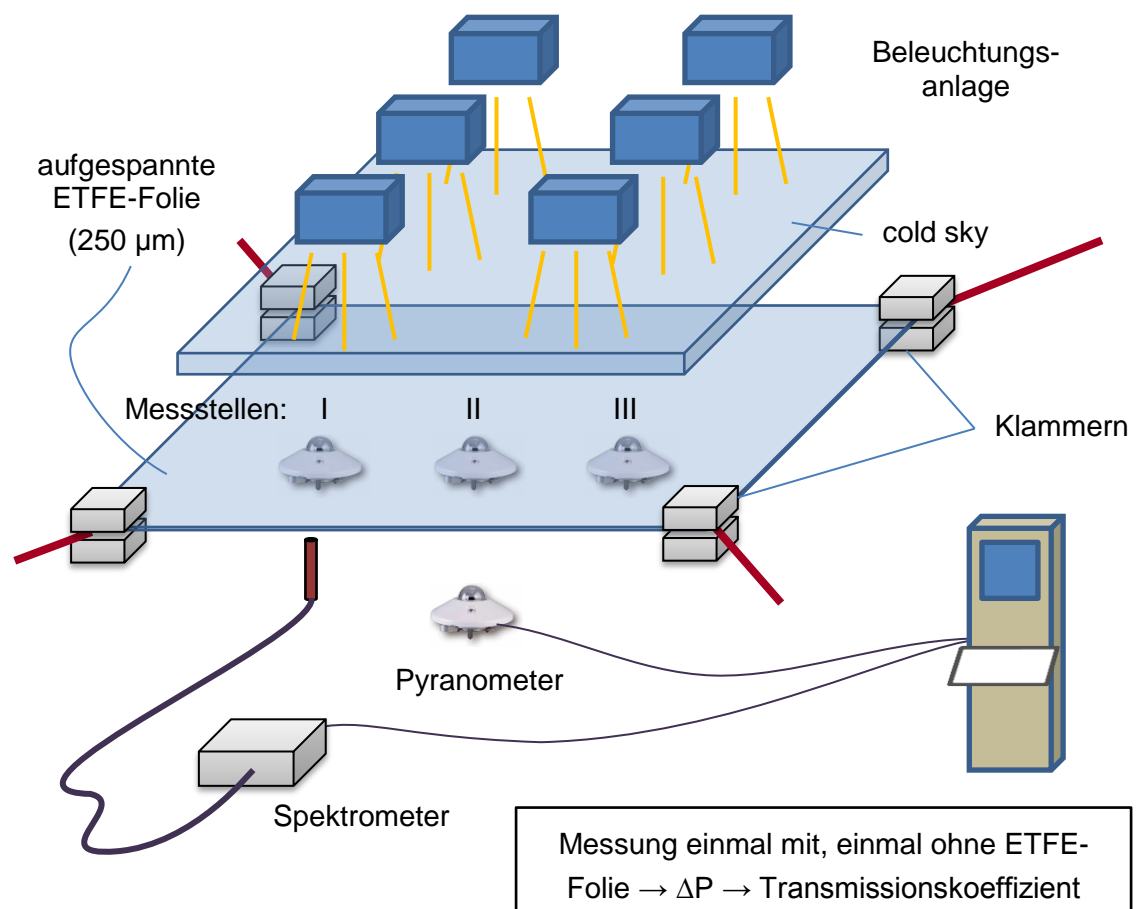


Abb. 80: Versuchsaufbau >> Transmissionsbestimmung und Spektralanalyse

5.7.1.1 Transmissionsmessung

Die Messung des Transmissionsverhaltens der aufgespannten 250 µm starken ETFE-Folie wird mit einem Pyranometer an drei unterschiedlichen Messstellen gemäß der Abbildung 80 durchgeführt. Es werden mehrere Messwerte je Messstelle zur Bildung eines Mittelwertes aufgenommen. Die Messungen werden an denselben Positionen ohne die

ETFE-Folie wiederholt. Aus der Differenz beider Werte lässt sich die Transluzenz der Folie in Form des Transmissionsgrades bestimmen, der angibt, wie viel Strahlungsleistung durch die ETFE-Folie durchgelassen bzw. absorbiert wird.

5.7.1.2 Spektralanalyse

Mit dem Spektrometer wird im Wellenlängenbereich von 195 nm bis 1.119 nm die spektrale Strahlungsintensität in $\text{W/m}^2\mu\text{m}$ aufgezeichnet. Zu Vergleichszwecken werden die Messungen ohne Folie wiederholt, um das unbeeinflusste Spektrum des künstlichen, sonnenähnlichen Lichtes, das von den Metall-Halogenlampen-Hochdrucklampen ausgestrahlt wird, zu erhalten. Zur Vermeidung von Fehlern werden auch bei diesem Versuch mehrere Messreihen aufgezeichnet, die nach ihrer Bewertung in einem Durchschnittswert münden.

5.7.2 Messergebnisse/Auswertung

5.7.2.1 Transmissionsmessung

Die Ergebnisse der Transmissionsmessung für jede Messstelle sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

Messstelle	I	II	III
durchschnittliche Einstrahlungsleistung ohne Folie [W/m^2]	913,61	1.009,85	845,07
durchschnittliche Einstrahlungsleistung mit Folie [W/m^2]	895,84	945,75	792,97
Differenz [W/m^2]	17,77	64,10	52,09
Transmissionsgrad [%]	98,06	93,65	93,84

Tabelle 11: Ergebnisse der Transmissionsmessung

Das Ergebnis von Messstelle I weicht stark von den anderen beiden Ergebnissen ab, die sehr eng bei einander liegen. Es handelt sich vermutlich um einen Messfehler. Daher wird der berechnete Transmissionsgrad der Messstelle I nicht in den endgültigen Transmissionswert mit eingerechnet.

Der Transmissionsgrad der Folie beträgt somit durchschnittlich 93,74 %. Dieser Wert liegt im Bereich der Herstellerangaben: Hightex gibt für die Transluzenz bei einlagigen ETFE-Folien ca. 95 % an.

Die Frage, welcher Nachteil sich bei der Integration der Dünnschichtsolarzellen in die mittlere Lage ergibt, lässt sich nun beantworten: Die Sonneneinstrahlung auf die aktive

Schicht des Solarmoduls wird in der mittleren Lage von mindestens zwei ETFE-Schichten gedämpft. Durch die obere Laminatschicht über der Solarzelle (Kapselung, mittlere Lage) sowie durch die obere Kissenlage. Dementsprechend ergeben sich doppelt so hohe Verluste bei der Integration der flexiblen Dünnschichtsolarzellen in der mittleren Lage.

5.7.2.2 Spektralanalyse

Spektralanalyse

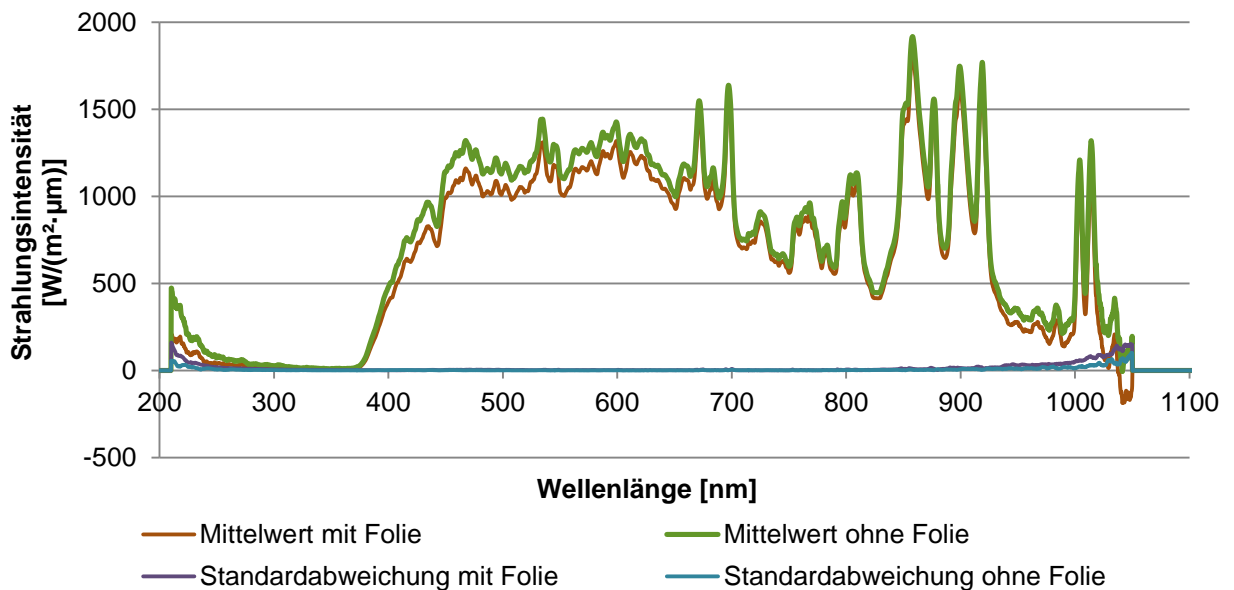


Abb. 81: Spektralanalyse (ETFE 250 µm)

Da das Spektrometer am Rand des Messbereiches große Unsicherheiten aufweist, wird über die Werte der aufgezeichneten Messreihen die Standardabweichung gebildet. Sie ist in der Stochastik ein Maß für die Streuung der Werte um ihren Mittelwert und erlaubt die qualitative Bewertung einer Messreihe. Wie in der obigen Abbildung zu sehen ist, liegt die Standardabweichung der beiden Messungen mit und ohne Folie im Bereich der Wellenlängen von etwa 300 bis 900 nm nahe Null. Dieser Bereich kann also zur Auswertung herangezogen werden.

Die Spektralanalyse zeigt, dass die Strahlungsintensität erst ab einer Wellenlänge von etwa 370 nm relevante Werte annimmt und anschließend rapide auf ein lokales Maximum bei etwa 600 nm zusteuert. Die Strahlungsintensität fällt dann unter starken Schwankungen auf einen Wert von ca. 450 W/m²·µm bei etwa 830 nm. Ab dieser Wellenlänge springt die Intensitätskurve auf ihr globales Maximum von ca. 1.900 W/m²·µm bei 860 nm.

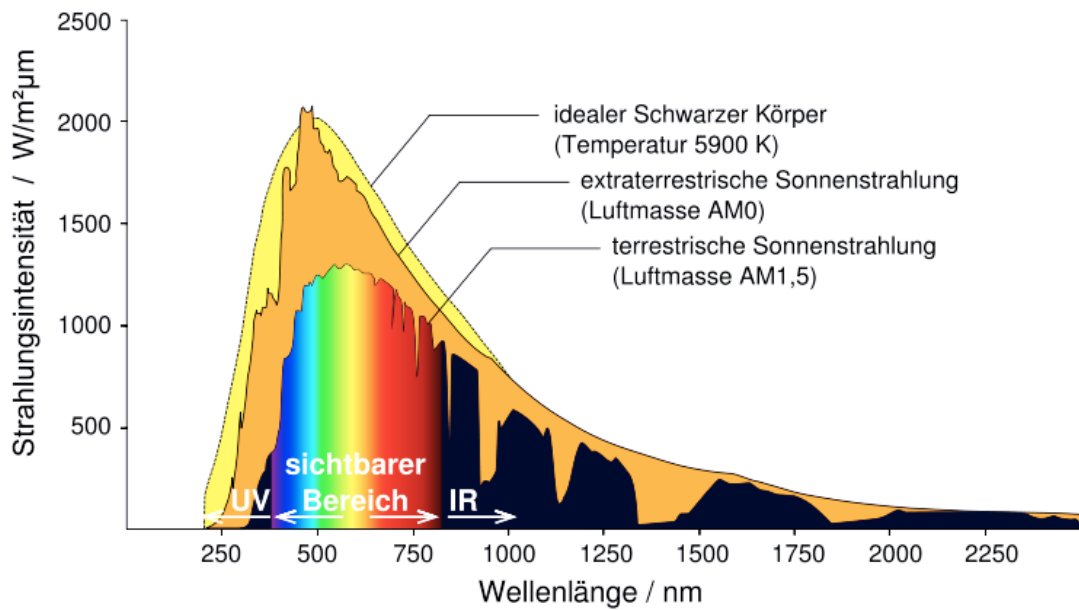


Abb. 82: Zum Vergleich das Sonnenspektrum (AM 1,5)

<http://www.renewable-energy-concepts.com/german/sonnenenergie/basiswissen-solarenergie/sonnen-strahlungs-staerke.html>

Das Kunstlicht der Halogenmetallampfen unterscheidet sich von dem natürlichen Sonnenlicht in der spektralen Zusammensetzung. Abbildung 82 verdeutlicht, dass die Intensität im sichtbaren Bereich am höchsten ist.

Durch die Bewertung der Messreihen mit Hilfe der Standardabweichung wird die Betrachtung auf Wellenlängen zwischen 300 und 900 nm eingeschränkt. Durch Ungenauigkeiten des Messgerätes bei sehr geringen Intensitäten, wie sie im Bereich zwischen 300 und 380 nm auftreten, führen bereits kleinste Schwankungen zu großen relativen Dämpfungen. Daher sollte für die weitere Betrachtung nur der Bereich zwischen 400 und 900 nm herangezogen werden.

Reduktion der Strahlungsintensität

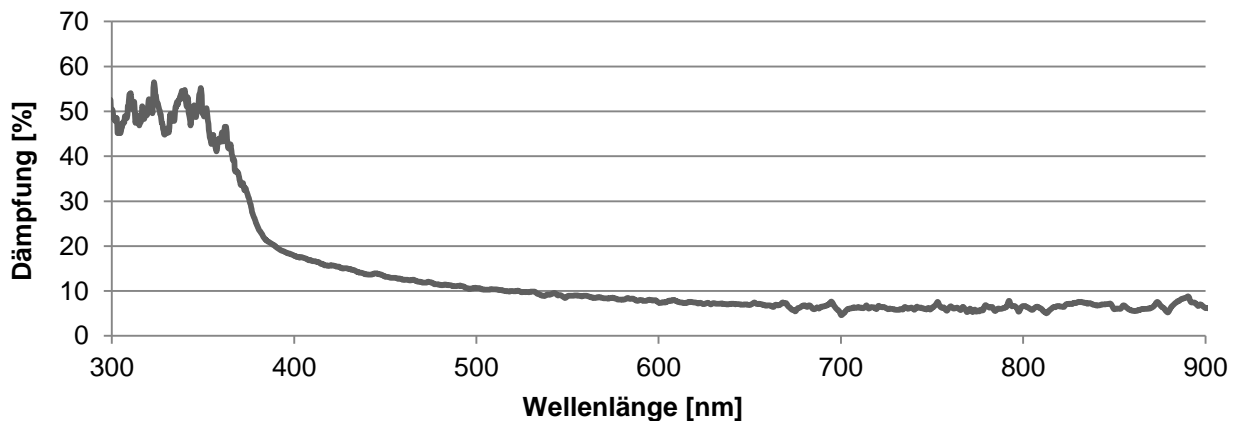


Abb. 83: Dämpfung der Strahlungsintensität (ETFE, 250 µm)

Mit Hilfe der numerischen Integration wird die Dämpfung der Strahlungsintensität (Abbildung 83) durch die ETFE-Folie Wellenlängenbereichen zugeordnet (Abbildung 84).

Dämpfung in bestimmten Wellenlängenbereichen

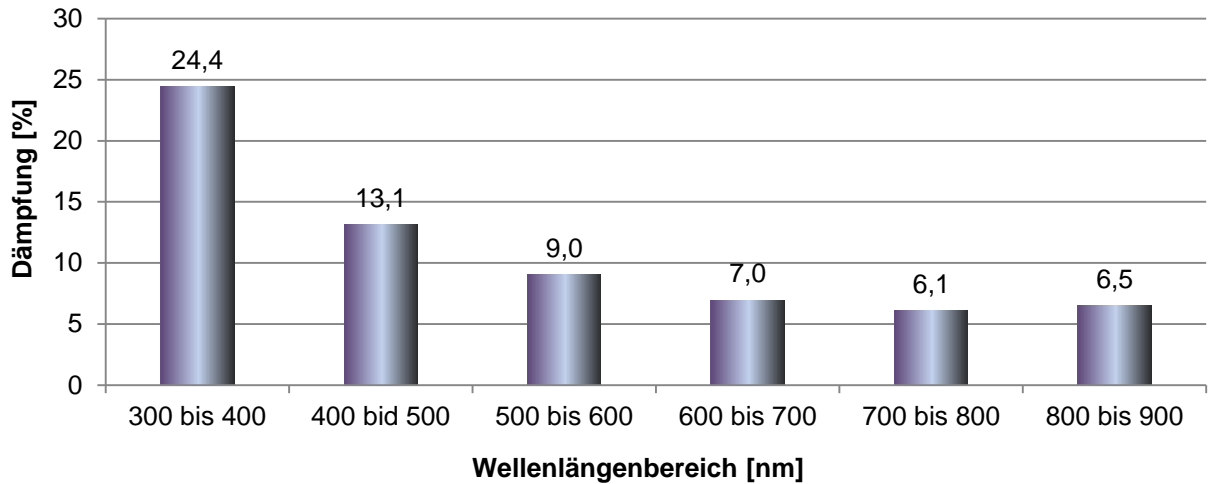


Abb. 84: Dämpfung der Strahlungsintensität in bestimmten Wellenlängenbereichen

In Abbildung 84 ist zu erkennen, dass die 250 µm starke ETFE-Folie über alle Wellenlängen im Bereich von 400 bis 900 nm gleichmäßig dämpft. In diesem für amorphe Solarzellen wichtigen Bereich gibt es keine Dämpfungsspitzen oder andere Auffälligkeiten.

Im Bereich von 400 bis 500 nm ist die Dämpfung mit 13,1 % annähernd doppelt so groß wie im Bereich von 600 bis 700 nm, in dem die Dämpfung insgesamt am geringsten ausfällt. Im Schnitt liegt die Dämpfung der Einstrahlungsintensität im Bereich von 400 bis 900 nm bei 8,3 %.

5.8 Untersuchung der Krümmungsabhängigkeit

Die folgende Untersuchung zeigt die Abhängigkeit zwischen der Krümmung des flexiblen Moduls und der erzielbaren Leistung unter Laborbedingungen. Dazu wurde der folgende Messaufbau konzipiert.

5.8.1 Versuchsbeschreibung

Der in den Abbildungen 85 und 86 gezeigte Versuchsaufbau erlaubt das Einstellen von unterschiedlichen Modulkrümmungen. Für diesen Versuch wurde jedoch nur das mittlere Modul verwendet, da es in den Randbereichen des Versuchstandes trotz der Kalibrierung der Beleuchtungsanlage zu unterschiedlichen Einstrahlungsintensitäten kommt.

Das betrachtete Modul liegt auf zwei zueinander parallel ausgerichteten Aluminiumleisten auf, die an ihren jeweiligen Enden eingespannt werden. Die zwei Meter langen Leisten substituieren damit die Krümmung der Pneu-Oberfläche.

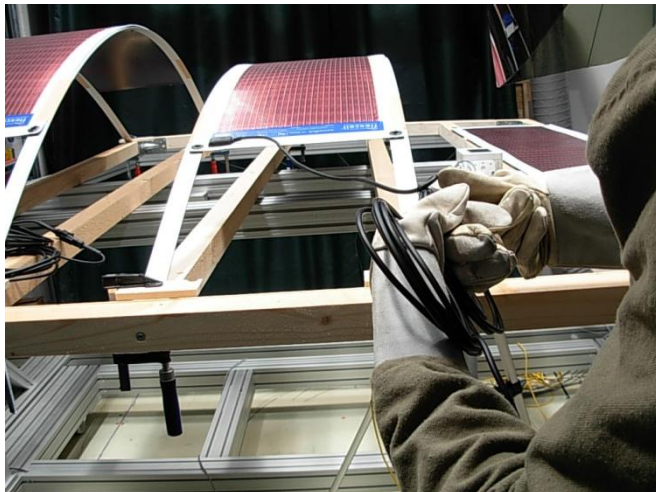


Abb. 85: Messaufbau Krümmungsverhalten (LAB)

Der Abstand R wird entsprechend der Abbildung 86 nach jedem Messdurchgang um einen Zentimeter vergrößert.

Bei $R = 0$ cm liegt das Modul plan auf. Die Mindeststichhöhe S_{MIN} beträgt etwa 14 cm. Sie wird bei $R = 1$ cm erreicht. Erst bei dieser Stichhöhe ist eine ausreichende Stabilität zum Tragen des 900 Gramm schweren Moduls erreicht. Die maximale Einrückung R beträgt 10 cm. Sie führt zu der maximalen Stichhöhe S_{MAX} von 40 cm.

Der Einstrahlungssensor wurde in Höhe des jeweiligen Modul-Scheitelpunktes platziert.

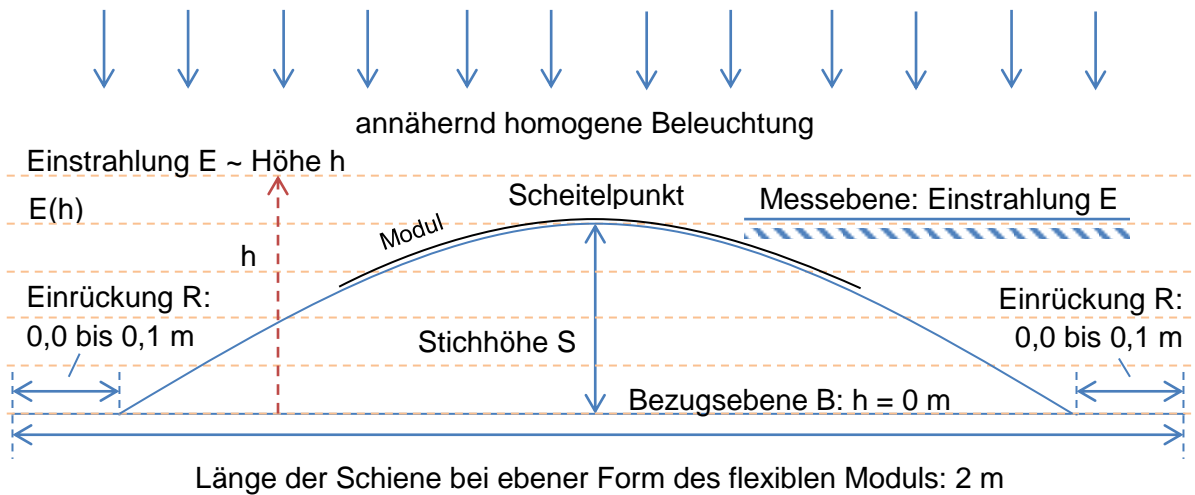


Abb. 86: Messaufbau Krümmungsverhalten (LAB)

5.8.2 Messergebnisse/Auswertung

Die in der Abbildung 87 gezeigten Kennlinien weisen nahezu gleiche Charakteristiken auf. Einzig die Kennlinie für das plane Modul ($R = 0 \text{ cm}$) hat im direkten Vergleich einen geringfügig kleineren Kurzschlussstrom. Dies lässt sich durch den größeren Anstieg der Stichhöhe S bei einer kleineren Variation von R erklären (Abbildung 88).

Strom-Spannungs-Kennlinie

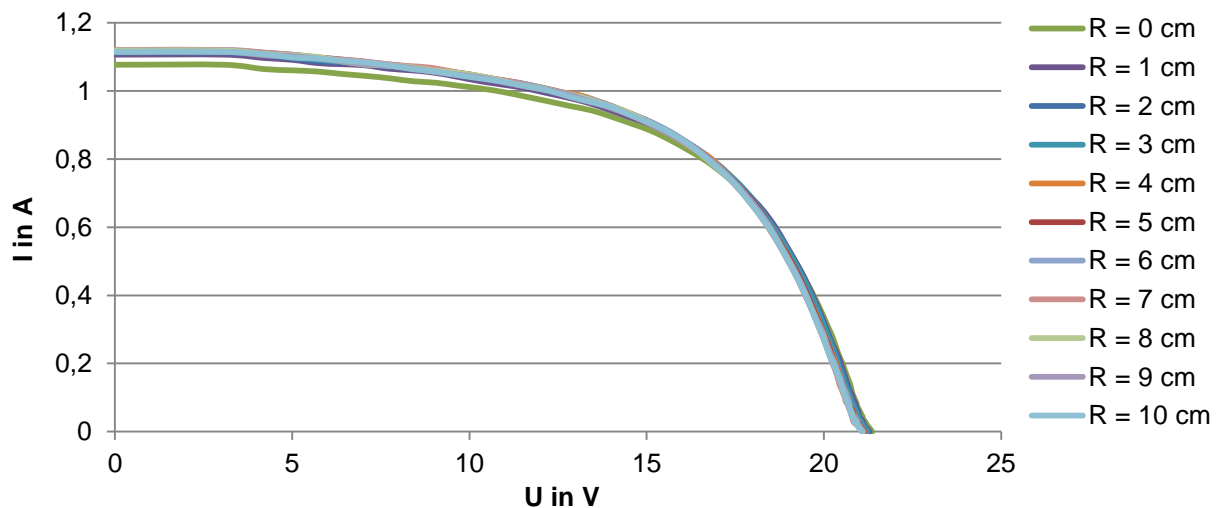


Abb. 87: Kennlinien für $R = 0,0 \text{ m}$ (plan) bis $R = 0,1 \text{ mm}$ (max. Krümmung)

Nachteil des einfachen Versuchsaufbaus ist es, dass weder gleiche Bedingungen hinsichtlich der Temperatur, noch hinsichtlich der Einstrahlungsintensität herrschen. Somit sind die Messergebnisse, zu denen die obigen Kennlinien gehören, systematisch verfälscht und müssen korrigiert werden.

Beziehung zwischen S und R

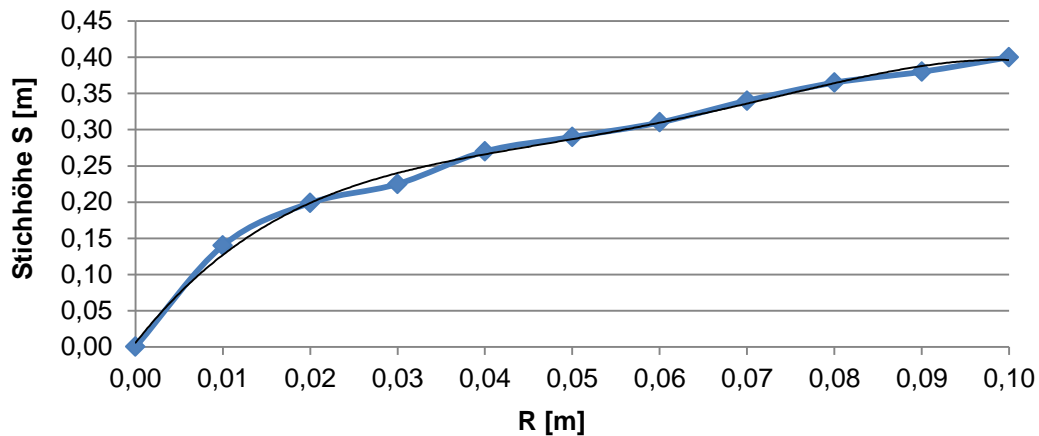


Abb. 88: Beziehung zwischen Stichhöhe S und Einrückung R

Da insbesondere der Scheitelpunkt des Moduls aber auch die Randflächen mit größer werdender Krümmung immer dichter an die Beleuchtungsebene heranreichen, erhöht sich die auf das Modul einwirkende und gemessene Einstrahlungsintensität E (Abbildung 89).

Korrelation zw. Stichhöhe S und Einstrahlung E

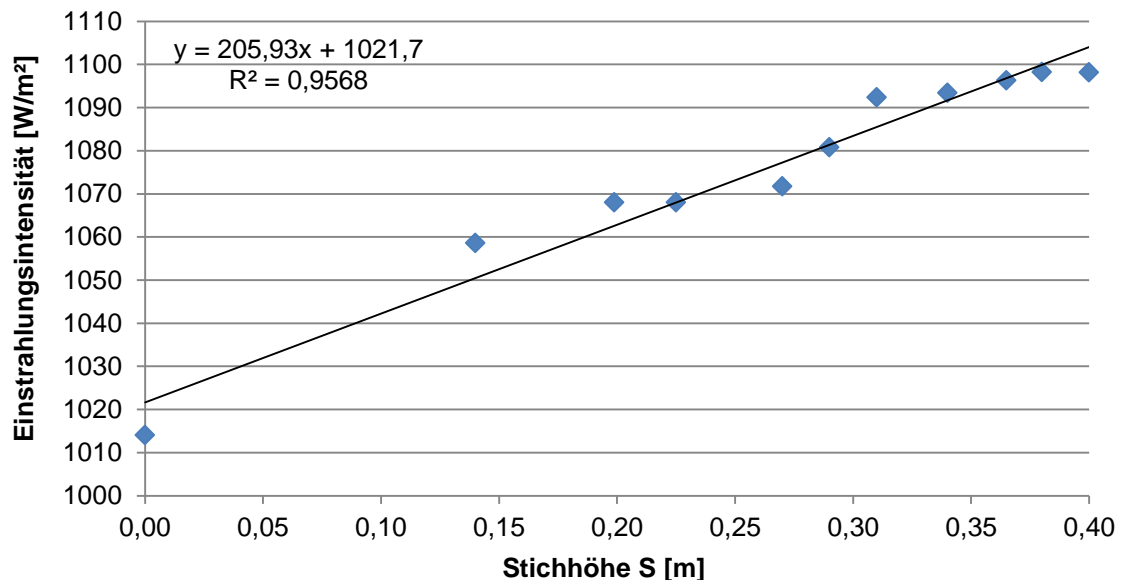


Abb. 89: Korrelation zw. Stichhöhe S und Einstrahlung E

Das gleiche gilt für die Modultemperatur T_{MOD} (Abbildung 90). Wie aus den Abbildungen 89 und 90 hervorgeht, besteht zwischen der Stichhöhe S und der Einstrahlungsintensität zu 96 % und zwischen der Stichhöhe S und der Modultemperatur zu 91 % ein linearer Zusammenhang (\rightarrow Bestimmtheitsmaß R^2). Mit diesen Annahmen ist es nun möglich den systematischen Fehler zu korrigieren.

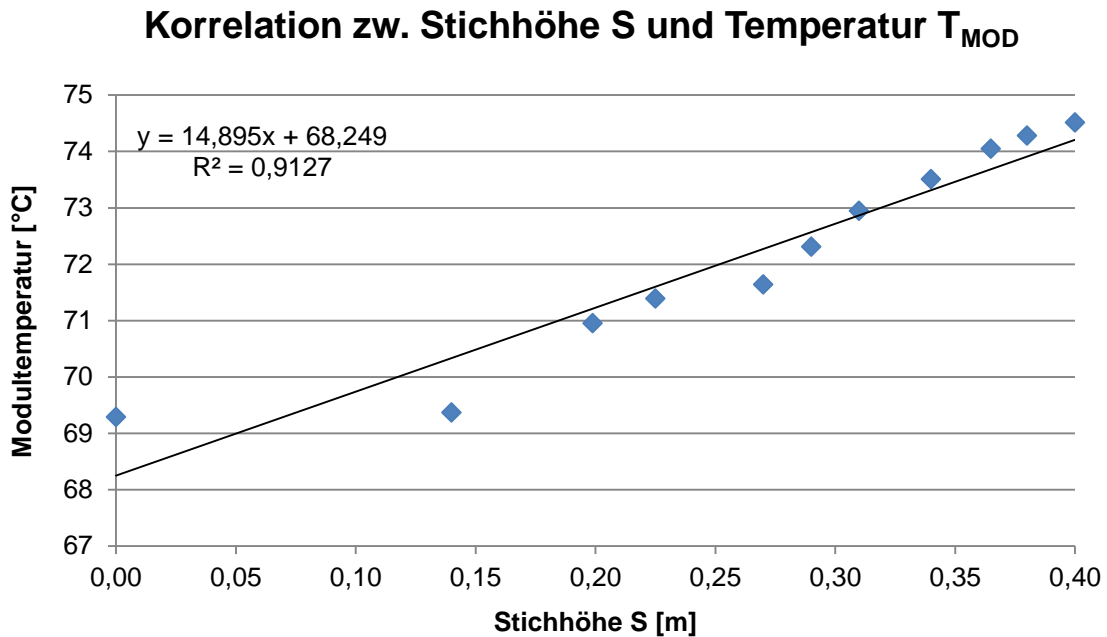


Abb. 90: Korrelation zwischen Stichhöhe S und Modultemperatur T_{MOD}

Dazu wird für alle S die absolute Abweichung der Einstrahlungsintensität gegenüber einem Referenzwert bestimmt. Als Referenzwert gilt die Einstrahlungsintensität E auf das plane Modul.

Somit ist das Bestimmen des Korrekturfaktors δ (Delta) für die MPP-Werte, die von der überhöhten Einstrahlung verfälscht werden, möglich (Tabelle 12).

R [m]	S [m]	E [W/m ²]	Temp. [°C]	MPP [W]	δ [%]	ξ [%]	MPP* [W]	MPP** [W]	MPP*** [W]	η (MPP)*** [%]
0,00	0,00	1014,04	69,29	13,40	100,00	100,00	13,40	13,40	13,40	3,92
0,01	0,14	1058,57	69,37	13,68	95,79	99,99	12,84	13,40	12,84	3,59
0,02	0,20	1067,98	70,95	13,75	94,95	99,71	12,73	13,37	12,69	3,52
0,03	0,23	1067,98	71,39	13,77	94,95	99,64	12,73	13,36	12,68	3,52
0,04	0,27	1071,68	71,63	13,76	94,62	99,59	12,68	13,35	12,63	3,49
0,05	0,29	1080,74	72,31	13,75	93,83	99,48	12,58	13,33	12,51	3,43
0,06	0,31	1092,34	72,95	13,79	92,83	99,37	12,44	13,32	12,36	3,35
0,07	0,34	1093,35	73,50	13,71	92,75	99,27	12,43	13,31	12,34	3,35
0,08	0,37	1096,30	74,05	13,72	92,50	99,18	12,40	13,29	12,30	3,32
0,09	0,38	1098,22	74,28	13,68	92,33	99,14	12,38	13,29	12,27	3,31
0,10	0,40	1098,14	74,51	13,74	92,34	99,10	12,38	13,28	12,27	3,31
Interpolierte Werte										
Referenzwerte										
Auf Bezugsebene normierte Werte:										
*Einstrahlungs-, ** Temperatureffekte, *** beides berücksichtigt										

Tabelle 12: Gemessene und korrigierte Messergebnisse

Der Temperatureinfluss wird mittels des Temperaturkoeffizienten, bezogen auf den MPP, der aus der Untersuchung zu der Temperaturabhängigkeit gewonnen wurde, herausgerechnet. Die Leistung nimmt im MPP um 0,173 %/°C ab. Hierzu werden die Temperaturdifferenzen zu dem Referenzwert bestimmt.

Dieser Temperaturkoeffizient mit der jeweiligen Temperaturdifferenz multipliziert, ergibt den Korrekturfaktor ξ (X_i) für den Temperatureinfluss. Die Multiplikation der beiden Korrekturfaktoren ergibt den Gesamtkorrekturfaktor.

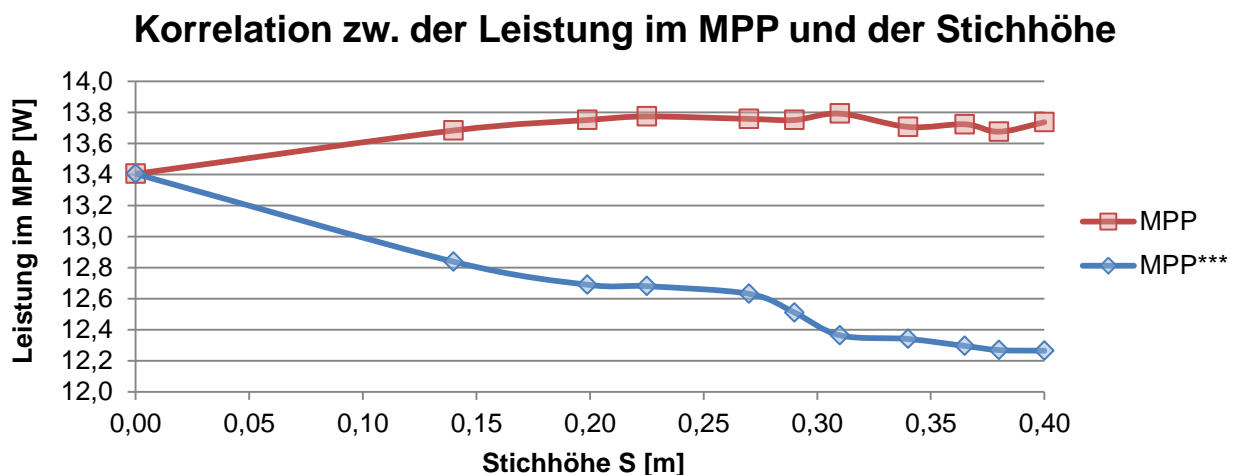


Abb. 91: Ergebnisse des Krümmungsversuches
 ***: Einstrahlungs- und Temperatureinflüsse eliminiert

Abbildung 91 zeigt die Ergebnisse der Untersuchung zur Abhängigkeit von Leistung und Krümmungsgrad der flexiblen Dünnschichtsolarzellen. Die obere Kurve ist die tatsächlich ermittelte Leistung im MPP bei unterschiedlichen Krümmungsgraden. Sie ist zwar annähernd konstant, zeigt aber doch einen Trend zu höheren Modulleistungen bei stärker werdenden Krümmungen. Theoretisch müsste aber das plane Modul ($S = 0$ m) die größte Leistung erzielen, denn hier fällt die Einstrahlung senkrecht, also optimal auf die Fläche des Moduls. Sobald die Modulfläche angewinkelt oder gekrümmt ist, kommt es zum Einstrahlungsverlust, der die Modulleistung negativ beeinflusst.

Hier aber gleichen sich die Leistungsverluste aufgrund der immer stärker werdenden Krümmung und der Hinzugewinne an Leistung, die aus dem immer kleiner werdenden Abstand vom Modul zu der Beleuchtungsebene resultieren, aus.

Nach der durchgeführten Korrektur zeigt sich, dass die Modulleistung unter gleichen Temperatur- und Einstrahlungsbedingungen mit der Stichhöhe S abfällt. Unter statischen Laborbedingungen nimmt die Leistung des flexiblen Moduls, welches zentral in die oberste Schicht eines 2 m breiten Pneus integriert ist, durchschnittlich um 0,21 %/cm Stichhöhe ab.

5.9 Messungen unter realen Bedingungen

Die Versuche unter realen Bedingungen sollen die Ergebnisse der im Labor durchgeführten Messungen bestätigen. Gezeigt wird darüber hinaus die Abhängigkeit des Ertrages vom Grad der Krümmung im Tagesverlauf, in dem sich der Einstrahlungswinkel durch die Sonnenbewegung kontinuierlich ändert. Zusätzlich sollen die Messungen Aufschluss darüber geben, bei welcher Ausrichtung die Module mehr Ertrag liefern. Dazu wird die Ausrichtung in Ost-West- und in Nord-Süd-Richtung untersucht.

5.9.1 Versuchsbeschreibung

Die erste Messung unter realen Bedingungen fand am 21.09.2010 auf dem Gelände von GE Global Research in Garching unter wolkenlosem Himmel statt. Die Module wurden mit Hilfe eines Kompasses gemäß der Abbildung 92 mit ihren Längsachsen in Ost-West-Richtung aufgestellt. Durch die nach Süden hin abnehmende Krümmung der Module kam es zu keiner Abschattung durch die Module selbst. Auch Bäume oder Gebäude führten während der Aufnahme der Werte zu keiner Verschattung.

Der Einstrahlungs- und Temperatursensor befand sich auf Höhe der in Abbildung 93 beschriebenen Bezugsebene und war wie das plane Modul flächenparallel zur Erdoberfläche ausgerichtet.

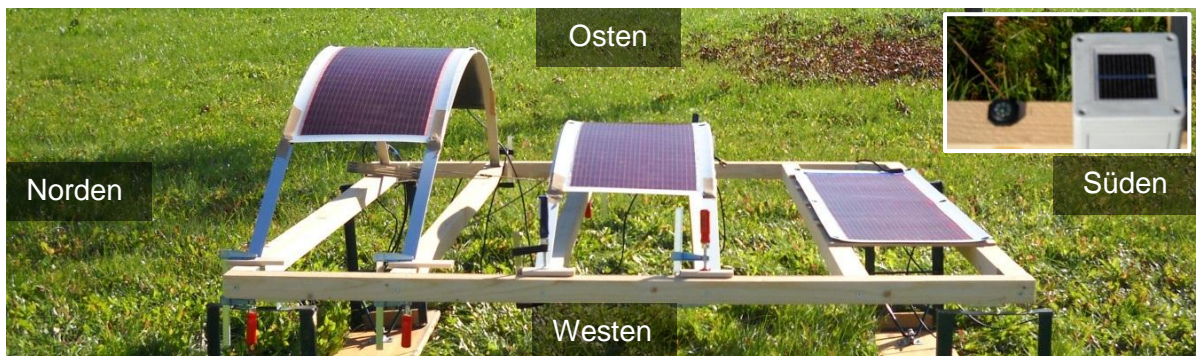


Abb. 92: Messaufbau für die Außenmessungen (Ost-West-Ausrichtung)

links: Kissenstich $S = 0,4$ m bezogen auf Bezugsebene B, Mitte: $S = 0,2$ m, rechts: $S = 0$ m

Das Modul auf der linken Seite wies mit einer Stichhöhe von etwa 0,4 m den größten Krümmungsgrad im Scheitelpunkt der gewölbten Fläche auf. Das mittlere Modul wartete dagegen nur mit einer Stichhöhe von ca. 0,2 m auf. Das auf der rechten Seite befindliche Modul war plan aufgelegt.

Der gleiche Aufbau wurde für die Messungen am 04.10.2010 verwendet. Jedoch war die Längsachse in Nord-Süd-Richtung ausgerichtet. Vormittags bis etwa 10:45 Uhr herrschte

an diesem Tag trübes Wetter ohne direkte Sonneneinstrahlung (diffuses Licht). Nach dem Aufklaren schien die Sonne ungehindert auf die Module.

Die Kennlinien wurden mit dem I-U-Kennlinienmessgerät PVPM 1000C40 für jedes Modul getrennt aufgenommen. Dabei betrug der zeitliche Abstand der Aufnahmen etwa 10 bis 40 Sekunden. Diese Messungen wurden über den Tag verteilt wiederholt durchgeführt.

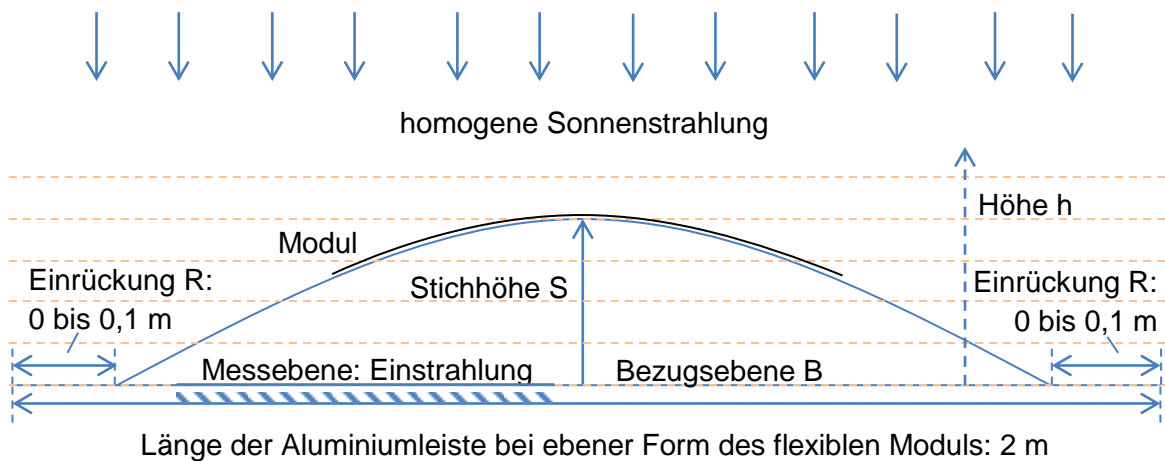


Abb. 93: Messaufbau im Schnitt

Die Abbildung 93 zeigt den Aufbau des Messstandes im Schnitt. Mit zwei Aluminiumleisten, die an ihren Endpunkten zur Mitte der Bezugsebene zusammengedrückt und die durch einen Mittelsteg auf Abstand gehalten werden, können die aufliegenden Module unterschiedlich gekrümmt werden. Dabei führt eine Einrückung R an den beiden Enden zu einer Stichhöhe S.

5.9.2 Krümmungseigenschaften

Das Einbringen der flexiblen Module in die obere Lage (maximale Krümmung) bzw. in die mittlere Lage (minimale Krümmung) führt zu Krümmungslinien, die annähernd einer cosh-Funktion folgen. Dieser Krümmungsfunktion folgen auch die bei dem Messaufbau eingesetzten Aluminiumprofile. Dies verdeutlichen die Abbildungen 94 und 95. Mit ihnen ist es möglich, die sich durch den Pneu-Innendruck einstellenden, unterschiedlichen Krümmungsgrade mit Hilfe einer einfachen, mechanisch veränderlichen Konstruktion abzubilden.

Darüber hinaus wird das Berechnen von Winkeln und Krümmungsgraden an verschiedenen Stellen des flexiblen Moduls und damit die allgemeine Klassifizierung der Krümmung mit angepassten cosh-Funktionen ermöglicht.

Ist eine ebene Kurve durch die Funktion $f(x)$ definiert, so gilt für die Krümmung κ :

$$\kappa = \left| \frac{f''(x)}{(1+f'(x)^2)^{3/2}} \right| \quad (5.1)$$

Formel: [A >> Schiemann]

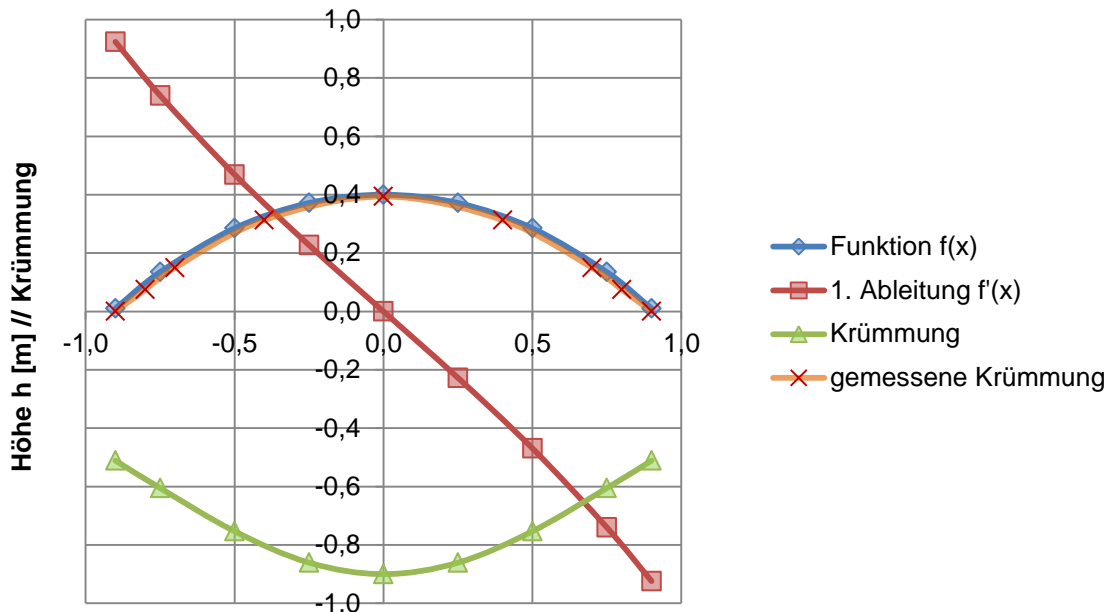
Die zwei Meter langen Aluminiumleisten sind um 10 cm an beiden Enden eingerückt. Damit erhält man eine Stichhöhe von 40 cm.

Stichhöhe S = 0,4 m			
x [m]	y [m]	Winkel [DEG]	Krümmung [-]
-0,90	0,01	42,73	-0,51
-0,75	0,13	36,50	-0,61
-0,50	0,29	25,13	-0,75
-0,25	0,37	12,81	-0,86
0,00	0,40	0,00	-0,90
0,25	0,37	-12,81	-0,86
0,50	0,29	-25,13	-0,75
0,75	0,13	-36,50	-0,61
0,90	0,01	-42,73	-0,51

Tabelle 13: Krümmungseigenschaften (S = 0,4 m)

Die resultierenden Winkel zwischen den Tangenten am Anfangs- und Endpunkt der Aluminiumleiste und der Bezugsebene B betragen etwa 43°.

$$\text{Stichhöhe } S = 0,4 \text{ m} \gg f(x) = -0,9 \cosh(x) + 1,3$$



Auf die Bezugsebene projizierte Länge der Aluleiste [m]

Abb. 94: Krümmungseigenschaften ($S = 0,4 \text{ m}$)

Wie Abbildung 94 verdeutlicht, ist die Abweichung zwischen der cosh-Funktion und der tatsächlichen, gemessenen Krümmung marginal. Die maximale Krümmung liegt bei einer Stichhöhe von 0,4 m in der Mitte des Moduls. Der Krümmungsgrad nimmt zu den Endpunkten hin immer weiter ab, ist stetig und über den gesamten Bereich negativ.

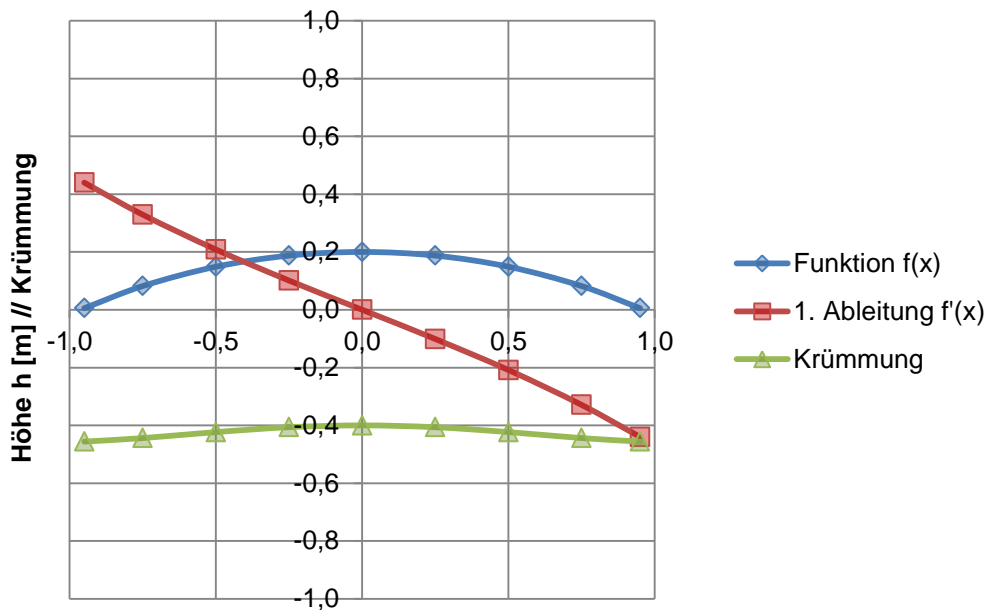
Bei einer Stichhöhe von 20 cm ist dagegen der Krümmungsgrad zu den Endpunkten des Moduls am größten und nimmt zur Mitte hin ab:

Stichhöhe $S = 0,2 \text{ m}$			
x [m]	y [m]	Winkel [DEG]	Krümmung [-]
-0,95	0,01	23,74	-0,46
-0,75	0,08	18,21	-0,44
-0,50	0,15	11,77	-0,42
-0,25	0,19	5,77	-0,41
0,00	0,20	0,00	-0,40
0,25	0,19	-5,77	-0,41
0,50	0,15	-11,77	-0,42
0,75	0,08	-18,21	-0,44
0,95	0,01	-23,74	-0,46

Tabelle 14: Krümmungseigenschaften ($S = 0,2 \text{ m}$)

Die Winkel an den Endpunkten der Aluminiumleisten, zwischen der Tangente und der Bezugsebene B betragen etwa 24°. Die Krümmungsgrade entlang des Bogens sind im Vergleich zu den obigen Werten (Stichhöhe $S = 0,40$ m) nahezu gleich verteilt und weichen nur geringfügig voneinander ab. Damit ist die Krümmung nahezu radial.

Stichhöhe $S = 0,2$ m \gg $f(x) = -0,4\cosh(x) + 0,6$



Auf die Bezugsebene projizierte Länge der Aluleiste [m]

Abb. 95: Krümmungseigenschaften ($S = 0,2$ m)

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die cosh-Funktionen in den eigens für jede Krümmung anzupassenden Ausdrücken eine mathematische Abbildung der realen Krümmungseigenschaften ermöglichen und somit eine Beschreibung deutlich vereinfachen.

5.9.3 Messergebnisse/Auswertung

5.9.3.1 Ost-West-Ausrichtung

Die Einstrahlungsintensität sowie die Temperaturen, die im Laufe des Tages aufgezeichnet werden, zeigt die folgende Abbildung:

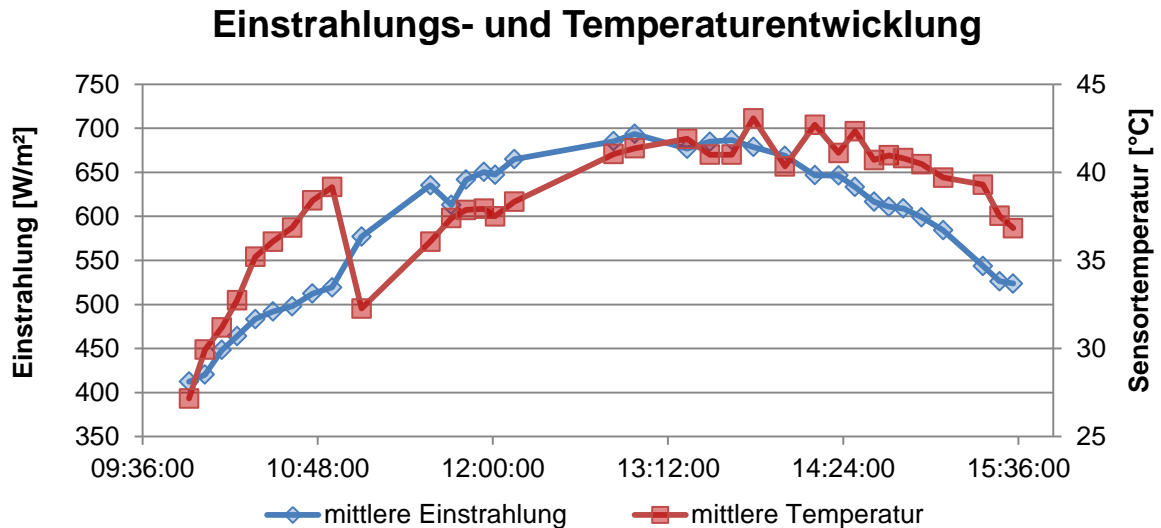


Abb. 96: Einstrahlungs- und Temperaturentwicklung (Ost-West-Ausrichtung)

Die mittlere Einstrahlung wird aus den Einstrahlungswerten bestimmt, die bei der Aufnahme der drei I-U-Kennlinien der unterschiedlich gekrümmten Module ermittelt werden. Das Tagesmaximum der Einstrahlung (695 W/m^2) wird aufgrund des jahreszeitlich bedingten Sonnenstandes um 13:00 Uhr erreicht. Der Temperaturabfall zwischen 10:53 Uhr und 11:05 Uhr ist die Folge des Austausches des I-U-Kennlinienmessgerätes gegen ein Modell des gleichen Typs (PVPM 1000C40). Der zu diesem Gerät gehörende und noch nicht aufgewärmte Einstrahlungs- und Temperatursensor führt zu einem Abfall der Temperaturkurve um etwa $7 \text{ }^\circ\text{C}$. Die Messung der Einstrahlung ist davon nicht betroffen.

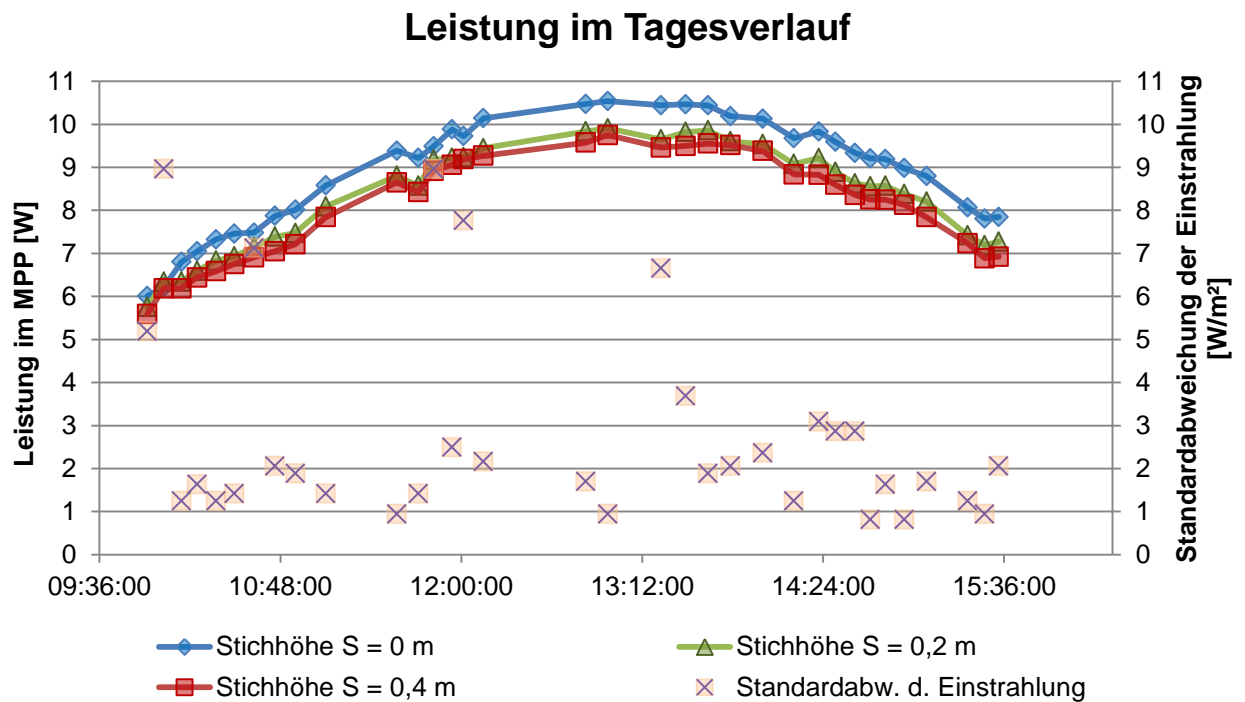


Abb. 97: Leistung im Tagesverlauf (Ost-West-Ausrichtung)

Durch die sehr guten Wetterverhältnisse (wolkenloser Himmel) weichen die Einstrahlungsmesswerte, die bei der Messung der drei Module in kurzer Folge aufgenommen werden, nur geringfügig voneinander ab. Indikator hierfür ist die Abweichung der drei Messwerte von ihrem Mittelwert. In die obige Abbildung 97 sind die Standardabweichungen eingetragen. Damit ist eine Beurteilung der Messung möglich: So ist beispielsweise gleich bei der zweiten Messreihe mit $9 W/m^2$ eine hohe Abweichung der Einstrahlungsintensität festzustellen. Dieser Messpunkt sollte zur Beurteilung nicht herangezogen werden. Insgesamt liegt die Abweichung mit Werten unterhalb von $3 W/m^2$ auf einem niedrigen Level. Somit ist die Vergleichbarkeit der drei Modulkenwerte bei unterschiedlichen Krümmungsgraden gegeben.

Aus Abbildung 97 wird ersichtlich, dass der Ertrag eines flexiblen Photovoltaikmoduls vom Grad der Krümmung abhängig ist. In der Abbildung entspricht die Fläche unter den Kurven dem jeweiligen Ertrag des Moduls. Mit zunehmender Krümmung wird der Ertrag bei der oben beschriebenen Ausrichtung unter freiem Himmel geringer:

Stichhöhe [m]	0,0	0,2	0,4
Ertrag [Wh]	51,96	48,63	47,35
Vergleich [%]	100	93,58	91,12

Tabelle 15: Vergleich der Erträge (Ost-West-Ausrichtung)

Ergebnis der Ertragsmessung

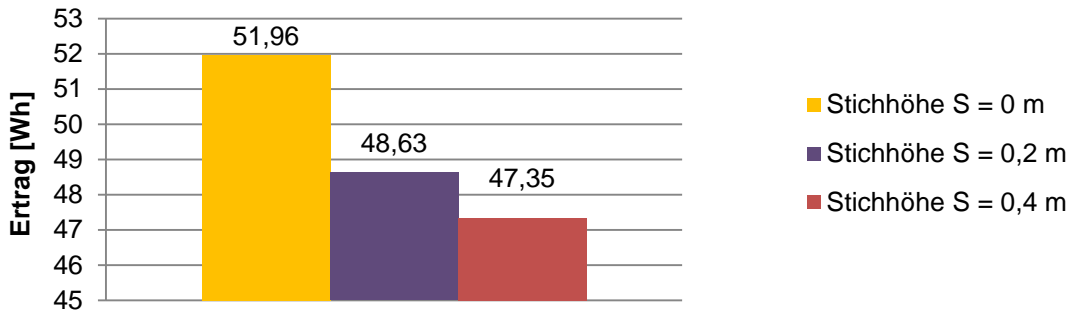


Abb. 98: Ergebnis der Ertragsmessung (Ost-West-Ausrichtung)

Wie die Abbildung 98 verdeutlicht, führt im Fall der Ost-West-Ausrichtung eine Halbierung der Stichhöhe nicht zu einer Halbierung des Ertrages. Der Ertrag der Module nimmt vielmehr bei geringeren Krümmungsgraden stärker ab. Mit weiter zunehmender Krümmung fallen dann die Ertragseinbußen geringer aus. Dies bestätigen, die im Labor ermittelten Messergebnisse zur Analyse des Krümmungsverhaltens.

5.9.3.2 Nord-Süd-Ausrichtung

Im Fall der Nord-Süd-Ausrichtung steigt die Einstrahlung mit zunehmender Auflockerung an, bis die ersten Sonnenstrahlen auf die Fläche des Einstrahlungssensors treffen (Spitzen zwischen 10:48 und 12:00 Uhr). Die Module sind bis zu diesem Zeitpunkt überwiegend diffuser Strahlung ausgesetzt.

Einstrahlungs- und Temperaturentwicklung

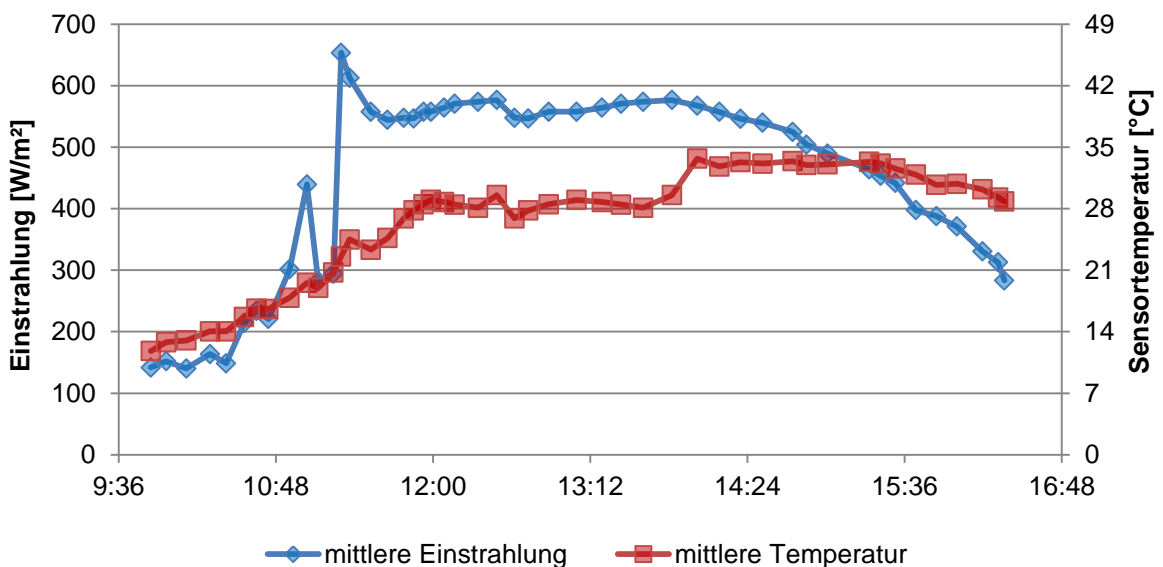


Abb. 99: Einstrahlungs- und Temperaturentwicklung (Nord-Süd-Ausrichtung)

Erst ab etwa 11:30 Uhr sind die Wetterbedingungen mit dem des ersten Messtages (21.09.2010) vergleichbar, wobei die Einstrahlung im Vergleich um etwa 80 W/m^2 geringer ausfällt.

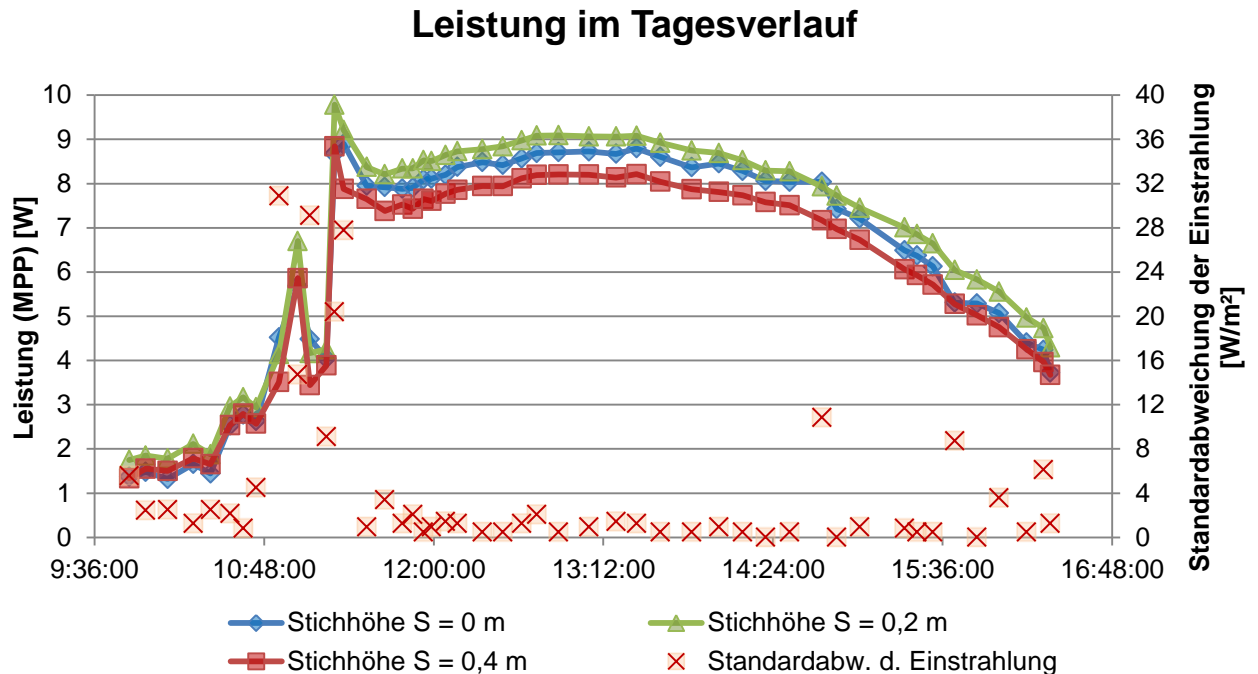


Abb. 100: Leistung im Tagesverlauf (Nord-Süd-Ausrichtung)

Die Standardabweichung zeigt an dieser Stelle, welche Messwerte miteinander vergleichbar sind. Die stärkeren Abweichungen in Abbildung 100 sind dem Wetterumschwung zuzuschreiben, da sich in diesem Zeitraum die Wolkendecke gerade auflockert und es in schneller Folge zum Wechsel der Einstrahlungssituation kommt.

Unter diffuser Einstrahlung sind die Leistungsunterschiede zwischen den unterschiedlich stark gekrümmten Modulen gering. Die höchste Leistung unter den genannten Bedingungen und der Ausrichtung in Nord-Süd-Richtung erzielt das Modul mit der Stichhöhe ($S = 0,2 \text{ m}$; mittlere Krümmung) gefolgt von dem Modul mit der stärksten Krümmung ($S = 0,4 \text{ m}$). Das plan aufgelegte Modul besitzt die geringste Leistungsausbeute.

Bei gerichteter Strahlung kehrt sich die Reihenfolge um: Spitzenreiter ist zwar immer noch das Modul mit der mittleren Krümmung ($S = 0,2 \text{ m}$), das plane Modul übertrifft aber an dieser Stelle das am stärksten gekrümmte Modul in der Leistungsausbeute deutlich.

Die Tabelle 16 verdeutlicht die Verhältnisse beim Vergleich der Erträge.

Stichhöhe [m]	S = 0	S = 0,2	S = 0,4
Ertrag [Wh]	42,68	45,04	40,22
Vergleich [%]	94,76	100	89,28

Tabelle 16: Vergleich der Erträge (Nord-Süd-Ausrichtung)

Der Ertrag wird über den gesamten Messzeitraum ermittelt. Dient das Modul mit dem höchsten Energieertrag als Referenz, in diesem Fall ist es das Modul mit der Stichhöhe $S = 0,2$ m, liegt die ErtragseinbuÙe bei dem planen Modul ($S = 0$) bei 5,24 % und bei dem Modul mit $S = 0,4$ m bei 10,72 %.

Ergebniss der Ertragsmessung

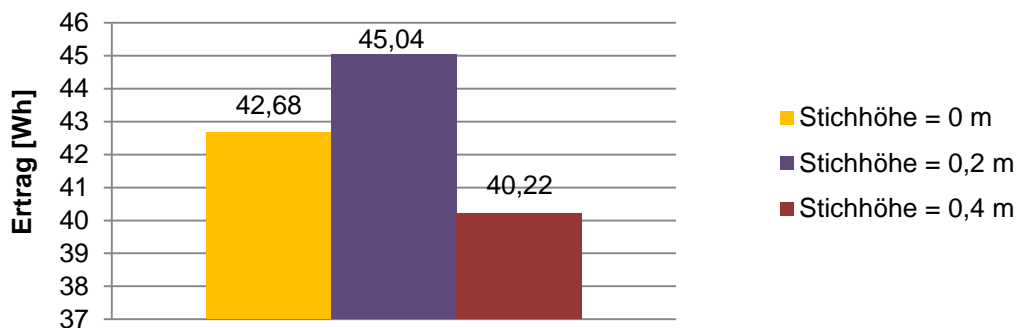


Abb. 101: Ergebnis der Ertragsmessung (Nord-Süd-Ausrichtung)

Ein Erklärungsansatz für dieses Ergebnis ist, dass bei dem Modul, das mittelstark gekrümmt ist ($S = 0,2$ m) das Plus an Leistung von der stärkeren Neigung hin zur Sonne herrührt. Dieses Plus wird durch Mismatchingverluste, die durch die mit geringerer Intensität eintreffende Einstrahlung auf der sonnenabgewandte Seite des gekrümmten Moduls induziert wird, nicht kompensiert.

Das plane Modul hingegen hat einen spitzeren Einstrahlungswinkel, dafür aber kaum Verluste durch Mismatching.

5.9.3.3 Vergleich der Ausrichtungen

Für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse beider Ausrichtungen ist das Vorhandensein gleicher Messbedingungen notwendig. Dazu gehören neben dem Standort auch die Einstrahlungs- sowie die Temperaturbedingungen. Die beiden letzteren Bedingungen können naturgemäß nicht beeinflusst werden. Idealer Weise hätten die Messungen zur Bestimmung des Einflusses der Ausrichtung parallel an einem einzigen Tag durchgeführt werden sollen. Ressourcenbedingt ist dies jedoch, ohne einen unverhältnismäßig höheren Messaufwand zu betreiben, nicht möglich gewesen.

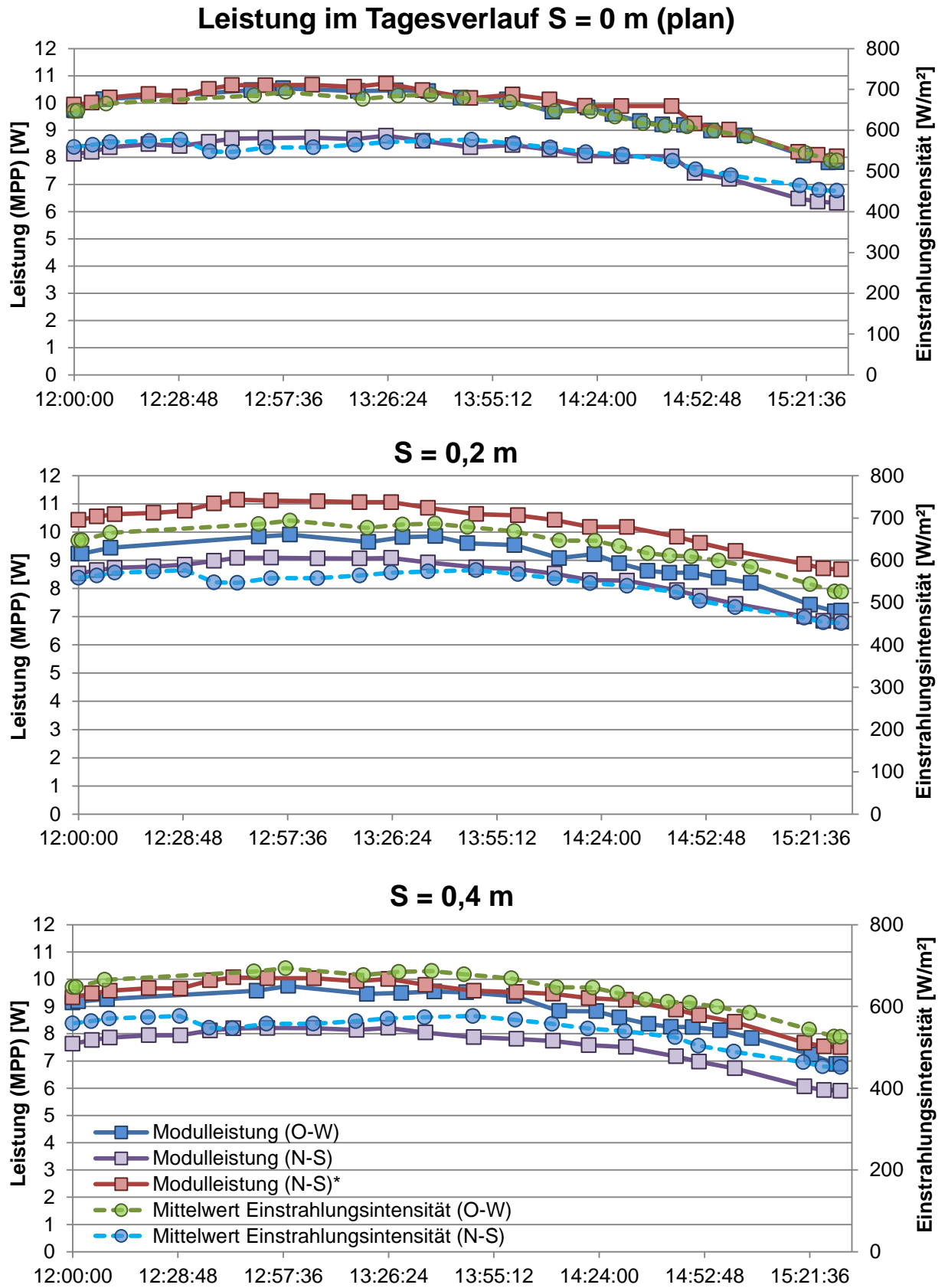


Abb. 102: Vergleich der Ausrichtungen Nord-Süd >> Ost-West
*: gleiche Temperatur- und Einstrahlungsbedingungen

Die Diagramme in Abbildung 102 zeigen alle für den Vergleich relevanten Daten für den Zeitraum von 12:00 bis 15:30 Uhr. Dargestellt sind für die Stichhöhen $S = 0$ m, $S = 0,2$ m und $S = 0,4$ m die erzielten Modulleistungen bei unterschiedlicher Ausrichtung in Nord-Süd- und in Ost-West-Richtung.

Für den Vergleich zu berücksichtigen ist, dass die beiden Messungen in einem zeitlichen Abstand von etwa zwei Wochen durchgeführt wurden, was zu unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen (Sonnenhöchststand, Sonnenbahn, etc...) führte. Um die darüber hinaus unterschiedlichen, da wetterabhängigen Einstrahlungsstärken zu berücksichtigen, wird die Differenz gebildet und auf die geringeren Leistungswerte prozentual draufgeschlagen. Die bereinigten Kurven sind mit einem Sternchen versehen.

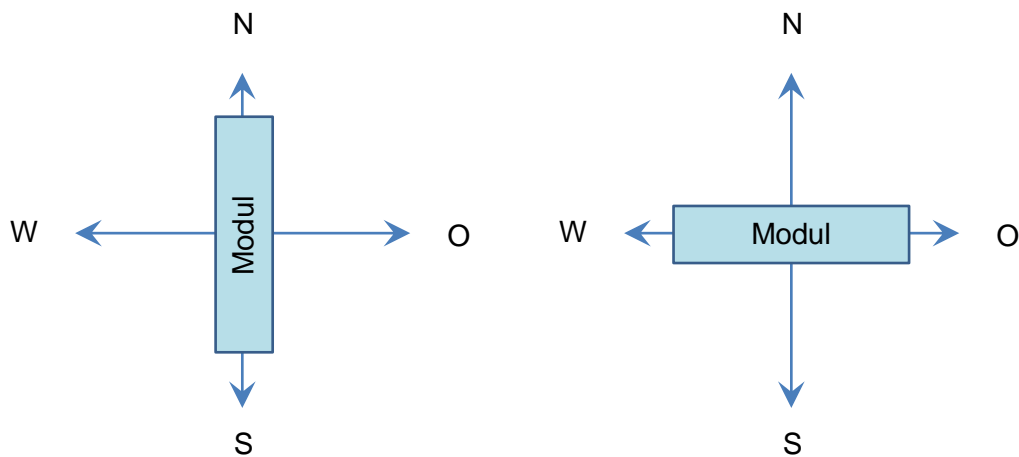


Abb. 103: Ausrichtung der Module >> links: Nord-Süd, rechts: Ost-West

Im planen Zustand des Moduls gibt es nur einen marginalen Unterschied zwischen den betrachteten Ausrichtungen. Bei einer Stichhöhe von 0,2 m und nord-südlicher Ausrichtung ist die Modulleistung um etwa 1,5 bis 2 W größer als bei der Ost-West-Ausrichtung. Bei $S = 0,40$ m ändern sich die Verhältnisse nur wenig, auch hier sind die Leistungswerte des mit der Längsseite nach Nord-Süd ausgerichteten Moduls knapp über den des Moduls mit der Ost-West-Ausrichtung.

Als Fazit kann an dieser Stelle gesagt werden, dass das Modul mit dem in dieser Arbeit betrachteten Krümmungsbereich und mit einer in Nord-Süd-Ausrichtung der Längsseite, über die auch die Krümmung des Moduls führt, mehr Ertrag liefert. Diese Aussage ist aber mit einer gewissen Unsicherheit belastet, denn die nachträgliche Bereinigung von ungleichen Messbedingungen basiert auf Annahmen, wie etwa der, dass die Einstrahlungsleistung direkt proportional zu der Modulleistung ist.

6 Modell zur Berechnung des Ertrages

6.1 Einleitung

Ziel des Modells ist das Prognostizieren des Ertrages einer Photovoltaikanlage bestehend aus flexiblen Dünnschichtsolarzellen. Das Modell wird in MS Excel unter Zuhilfenahme der Skriptsprache Visual Basic for Applications (VBA) implementiert. In der ersten Ausbaustufe werden in dieser Arbeit nur eindimensional, stetig gekrümmte Flächen behandelt. In einer möglichen ergänzenden Betrachtung können mehrdimensionale Krümmungen mit einbezogen werden. Die Parameter, wie Modulgröße, -leistung, Krümmungsgrade, etc., die in das Modell eingesetzt werden, stammen aus den Versuchen, die in den obigen Abschnitten bereits beschrieben wurden. Sie dienen auch der Validierung des Modells. Das Modell ist nicht an bestimmte Modultypen gebunden und ist unter Berücksichtigung der Vorgaben universell einsetzbar.

6.2 Modellbeschreibung zur Ertragsprognose bei flexibler Photovoltaik

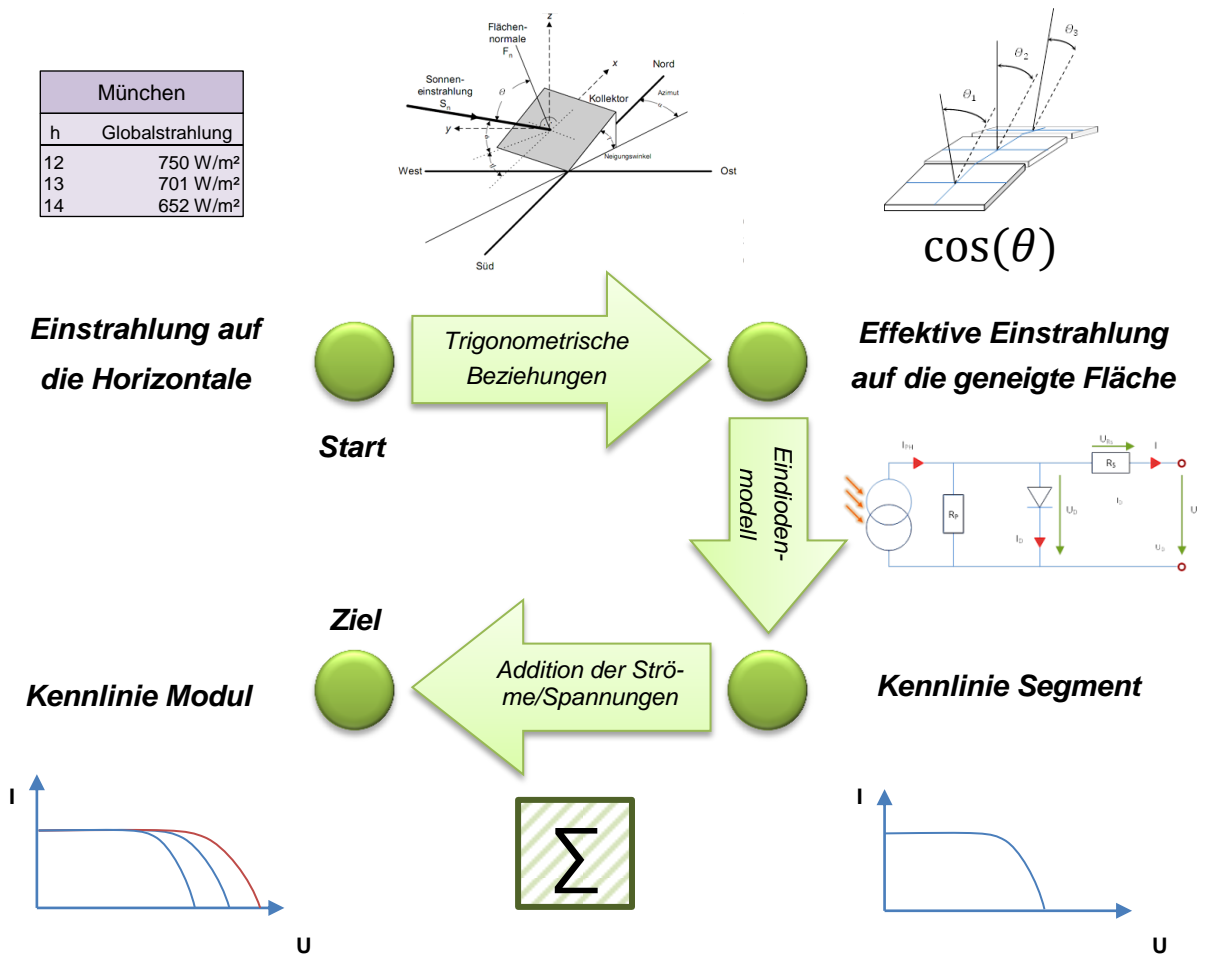


Abb. 104: Übersicht >> Aufbau des Modells

Grundlage für das Modell sind Einstrahlungswerte für die Landeshauptstadt München in Form von Global-, Diffus- und Direktstrahlungswerten auf die Horizontale, die als Eingangsvariablen in das Modell miteingehen. Dabei beinhaltet der diffuse Anteil bereits die reflektierte Solarstrahlung. Die eindimensional gekrümmte Fläche der betrachteten Dünnschichtsolarzellen wird bei diesem Ansatz in n -Teilflächen unterteilt. Diese Teilflächen werden im Folgenden als Segmente bezeichnet (Abb. 105). Mit Hilfe von trigonometrischen Beziehungen werden die effektiven Einstrahlungsleistungen auf die verschiedenen geneigten Segmente bestimmt, die der Modulkrümmung folgen und zusammen das Modul abbilden.

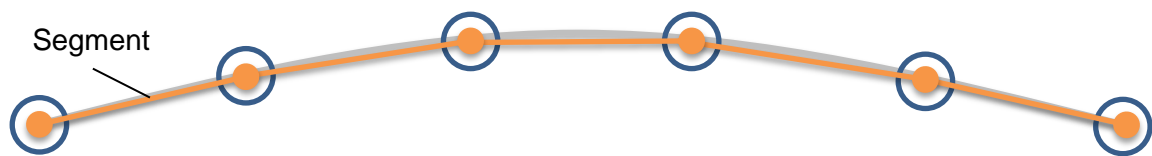


Abb. 105: Modul im Schnitt >> Aufteilung in Segmente

Mit dem Eindiode-Ersatzschaltbild wird das elektrische Verhalten von Solarzellen simuliert und die Kennlinie eines Segments ermittelt.

Je nachdem, welche modulinterne Verschaltung vorliegt, werden durch die Addition der Spannungen bzw. der Ströme die Kennlinien der Segmente zu dem des Moduls zusammengesetzt. Die resultierende Kennlinie der gesamten PV-Anlage wird in Abhängigkeit der Anlagenverschaltung bestimmt.

6.2.1 Einstrahlungsdaten von München

Ausgangspunkt für die Ermittlung des Ertrages sind Stundenmittelwerte, die von 1980 bis 1991 für den Raum München (Koordinaten: geographische Breite >> 48,1722° nördlicher Richtung, geographische Länge >> 11,5362° östlicher Richtung) gemessen und aufgezeichnet wurden. Tabelle 17 zeigt einen Auszug aus der Einstrahlungstabelle:

Alle Stundenwerte in W/m ²						
Monat	Tag im Monat	Stunde	Globalstrahlung*	Diffusstrahlung*	Direktstrahlung*	Lufttemperatur [°C]
1	1	10	80	69	11	6.0
1	1	11	142	107	35	7.1
1	1	12	234	105	129	8.5
1	1	13	254	102	152	9.4
1	1	14	170	125	45	9.6

Tabelle 17: Auszug aus der Einstrahlungstabelle

*: Einstrahlung auf die Horizontale

Dabei ist die Direktstrahlung der Anteil der Sonnenstrahlung, die auf eine horizontale Fläche von einem m^2 trifft. Sie legt den kürzest möglichen Weg zwischen der Strahlenquelle, und der Strahlensenke zurück, ohne dabei auf Hindernisse zu treffen. Die Direktstrahlung ist homogenen Charakters. Das bedeutet, dass die Einstrahlungsvektoren nahezu parallel zu einander ausgerichtet sind und die Strahlung auf die gesamte Fläche mit demselben Winkel auftrifft. Die Einstrahlungsleistung ist bei der Direktstrahlung richtungsabhängig.

Die Diffusstrahlung ist reflektiertes, absorbiertes, gestreutes, gebeugtes oder gebrochenes Licht, das bei seiner Ausbreitung auf Hindernisse in der Erdatmosphäre trifft, z.B. auf Wolken (Wasserdampf) oder auf andere, in der Atmosphäre auftretende Gasmoleküle und Partikel. Die diffusen Eigenschaften kommen von der ungleichmäßigen Ausbreitungsrichtung. Die auf eine Fläche eingestrahlte Leistung ist von der Einstrahlungsrichtung weitgehend unabhängig.

Die Summe aus direkter und diffuser Strahlung wird Globalstrahlung genannt. Die korrekte Messung der Sonneneinstrahlung in die Horizontalebene wird mit einem Pyranometer gemessen. Im Unterschied zu dem Einstrahlungssensor erfasst das Pyranometer auch Wellenlängen im infraroten Bereich (Wärmestrahlung), die vom Einstrahlungssensor, der eigentlich eine monokristalline Solarzelle mit einer Fläche von wenigen cm^2 ist, nicht erfasst werden. Bis zu 1.000 W/m^2 Globalstrahlung können im Sommer am Erdboden gemessen werden. Bei starker Bewölkung werden im Winter hingegen nur noch Werte um 100 W/m^2 erreicht.

Die insgesamt 8.760 vorliegenden Stundenmittelwerte der Einstrahlung beinhalten auch Globalstrahlungen mit dem Wert 0 W/m^2 , die über Nacht aufgezeichnet wurden. Zur Reduzierung der Datenmenge werden diese Werte aus der Betrachtung ausgeschlossen, da sie zu keiner PV-Generatorleistung führen. Übrig bleiben 4.347 Werte mit $E > 0 \text{ W/m}^2$.

Steht die Sonne im Zenit zu der Einstrahlungsfläche, d.h. der Einstrahlungswinkel Θ zwischen der Flächennormalen und dem Einstrahlungsvektor beträgt 0° (Abbildung 108 auf Seite 112), ist die Einstrahlungsleistung maximal. Sobald dies nicht mehr gegeben ist, sei es durch die Änderung der Richtung des Einstrahlungsvektors oder durch die Änderung der Flächenausrichtung, wird die Einstrahlungsleistung gemindert. Diese Minderung der Einstrahlungsleistung wird über trigonometrische Beziehungen ermittelt und durch einen Abminderungsfaktor berücksichtigt. Die von der Hochschule München bereitgestellten Einstrahlungswerte berücksichtigen bereits die Richtungsabhängigkeit der Direktstrahlung. Da aber die Flächen, die das Modul bilden, unterschiedlich ausgerichtet sind, kann es zu einer Verstärkung bzw. zu einer Abschwächung der Einstrahlungsleistung gegen-

über der horizontal ausgerichteten Referenzfläche kommen, wie Abbildung 106 verdeutlicht. Um die tatsächliche Einstrahlungsleistung auf die geneigte Fläche zu ermitteln, ist es notwendig, die Einstrahlungswinkel für beide Flächenausrichtungen und die Differenz der Einfallswinkel zu bestimmen. Damit erhält man nun einen Faktor, der bestimmt, ob die Einstrahlung auf eine geneigte Fläche größer oder kleiner ist, als die auf der horizontal ausgerichteten Fläche. Dabei ist die auftreffende Globalstrahlungsleistung auf die geneigten Fläche gleich der Direktstrahlung mal dem Ausdruck $(1 + \cos(\Delta\theta))$ plus dem Diffusstrahlungsanteil. Das Vorzeichen des Faktors $\cos(\Delta\theta)$ ändert sich mit der Ausrichtung der Fläche: Neigungswinkel γ [°] $\pm \gg \cos(\Delta\theta)$ [-] \pm .

Damit stehen also die Einstrahlungsleistungen auf die geneigten Flächen des in Segmente eingeteilten Moduls zur Verfügung.

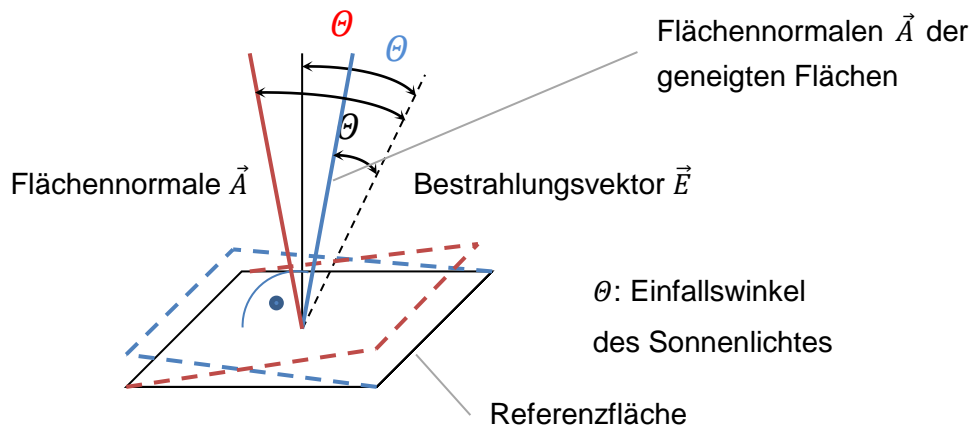


Abb. 106: Einfallswinkel auf die horizontale und geneigte Fläche A

Die Abbildung zeigt die Referenzfläche (horizontal ausgerichtet) für die die Einstrahlungswerte von München vorliegen. Ist die Fläche in Richtung der Einstrahlung geneigt, ist die Einstrahlungsleistung gegenüber der Referenzfläche größer, im anderen Fall kleiner.

6.2.2 Festlegungen und Trigonometrische Beziehungen

In diesem Modell unterscheiden sich die Segmente nur in ihrer Ausrichtung voneinander. Die elektrischen, geometrischen und mechanischen Eigenschaften werden als identisch angenommen. Die Segmente sind ein rein theoretisches Konstrukt und orientieren sich an dem eigentlichen, physikalischen Aufbau des Moduls, das, wie Abbildung 107 (Mitte) zeigt, intern ganz andere Verschaltungsstrukturen aufweisen kann.

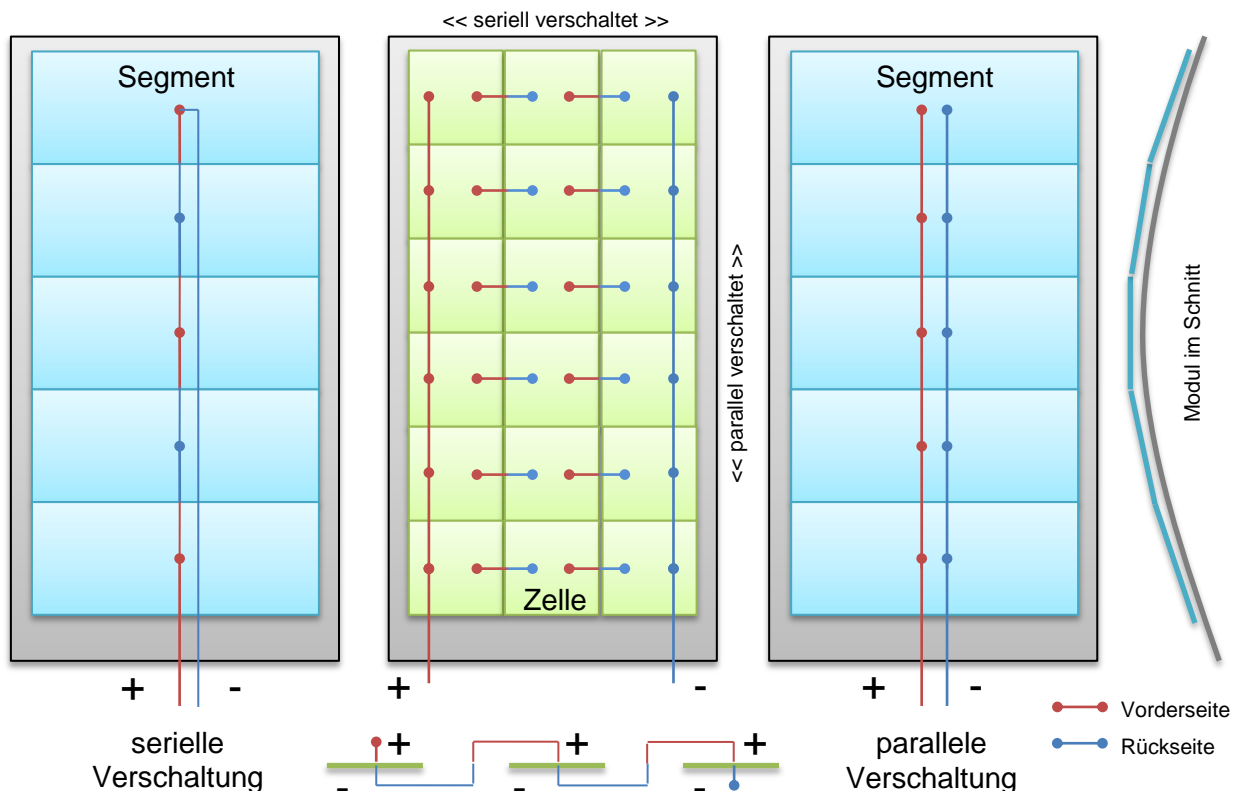


Abb. 107: Mögliche Verschaltung in der Modellbetrachtung

Wie aus dem Abschattungsversuch hervorgeht, ist das untersuchte Modul über die Länge hinweg parallel verschaltet. Um diesem Umstand gerecht zu werden, werden die Segmente des Modells, wie auf der rechten Seite der Abbildung 107 dargestellt, ebenfalls parallel verschaltet. Durch diese Art der Verschaltung ist das Modul gegenüber Abschattungen bzw. unterschiedlich starken Einstrahlungsintensitäten entlang der Länge des Moduls weniger empfindlich, da Mismatchingverluste bei der Parallelschaltung, wie bereits gezeigt, vermieden werden. Dies ist vorteilhaft, wenn man bedenkt, dass das Modul in dieser Untersuchung nur über seine Länge des Moduls gekrümmt (Abb. 107, rechts) wird.

In Abbildung 108 ist der für das Modell relevante Einfallswinkel θ des Sonnenlichtes eingezeichnet, der zwischen der Flächennormale \vec{A} (im Lot zur Fläche A) und dem Bestrahlungsvektor \vec{E} liegt.

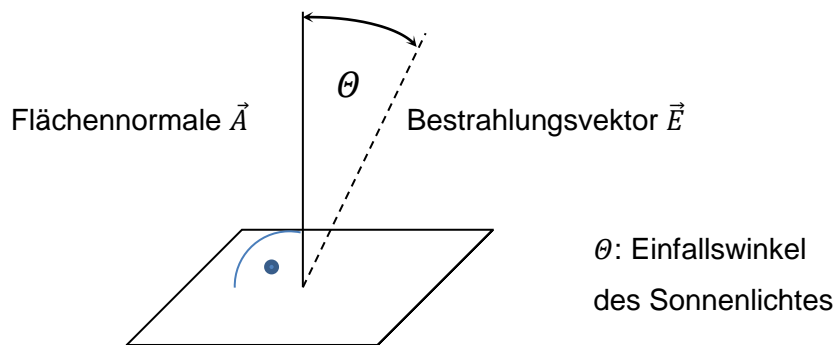


Abb. 108: Einfallswinkel des Sonnenlichtes auf die horizontal ausgerichtete Fläche A

Die Leistung der Photovoltaik-Zelle ergibt sich normalerweise aus dem Strahlungsfluss des Sonnenlichtes sowie dem Zell-Wirkungsgrad:

$$P_{el} = \eta * \Phi \quad (6.1)$$

Die maximale Leistung des flexiblen Moduls wird jedoch in einem späteren Abschnitt durch Kennlinienbetrachtungen auf der Grundlage des Eindiolen-Ersatzschaltbildes ermittelt. Nur mit Hilfe von Kennlinien ist das spätere Zusammensetzen mehrerer Module in Reihe möglich, bei der das Modul mit der geringsten Einstrahlung den Strom des Stranges bestimmt. Das gleiche gilt auch bei der Verschaltung der Segmente in Serie, wenn es die tatsächliche Verschaltung der Zellen verlangt.

Der Strahlungsfluss bzw. die Einstrahlung ist wiederum vom Einfallswinkel θ abhängig. Alle Leistungen werden zudem im MPP ermittelt, egal, ob die Leistungen der einzelnen Segmente, aus denen das Modul besteht, technisch im MPP gehalten werden können oder nicht.

Der Strahlungsfluss Φ errechnet sich bei annähernd homogener Verteilung der Bestrahlungsstärke über die Zellfläche mit Hilfe des Skalarproduktes:

$$\Phi = \vec{E} \cdot \vec{A} = E \cdot A \cdot \cos(\theta) \quad (6.2)$$

mit der Bestrahlungsstärke $E = |\vec{E}|$ und der Fläche $A = |\vec{A}|$

Der auf die Fläche A wirksame Strahlungsfluss und die damit verbundene Leistung, die von der Zelle erbracht wird, ist also bei konstanter Bestrahlungsstärke und Temperatur alleine vom Einstrahlungswinkel θ abhängig.

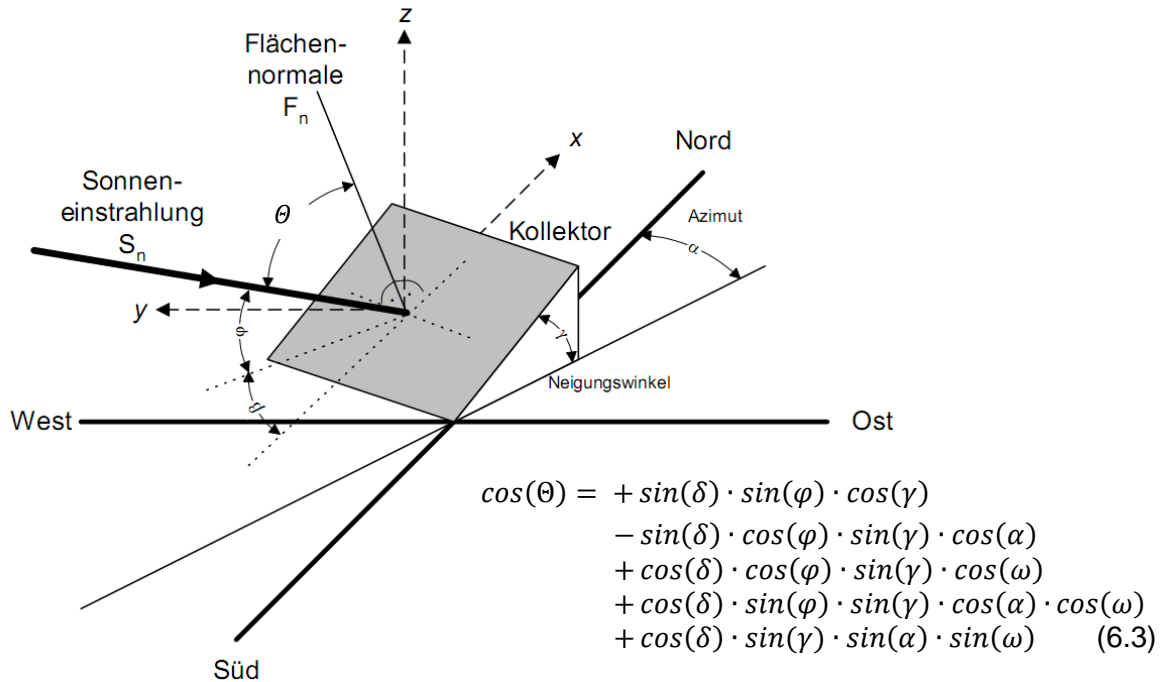


Abb. 109: Sonnenverlauf an einem Sonnenkollektor
[A >> Mayer]

Die in der Formel 6.3 enthaltenen Winkel sind:

θ : Winkel zwischen der Strahlungsrichtung und der Flächennormale

δ : Deklination (beschreibt die jahreszeitliche Stellung der Erdachse)

Näherung für die Deklination (Genauere Werte sind in Tabellenwerken zu finden.):

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(360^\circ \cdot \frac{284 + N_d}{365}\right) \text{ mit } N_d = 30,3 \cdot (\text{Mon} - 1) + \text{Tag} \quad (6.4)$$

mit dem Kalender-Datum (Tag.Monat) z.B.: 12.03

γ : Neigungswinkel zwischen Horizontale und Fläche (immer positiv)

α : Azimutwinkel der Fläche (Süd = 0° , Ost = 90° , Nord = 180° , West = 270°)

φ : Geografische Breite (Nord +, Süd -)

ω : Stundenwinkel

$$\omega = (12 \text{ h} - \text{WOZ}) \cdot \frac{15^\circ}{\text{h}} // (\text{vormittags } +, \text{ nachmittags } -) \quad (6.5)$$

Zeitformat: 12 h 45 min \rightarrow 12 h + 45/60 h = 12,75 h

WOZ: Die wahre Ortszeit ist die lokale, ortsabhängige Zeit, die von einer gewöhnlichen Sonnenuhr angezeigt wird.

$$\text{WOZ} = \text{GZ} + (Z_h + (\lambda - \lambda_0) \frac{\text{h}}{15^\circ}) \quad (6.6)$$

GZ: gesetzliche Zeit

λ : geographische Länge (Ost +, West -)

λ_0 : Bezugsmeridian (MEZ: $\lambda_0 = 15^\circ$, MESommerzeit: $\lambda_0 = 30^\circ$)

Z_h : Korrekturfaktor Zeitgleichung (Näherung):

$$Z_h = 0,123h \cdot \cos\left(360^\circ \frac{88+N_d}{365}\right) - 0,167h \cdot \sin\left(720^\circ \frac{10+N_d}{365}\right) \text{ mit} \quad (6.7)$$

$$N_d = 30,3 \cdot (\text{Mon} - 1) + \text{Tag} \quad (6.8)$$

↑ Alle Formeln und Bezeichnungen aus [A >> Wagner]

Ist eine exakte Nord-Süd-Ausrichtung gegeben, können die Ausdrücke in der obigen Formel 6.3, die $\cos(\alpha)$ - oder $\sin(\alpha)$ -Elemente beinhalten, zu eins respektive zu null gesetzt werden. Damit vereinfacht sich die Formel 6.3 zu dem folgenden Ausdruck:

$$\cos(\Theta) = 2 \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \sin(\gamma) \cdot \cos(\omega) \quad (6.9)$$

6.2.3 Beispiel einer eindimensional, einachsig gekrümmten Fläche

Das gekrümmte Modul wird, wie Abbildung 110 verdeutlicht, durch die Segmente substituiert.

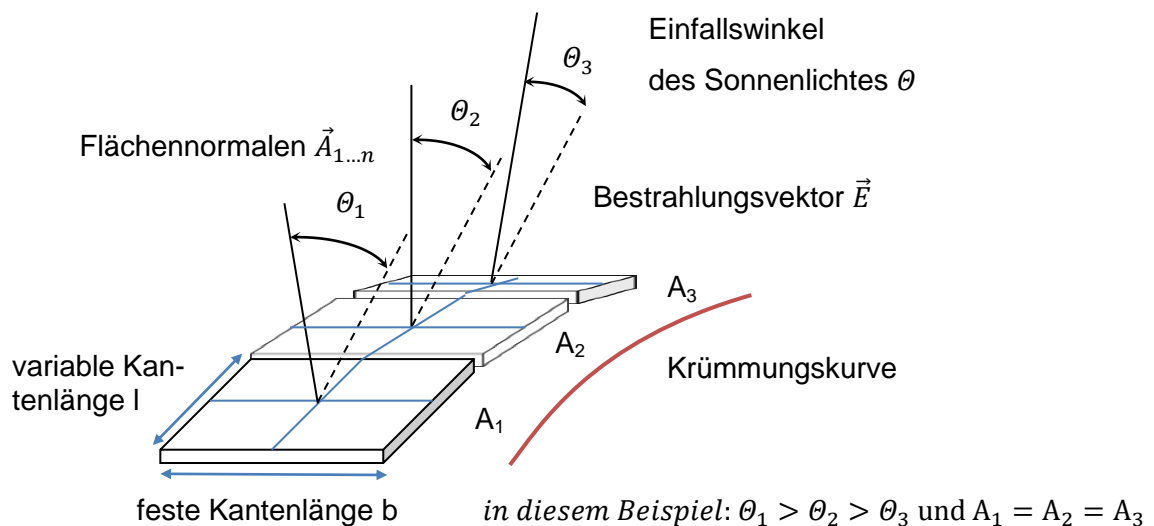


Abb. 110: Beispielhafte Aufteilung eines eindimensional gekrümmten Moduls

Je kleiner die Kantenlänge l und je größer die Anzahl der Teilflächen bzw. der Segmente ist, desto besser ist die Angleichung an die vorgegebene einachsige Krümmung.

Die resultierende Gesamtleistung ist die Summe der Einzelleistungen

$$P_{el} = \eta \cdot \sum_1^n \Phi_n = \sum_1^n E \cdot A \cdot \cos(\Theta_n) = \sum_1^n E \cdot l \cdot b \cdot \cos(\Theta_n) \quad (6.10)$$

der seriell und parallel verschalteten Segmente, wenn die Ausrichtung aller Segmente in einer Ebene, d.h. zu einem planen Modul, bei homogener Bestrahlung der Modulfläche erfolgt. Für diesen Fall ist der Strom, der durch die seriell verschalteten Zellen fließt, in allen Segmenten gleich groß. Bei der Parallelschaltung sind die Spannungen, die an den Segmenten anliegen, konstant. Die Ströme durch die einzelnen Segmente variieren dagegen voneinander. Wird ein Segment angewinkelt, gilt die Beziehung 6.10 nicht mehr, da nun unterschiedliche Einstrahlungsintensitäten vorliegen. Der Modulstrom wird dann durch das Segment mit der geringsten Einstrahlung bestimmt.

6.2.4 Betrachtung der Krümmungseigenschaften

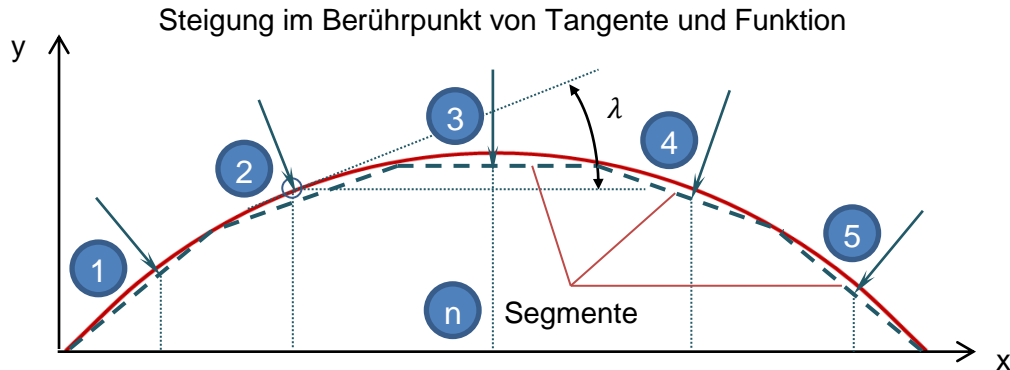
Für einen rechteckigen Pneu wird für die Modellierung folgende Annahme getroffen: Alle Krümmungskurven können mit angepassten cosh-Funktionen abgebildet werden. Die Stichhöhe S ist dabei von dem Pneu-Innendruck abhängig.

Abbildung 111 Krümmungskurven zeigt die Krümmungseigenschaften des Messaufbaus bei unterschiedlichen Stichhöhen und Krümmungsgraden, die mit dem Modell nachgebildet werden. Dabei beträgt die Länge der Krümmungsebene 2 m, auf die das Modul (Länge der photoaktiven Fläche: 1,28 m) mittig platziert ist. Eingezeichnet sind die Punkte auf der x-Achse für die Bestimmung der relevanten Winkel. Das Modul wird im weiteren Verlauf in 5 Segmente aufgeteilt. Diese Anzahl erlaubt eine ausreichend genaue Annäherung an die realen Krümmungen der Module.

Abb. 111: Krümmungskurven zu verschiedenen Stichhöhen (Messaufbau)

Die in Abbildung 111 aufgeführten Funktionen werden so angepasst, dass sich die Stichhöhen S , die Anfangs- sowie die Endpunkte, als Referenzwerte, entsprechend an den

dafür vorgesehenen Stellen im ersten und zweiten Quadranten des Koordinatensystems befinden. Der Winkel λ zwischen dem betrachteten Segment und der Bezugsebene (hier die x-Achse) wird mit Hilfe der ersten Ableitung bestimmt:



Hyperbolische Funktion $f(x) = -\cosh(x)$ (6.11) zur Beschreibung der Krümmung
 Steigung im Berührungspunkt: $f'(x) = -\sinh(x)$ (6.12)

Winkelbestimmung:
 $\tan(\lambda) = f'(x) \rightarrow \lambda = \arctan(f'(x))$ in RAD (6.13)

Abb. 112: Krümmungskurve und Winkelbestimmung am Modul

Je nach Anzahl der Segmente, die die Kurve formen, müssen entsprechend viele Winkel berechnet werden.

Für die fünf platzierten Segmente sind die berechneten Winkel in der Tabelle 18 eingetragen.

Stichhöhe S = 0,2 m			Stichhöhe S = 0,4 m		
x	y	Winkel [°]	x	y	Winkel [°]
-0,48	0,15	11,16	-0,47	0,30	23,69
-0,24	0,19	5,54	-0,24	0,37	12,30
0,00	0,20	0,00	0,00	0,40	0,00
0,24	0,19	-5,54	0,24	0,37	-12,30
0,48	0,15	-11,16	0,47	0,30	-23,69

Tabelle 18: relevante Winkel der fünf Segmente (S = 0,2 m und S = 0,4 m)

Nach dem die Winkel der einzelnen Segmente, die Einstrahlungswerte und die entsprechenden $\cos(\Theta)$ -Werte zur Minderung der Einstrahlungswerte mit Hilfe der oben aufgeführten trigonometrischen Funktionen bestimmt worden sind, ist nun im nächsten Schritt das Generieren der I-U-Kennlinien für jeden einzelnen Einstrahlungswert möglich.

6.2.5 Das Eindiode-Ersatzschaltbild

Für das Aufstellen des Modells zur Simulation der Erträge von Solargeneratoren bestehend aus flexiblen Dünnschichtsolarzellen ist ein Ersatzschaltbild notwendig. Mit den in diesem Abschnitt näher beschriebenen Gleichungen ist es möglich, die Zellencharakteristiken in Form von Kennlinien für unterschiedliche Einstrahlungsstärken E in Abhängigkeit des Zellstromes I (Serienschaltung) oder der Zellspannung U (Parallelverschaltung) zu berechnen. Damit kann auch der MPP für die jeweilige Einstrahlung ermittelt werden.

„Mit dem empirischen Eindiode-Modell lassen sich hinreichend genaue Ergebnisse für die Praxis erzielen.“ ^[Oliver Mayer] Ein weiterer Vorteil ist die einfache Anwendbarkeit und die Vermeidung eines hohen Rechenaufwandes durch nicht rekursive Algorithmen.

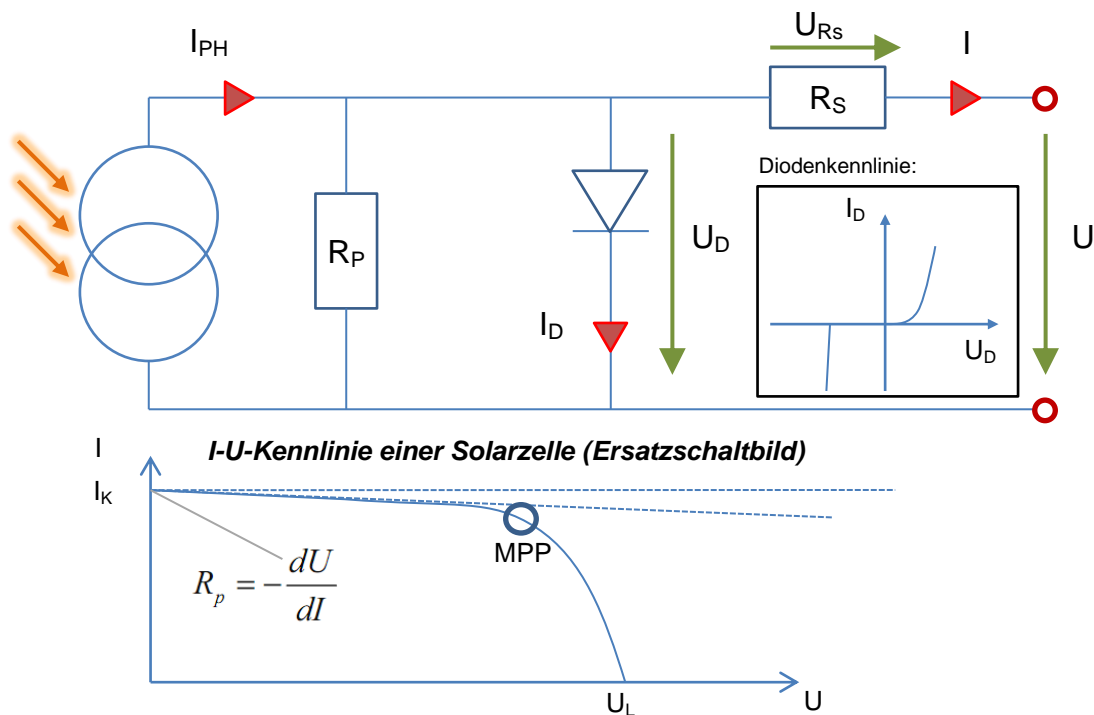


Abb. 113: Eindiode-Ersatzschaltbild einer Solarzelle

Die obige Abbildung zeigt das Eindiode-Ersatzschaltbild für eine Solarzelle. Das Ersatzschaltbild besteht aus einer Stromquelle, die den photoneninduzierten Strom I_{PH} liefert. Ein Teil der Leistung wird am Parallelwiderstand (innerer Widerstand der Zelle) in Form von Wärme abgegeben. Die Diode leitet in Abhängigkeit der Spannung U_D einen Teil des Stromes ab. Dieser hängt maßgeblich vom Lastwiderstand R_L ab. Die an der Diode anliegende Spannung U_D ergibt zusammen mit der an R_S abfallenden Spannung U_{RS} die Klemmspannung U der Zelle. Der Widerstand R_S beinhaltet unter anderem Kontakt- und Leitungswiderstände. Es gelten folgende empirische Gleichungen:

$$I = I_K \cdot \left[1 - C_2 \left(e^{\frac{U_r}{C_1 U_L}} - 1 \right) \right] + \Delta I \quad (6.14) \text{ bzw. } U_r = \ln \left(\frac{I - \Delta I}{-C_2} + 1 \right) \cdot C_1 \cdot U_L \quad (6.15)$$

$$\Delta I = \alpha \cdot I_K \cdot (T_Z - T_U) \cdot \frac{E}{E_{\text{ref}}} + \frac{E - E_{\text{ref}}}{E_{\text{ref}}} \cdot I_K \quad (6.16)$$

$$U_r = U - \beta \cdot U_L \cdot (T_Z - T_U) + R_S \cdot (\Delta I + I_K) - C_3 \quad (6.17)$$

$$\text{bzw. } U = U_r + \beta \cdot U_L \cdot (T_Z - T_U) - R_S \cdot (\Delta I + I_K) + C_3 \quad (6.18)$$

$$C_1 = \frac{\frac{U_{\text{MPP}} - 1}{U_L}}{\log\left(1 - \frac{I_{\text{MPP}}}{I_K}\right)} \quad (6.19)$$

$$C_2 = \left(1 - \frac{I_{\text{MPP}}}{I_K}\right) \cdot e^{-\frac{U_{\text{MPP}}}{C_1 U_L}} \quad (6.20)$$

$$C_3 = \frac{E}{E_{\text{ref}}} \left[U_L - R_S \cdot I_K - C_1 \cdot U_L \cdot \log\left(\frac{1}{C_2} + 1\right) \right] \quad (6.21)$$

6.2.6 Berechnung der Zelltemperatur

Die Zelltemperatur T_Z , die neben Parametern, wie etwa dem Absorptions- und dem Emissionskoeffizienten im Wesentlichen von der Umgebungstemperatur, von der Windgeschwindigkeit und der Einstrahlung auf die Modulfläche abhängt, lässt sich mit einem Polynom 4-ten Grades berechnen. Dieses Polynom kann mit Hilfe einer Newton-Iteration gelöst werden ^[A >> Gentsch].

$$\Delta = 2 \cdot A \cdot \varepsilon \cdot \sigma (T_Z^4 - T_U^4) + 2 \cdot A \cdot h (T_Z - T_U) + E \cdot A (\eta - \alpha) \quad \text{mit } h = 5,7 + 3,8 \cdot v_{\text{Wind}} \quad (6.22)$$

Newton Iteration:

$$T_Z(n+1) = T_Z(n) - \left| \frac{\Delta}{2000} \right|_{<0,001} \quad (6.23)$$

Die in den Formeln (6.14) bis (6.23) verwendeten Symbole und Abkürzungen sind:

Δ	=	Delta [K]
T_Z	=	Zellentemperatur [K]
T_U	=	Umgebungstemperatur [K]
E	=	Einstrahlung [W/m ²], E_{REF} Referenzeinstrahlung \rightarrow 1.000 W/m ²
R_S	=	Serienwiderstand [Ω]
R_P	=	Parallelwiderstand [Ω]
U_r	=	Referenzspannung [U]
α	=	Temperaturkoeffizient bezogen auf I_K [1/K] in (6.16)



α	=	Absorptionskoeffizient (= 0,95 [-]) in (6.22)
β	=	Temperaturkoeffizient bezogen auf U_L [1/K]
ε	=	Emissionskoeffizient (= 0,70 [-])
σ	=	Stefan-Boltzmann-Konstante (= $5,67 \cdot 10^{-8}$ W/m ² K ⁴)
η	=	Wirkungsgrad der Zelle [-]
h	=	Wärmetransferkoeffizient [W/m ² K]
v_{Wind}	=	Windgeschwindigkeit (= 1 m/s) → Jahresdurchschnittswert in München
A	=	Zellenfläche [m ²]

Die in Klammern angegebenen Werte für α , ε , v_{Wind} sind Durchschnittswerte.

Da die in Excel iterativen Berechnungen zwar möglich, jedoch unkomfortabel zu realisieren sind, wird die Zelltemperatur mittels des Newton-Verfahrens unter Zuhilfenahme von VBA umgesetzt.

Programmcode zur Bestimmung der Temperatur T_z

(siehe Excel-Datei >> „Modell Flex PV“)

```
Sub Iteration()
```

```
Dim delta As Double
```

```
Dim Tz As Double
```

```
For i = 10 To 4357
```

```
    Tz = Cells(i, 19).Value * Cells(i, 10).Value * 0.05 + Cells(i, 20).Value + 273.15
```

```
    Do
```

```
        delta = 2 * Range("F7") * 0.7 * (5.67 * 10 ^ (-8)) * (Tz ^ 4 - (Cells(i, 20).Value + 273.15) ^ 4) + 2 * Range("F7") * (5.7 + 3.8 * 1) * (Tz - (Cells(i, 20).Value + 273.15)) + Cells(i, 19).Value * Cells(i, 19).Value * Range("F7") * (0.1 - 0.95)
```

```
        Tz = Tz - Abs(delta / 2000)
```

```
    Loop While (Abs(delta / 2000) > 0.001)
```

```
    Cells(i, 21).Value = Tz - 273.15
```

```
    Cells(i, 21).NumberFormat = "0.0"
```

```
Next i
```

```
End Sub
```

Im ersten Schritt werden die Variablen Delta Δ und T_z deklariert. Für alle vorliegenden 4.347 Einstrahlungswerte wird mit Hilfe einer Zählschleife die Zelltemperatur T_z berechnet. Dazu wird der Anfangswert von T_z mit der Formel

$$T_z = E \cdot \cos(\text{Theta}) \cdot 0,5 + T_U, \text{ mit } T_U \text{ in K} \quad (6.24)$$

bestimmt.

Die Einstrahlung E (Globalstrahlung) und die Umgebungstemperatur T_U werden aus der Einstrahlungstabelle der Hochschule München entnommen. Der Abschwächungsfaktor $\cos(\Theta)$ wurde nach dem bereits beschriebenen trigonometrischen Verfahren berechnet. Alle Temperaturwerte müssen vor dem Einsetzen in die Formeln mit der Beziehung

$$K = ^\circ\text{C} + 273,15 \quad (6.25)$$

in Kelvin umgerechnet werden.

In einer Bedingungsschleife wird dann die eigentliche Iteration durchgeführt:

Solange der Betrag von $\Delta/2.000$ größer als 0,001 ist, läuft die Iteration, bzw. die Bedingungsschleife weiter. Wird dieser Wert unterschritten, ist eine hinreichende Genauigkeit gegeben. Nach der Subtraktion des Betrages $\Delta/2.000$ von dem T_z -Wert des vorherigen Durchlaufes wird die sich hieraus ergebende endgültige Segment- bzw. Modultemperatur wieder in $^\circ\text{C}$ umgewandelt.

6.2.7 Zusammenstellung des Modells

Für die Kennlinienermittlung der einzelnen Segmente bei unterschiedlichen Ausrichtungen bzw. Neigungswinkeln muss berücksichtigt werden, dass die charakteristischen Betriebspunkte (Leerlaufspannung U_L , Spannung bei maximaler Leistung U_{MPP} unter Standardbedingungen \gg STC) und der Serien- bzw. Parallelwiderstand des Moduls, die in das Modell miteinfließen, angepasst werden müssen. So wird bei der Serienschaltung der Segmente vorausgesetzt, dass die Leerlaufspannung U_L und die Spannung im MPP (U_{MPP}) des Moduls sowie R_S durch die Anzahl der betrachteten Segmente geteilt, den entsprechenden Wert des einzelnen Segmentes ergibt. Bei der Parallelerschaltung werden hingegen der Kurzschlussstrom I_K und der Strom im MPP (I_{MPP}) durch die Anzahl der Segmente geteilt. Der Widerstand R_P eines Segments wird indes mit folgender Beziehung ermittelt:

$$\frac{1}{R_{P, \text{Gesamt}}} = \frac{1}{R_{P1}} + \frac{1}{R_{P2}} + \frac{1}{R_{P3}} + \frac{1}{R_{P4}} + \frac{1}{R_{P5}} = \frac{5}{R_{P, \text{Element}}}, \text{ mit } R_{P1} = R_{P2} = R_{P3} = R_{P4} = R_{P5}$$

$$R_{P, \text{Element}} = 5 \cdot R_{P, \text{Gesamt}}$$

Am Beispiel der Serienschaltung wird folgendes Problem verdeutlicht: Der Kurzschlussstrom I_K des einzelnen Segments entspricht dem des Moduls. Das gleiche gilt prinzipiell auch für den Strom im MPP. Jedoch liegt dieser Strom im Arbeitspunkt der maximalen Leistung I_{MPP} bei Modul und Segment auf einem unterschiedlich hohen Niveau, wie Abbildung 114 verdeutlicht.

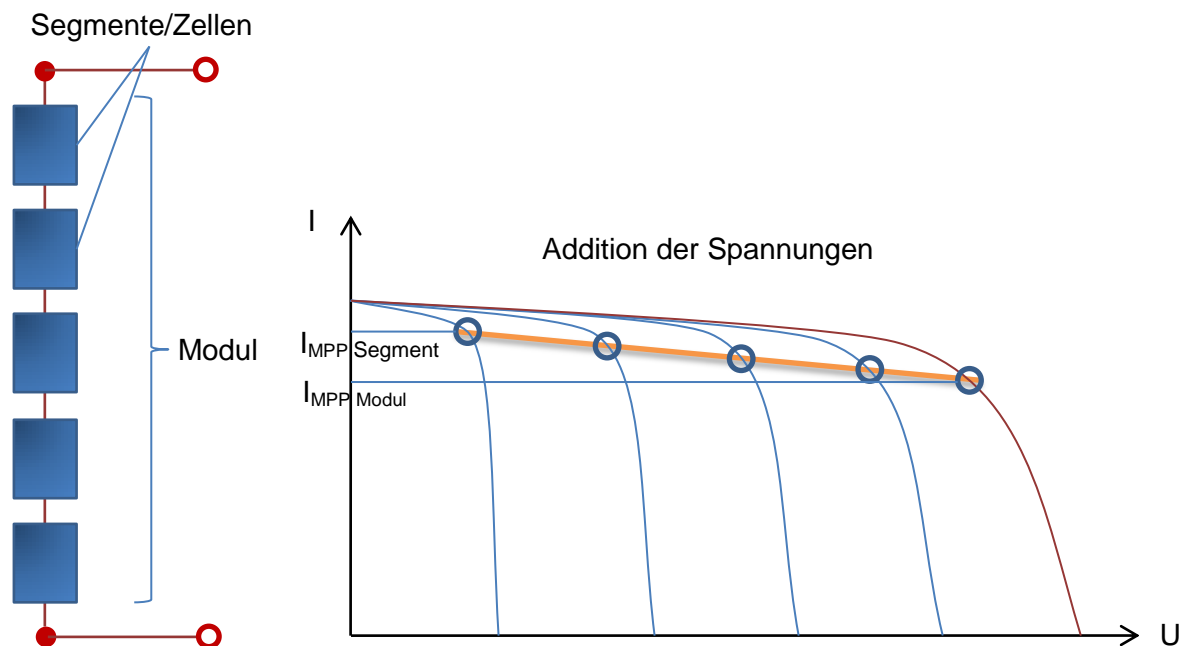


Abb. 114: Kennlinie von in Serie geschalteter Segmente bzw. Zellen

Daher wird an dieser Stelle ein Korrekturfaktor eingeführt, der den I_{MPP} des Segments erhöht. Dieser Korrekturfaktor wird benötigt, da ansonsten die überlagerten Kennlinien der einzelnen Segmente (bei STC, plan angeordnet), nicht die Kennlinie des Moduls ergeben würden (gemäß der Abbildung 114). Dies ist aber zwingend notwendig. Insgesamt hätte die Gesamtkurve einen viel flacheren Verlauf und der MPP des Moduls würde deutlich unterschritten werden. Der Korrekturfaktor für I_{MPP} sowie R_S bzw. R_P wird so eingestellt, dass die modellierte Modulkennlinie unter STC-Bedingungen die vom Hersteller angegebenen charakteristischen Modulwerte (I_K , I_{MPP} , U_L , U_{MPP} , MPP) aufweist.

I-U-Kennlinie (STC)

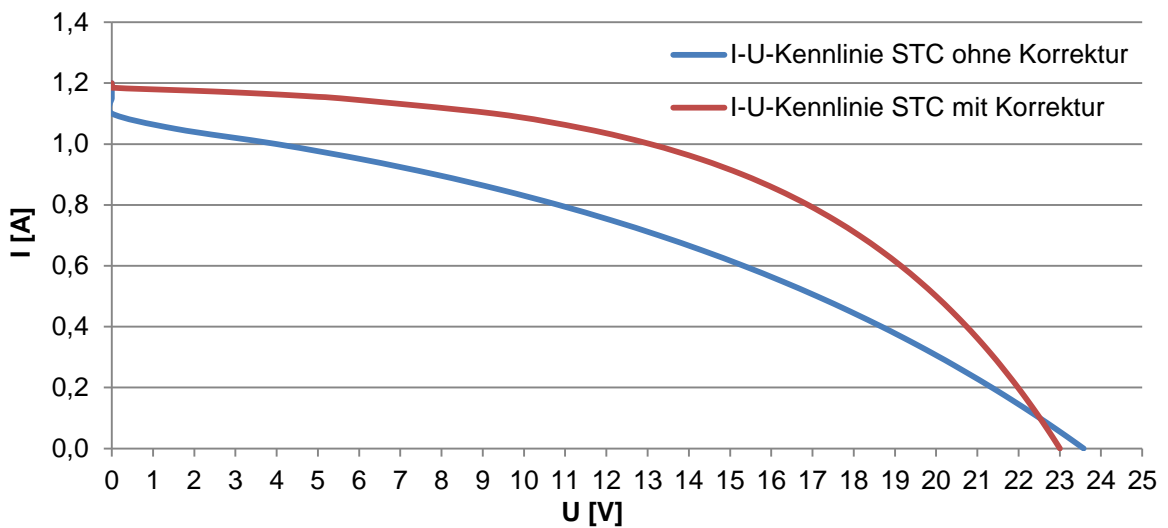


Abb. 115: Modellierte Kennlinie unter STC mit und ohne Korrektur

Bei der Parallelschaltung wird der Korrekturfaktor ebenfalls auf den I_{MPP} des Segments, der in diesem Beispiel ein Fünftel des Modulwertes beträgt, angewendet.

Wie in der Tabelle 19 verdeutlicht, bleiben die Temperaturkoeffizienten bezogen auf I_K (Alpha) und auf U_L (Beta) bei Modul und Segment gleich. Angenommen wird, dass diese materialabhängigen Eigenschaften sich bei der Aufteilung des Moduls in die 5 Segmente nicht ändern.

	Serienschaltung		Parallelschaltung		
	Modul	Segment	Modul	Segment	Modul/Segment
I_K [A]	1,2*	1,2	1,2*	0,24	Alpha [1/°C] 0,0009
U_L [V]	23*	4,6	23*	23	Beta [1/°C] -0,0024
I_{MPP} [A]	0,9*	1,1556**	0,9*	0,23112***	Korrekturfaktor >> I_{MPP} 1,284
U_{MPP} [V]	15*	3	15*	15	** = $0,9 \cdot 1,284$
R_S [Ω]	7,88	1,58	7,88*	39,4	*** = $0,9/5 \cdot 1,284$

Tabelle 19: Elektrische Kennwerte für Modul und Segment
Aufteilung in 5 Segmente; *: aus Datenblatt >> Flexcell Sunslicks 14W

An dieser Stelle ist nun die Modulkennlinie aus den Kennlinien der unterschiedlich angeordneten Segmente zusammengesetzt. Sie ist die Grundlage für die Berechnung des Ertrages eines ganzen Solargenerators, der aus mehreren seriell und parallel verschalteten flexiblen Modulen besteht.

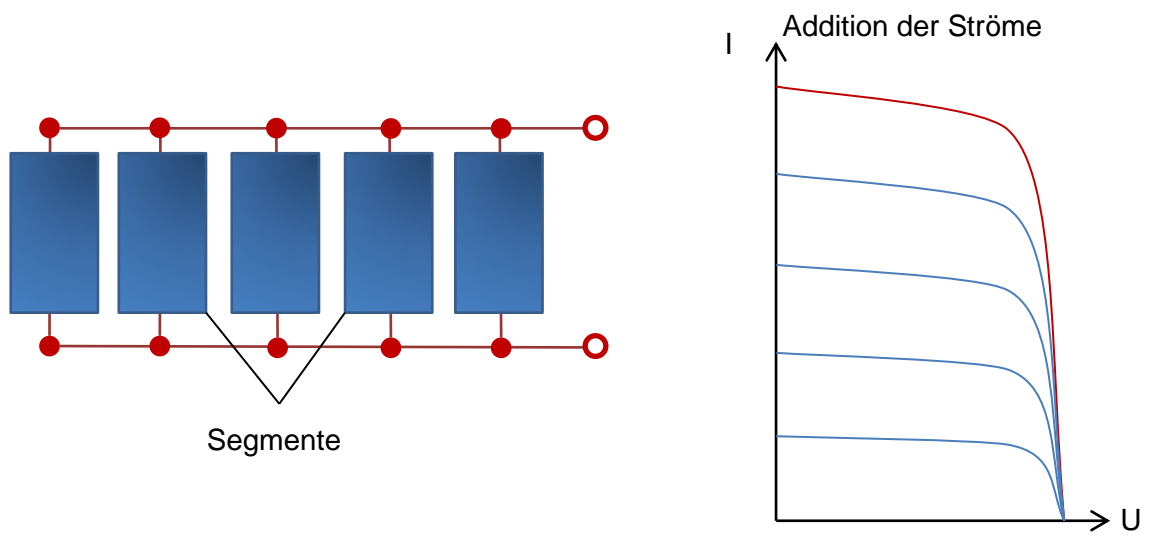


Abb. 116: Parallel verschaltete Segmente ergeben die Kennlinie des Moduls.

Bei der Parallelverschaltung ist zu beachten, dass sich die Ströme und nicht die Spannungen addieren, wie es bei der seriellen Verschaltung der Fall ist. Die Anlagenspannung bleibt konstant.

6.2.8 Weitere Schritte zum Ausbau des Modells

Das bis zu diesem Punkt gezeigte Modell ist auf einachsige Krümmungen beschränkt. Durch den länglichen Formfaktor des beispielhaft ausgesuchten Moduls führt dies zu keinen großen Nachteilen, da die Krümmung zumeist über die Länge des Moduls verläuft.

Je breiter das Modul jedoch wird, desto größer ist die Chance, dass sich die Krümmung, zum Beispiel bei gewölbten Oberflächen, auf die zweite Achse ausbreitet. Damit wäre das Miteinbeziehen von zweiachsigen Krümmungen in das Modell ratsam. Der Aufwand hierfür würde sich jedoch vervielfachen. Excel liefert dafür dann keine geeignete Plattform mehr. Vorteilhaft wäre die Implementierung in C/C++, Matlab oder andere Programmiersprachen, die auch Datenbank-Funktionen unterstützen. Aus diesem Grund beschränkt sich die vorliegende Arbeit nur auf eindimensional gekrümmte Flächen.

Beispiel einer dreidimensional verformten Fläche:

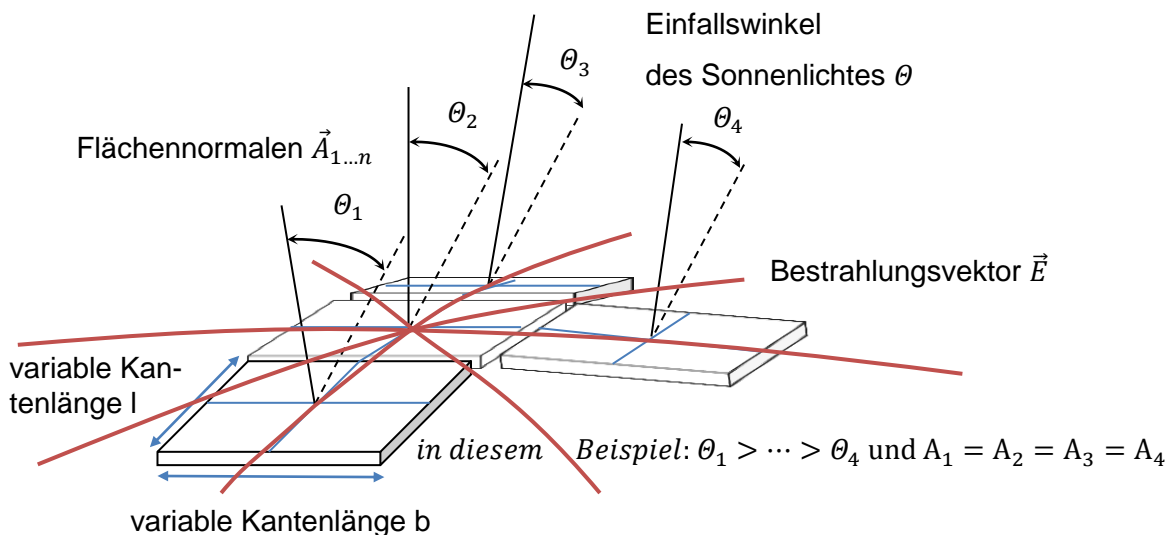


Abb. 117: Erweiterung des Modells auf mehrdimensionale Krümmungen z.B. gewölbte Oberflächen

6.3 Verifizierung der Ergebnisse

Mit Hilfe des Korrekturfaktors, der der Kalibrierung des empirischen Eindiodenmodells dient, wird die STC-Kennlinie des simulierten flexiblen Moduls Flexcell Sunslick 14W eingestellt. Wobei hier ein besonderes Augenmerk auf die Leistung im MPP gelegt wird. Die Randbereiche, also I_K und U_L sind weniger von Interesse und können abweichen.

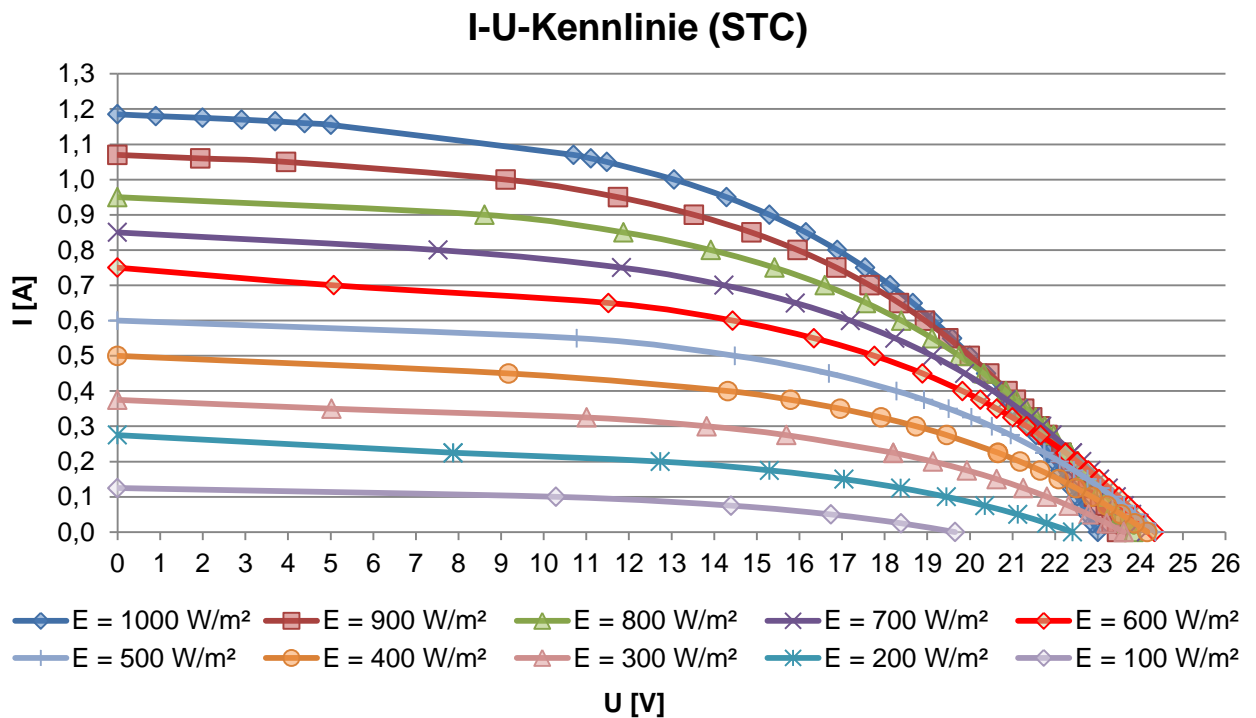


Abb. 118: Verschiebung von U_L ($E = 1.000 \text{ W/m}^2$ bis 100 W/m^2 sonst STC)

Das Eindiodenmodell bildet den realen Kurvenverlauf der Modulkennlinie ab. Die Leerlaufspannung U_0 verschiebt sich jedoch bei geringer werdender Einstrahlung, aber bei sonst gleichen Bedingungen zu höheren Spannungswerten. Erst nach Erreichen des Wendepunktes (bei ca. 600 W/m^2) nimmt sie wieder ab. Dieser Effekt tritt in abgemilderter Form auch dann ein, wenn die Temperatur mit der abfallenden Einstrahlung geringer wird. Diese Charakteristik des Modells hat aber nur geringe Auswirkungen auf die Berechnung des Ertrages, da die MPPs bei unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen korrekt simuliert werden.

Anhand der Messungen, die unter realen Bedingungen (Außenversuche) durchgeführt wurden, werden die Ergebnisse des Modells verifiziert:

MPP	Messwerte			Modellergebnisse (Gh = 582 W/m ² , Zeit: 12:00:00)	
	P Modul [W]	Gh [W/m ²]	Zeit	P Modul seriell [W]	P Modul parallel [W]
04.10.2010					
S = 0,00 m	8,37	571	12:09:48	8,28	8,87
S = 0,20 m	8,73	572	12:09:58	8,13	8,82
S = 0,40 m	7,86	569	12:10:12	7,44	8,65

Tabelle 20: Vergleich der Ergebnisse für die Nord-Süd-Ausrichtung (04.10.2010)
S: Stichhöhe des Kissens, P: Leistung, Gh: Globalstrahlung horizontal

Tabelle 20 und 21 beinhalten die Messergebnisse, die für den Vergleich herangezogen werden. Dabei ist das Kriterium für die Auswahl der zu vergleichenden Werte eine möglichst gute Übereinstimmung, hier in Form von Globalstrahlungswerten auf die Horizontale. Wichtig in diesem Zusammenhang ist aber auch, dass die Einstrahlungsrichtungen, die von Datum und Uhrzeit abhängig ist, sich so wenig wie möglich voneinander unterscheiden.

MPP	Messwerte			Modellergebnisse (Gh = 427 W/m ² , Zeit: 10:00:00)	
	P Modul [W]	Gh [W/m ²]	Zeit	P Modul seriell [W]	P Modul parallel [W]
21.09.2010					
S = 0,00 m	6,21	408	10:00:46	6,14	6,45
S = 0,20 m	5,94	424	10:01:38	6,09	6,43
S = 0,40 m	5,84	429	10:02:18	5,85	6,37

Tabelle 21: Vergleich der Ergebnisse für die Ost-West-Ausrichtung (21.09.2010)
S: Stichhöhe des Kissens, P: Leistung, Gh: Globalstrahlung horizontal

Die Verifizierung des Modells stützt sich zwar nur auf zwei Messpunkte, die jedoch mit einem zeitlichen Abstand von etwa zwei Wochen aufgenommen worden sind. Daher wird davon ausgegangen, dass die Berechnungen im Rahmen der Modellbetrachtung für ein ganzes Jahr passende Ergebnisse liefern.

Da das simulierte Modul Flexcell Sunslick 14W entlang der Krümmungsrichtung parallel verschaltete Zellen aufweist, wurde die Festlegung auf parallel verschaltete Segmente getroffen. Wie die farblich markierten Werte zeigen, liegen die berechneten Werte der seriellen Verschaltungslogik, trotz aller Theorie, näher an den gemessenen Werten.

kWh/kWp	parallele Verschaltung		
Stichhöhe [m]	0,00	0,20	0,40
Nord-Süd	1.214,23	1.210,68	1.198,10
Ost-West	1.214,23	1.210,73	1.198,31

Tabelle 22: Ergebnisse der Berechnungen >> spezifischer Jahresertrag eines Moduls



Der spezifische Ertrag eines Moduls entspricht den summierten Stundenwerten der generierten Leistungen, geteilt durch die Modulspitzenleistung von 13,5 W.

Die Modellergebnisse in Tabelle 22 zeigen, dass der Ertrag eines Moduls mit zunehmender Krümmung abnimmt. Für den optimalen Ertrag eines flexiblen Moduls, bei den hier untersuchten Ausrichtungen, sollte dieses keine Krümmung aufweisen. Zwischen der Ausrichtung in nord-südlicher Richtung und der Ausrichtung in ost-westlicher Richtung gibt es nur sehr geringe Ertragsunterschiede.

6.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse und die daraus abgeleiteten Aussagen zu der Untersuchung des Moduls Flexcell Sunslick 14W in Hinsicht auf die spätere Auslegung, der in das Membrandach integrierten Photovoltaikanlage zusammengefasst.

In Abhängigkeit von der modulinternen Verschaltung der Solarzellen, wird empfohlen das Modul über die Seite zu krümmen, über die die Zellen parallel verschaltet sind. Damit führen krümmungsbedingt unterschiedliche Einstrahlungsintensitäten zu keinen zusätzlichen Mismatching-Verlusten. Idealerweise sollte das flexible Modul so ausgerichtet werden, dass die gekrümmte Moduloberfläche der Sonnenbahn folgt (Abbildung 119), so dass die Einstrahlung immer im Zenit auf die Moduloberfläche auftrifft. Anlagenteile mit gleicher Einstrahlungssituation sollten in Serie, mit unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen parallel verschalten. bzw. mit mehreren Wechselrichtereinheiten versehen werden.

Der Einsatz von Freilaufdioden wird für den Abschattungsfall, etwa durch Verschmutzung, empfohlen. Sie erhöhen nicht nur den Ertrag und die Anlagenverfügbarkeit, sondern können auch die Zerstörung des abgeschatteten Moduls durch Überbrückung verhindern.

Im optimalen Fall sorgt eine gute Belüftung der Module für höhere Erträge bei Spitzeneinstrahlungen im Sommer. Die Kühlung der Module führt zu kleineren Wirkungsgradeinbußen, die bei steigender Modultemperatur zu Tage treten. Dies könnte besonders für Module, die in der mittleren Lage eines Pneus integriert sind, von großer Bedeutung sein. Denn der Innenraum der Pneus dürfte sich aufgrund fehlender Kühlung der Moduloberfläche stark aufheizen.

Die Transmissionsmessungen haben gezeigt, dass mit jeder Folienlage die Einstrahlungsleistung und damit die Modulleistung um mehr als 6 % verringert wird. Daher ist eine Folienlage, die mindestens zum Schutz der photoaktiven Schicht vor Umwelteinflüssen notwendig ist, die optimale Anzahl in Hinblick auf die Ertragsmaximierung.

Die Messungen im Labor, sowie unter realen Bedingungen, als auch die Ergebnisse des Modells (Tabelle 22) haben gezeigt, dass mit steigender Krümmung auch der Ertrag des Moduls zurückgeht. Diese Aussage ist aber auf die betrachteten Ausrichtungen (Nord-Süd, Ost-West) der Module beschränkt, bei denen die Ertragsunterschiede vernachlässigbar gering sind.

Mit den gesammelten Erkenntnissen kann auf die optimale Ausrichtung der flexiblen Module geschlossen werden:

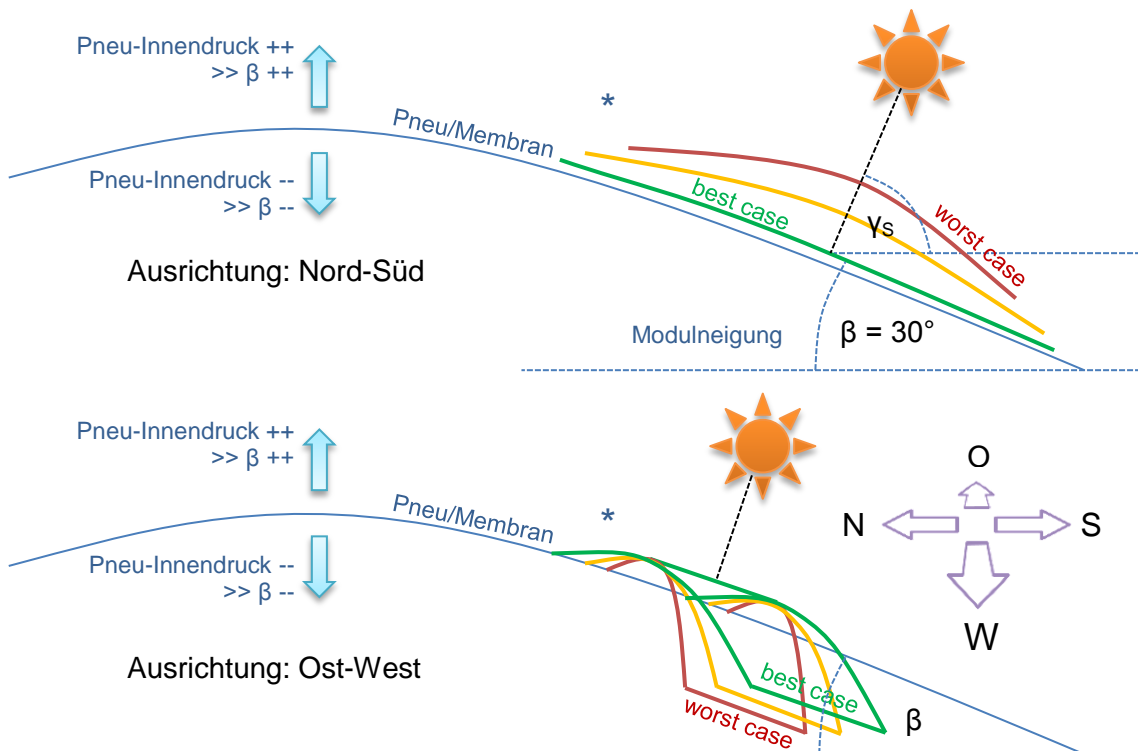


Abb. 119: Optimale Ausrichtung von flexiblen Modulen (schematische Darstellung)

*: Krümmung in Abhängigkeit des Pneu-Innendruckes und der Pneu-Geometrie bzw. der Membranoberfläche

Die Membranflächen, in welche die Module integriert werden, sollten für den maximalen Ertrag der Photovoltaik-Anlage eine Neigung von 30° in Richtung Süden aufweisen. Nach Möglichkeit sollten die Flächen groß genug sein, um eine möglichst plane Oberfläche zu gewährleisten. Die Module werden dann beim Einlaminiern in die obere Lage des ETFE-Pneus oder beim Auflaminieren auf die Membranoberfläche (PTFE-Membrandach) nur geringfügig gekrümmt und somit wird ein verminderter Energieertrag vermieden. Dies ist bei mechanisch vorgespannten Membrandächern eher wahrscheinlich, als bei Pneus, die konstruktionsbedingt zu stärkeren Modulkrümmungen führen.

Durch den variablen Innendruck bei Pseudächern, der üblicherweise in Abhängigkeit von Umweltbedingungen (Wind-, Schneelasten) eingestellt wird, kann die Modulneigung β in geringen Maßen dem Sonnenhöhenwinkel γ_s nachgeführt werden. So könnte z.B. im Winter der Pneu-Innendruck erhöht werden, was zu einer stärkeren Modulneigung führt und die Ertragseinbußen, die durch die jahreszeitbedingte niedrige Sonnenlaufbahn verursacht werden, verringert. Die Anpassung des Neigungswinkels wäre bei mechanisch vorgespannten Membrandächern aus PTFE technisch sicherlich ebenfalls möglich, würde aber deutlich höhere Investitionen voraussetzen.

7 Auslegung des Parkhaus-Daches

7.1 Einleitung

In diesem Abschnitt werden zwei Versionen des Daches vorgestellt, die für das geplante Parkhaus auf dem Gelände der SWM-Zentrale konzeptioniert werden. Aufgrund der frühen Planungsphase sind einige Parameter, wie etwa Länge und Breite der zu überdachenden Grundfläche, die zur Gestaltung und Auslegung des Daches notwendig sind, nicht klar definiert. Zudem existieren unterschiedliche Basiskonzepte. Daher werden im Laufe dieses Kapitels eine Reihe von Annahmen und Festlegungen getroffen. So ist den vorliegenden Plänen nach die maximale Breite bzw. Länge des quadratischen Grundrisses auf maximal 50 m begrenzt. Angenommen wird daher eine zu überdachende quadratische Grundfläche von 2.500 m². Die Lage des Parkhauses auf dem SWM-Areal ist zum derzeitigen Zeitpunkt ebenfalls noch nicht endgültig bestimmt. Aus diesem Grunde wird festgelegt, dass eine der vier Fassadenseiten des Gebäudes exakt nach Süden (Azimutwinkel $\alpha = 0^\circ$) ausgerichtet ist und es zu keiner Verschattung durch umliegende Gebäude kommt.

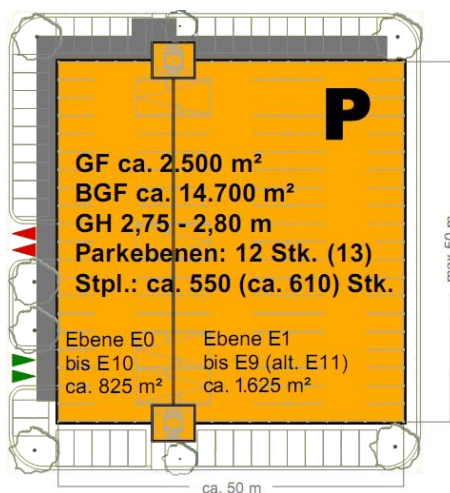


Abb. 120: Grundriss Parkhaus-Erdgeschoss (Ebenen E0 und E1) aus SWM PH Konzept Lageplan

Bei der Auslegung werden in dieser Arbeit weder die Primär- noch die Sekundärkonstruktion betrachtet, vielmehr geht es hier um die Dachflächen, auf die die flexiblen Solarmodule aufgebracht werden. Wie müssen diese Flächen gestaltet sein, damit sich aus einem Kompromiss aus Design und Ertrag der PV-Anlage die optimale Schnittmenge ergibt? Die hier durchgeführte, vereinfachte Auslegung ist kein Ersatz für eine ordentliche interdisziplinäre Dach- und Gebäudeplanung. Sie ist jedoch eine hinreichende Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung der Integration von flexiblen PV-Einheiten in die betrachteten Dachvarianten, die im nächsten Abschnitt durchgeführt wird.

7.2 Variante 1: ETFE-Pneu

In Abbildung 121 und 122 ist ein ETFE-Pneu dargestellt, der sich vom Aufbau und von der Geometrie her an den Pneu des MTZ-Daches orientiert (→ Abbildung 8 und 9). Es besitzt jedoch keinen Öffnungsmechanismus. Das Kissen hat eine Dimension von 13,37 m mal 3,05 m (Länge, Breite) und weist eine Stichhöhe von 0,36 m auf. Die Stichhöhe wurde von der der MTZ-Pneus (Länge: 15 m, Breite 2,70 m, Stichhöhe: 0,31 m) in Abhängigkeit der Kissenbreite abgeleitet.

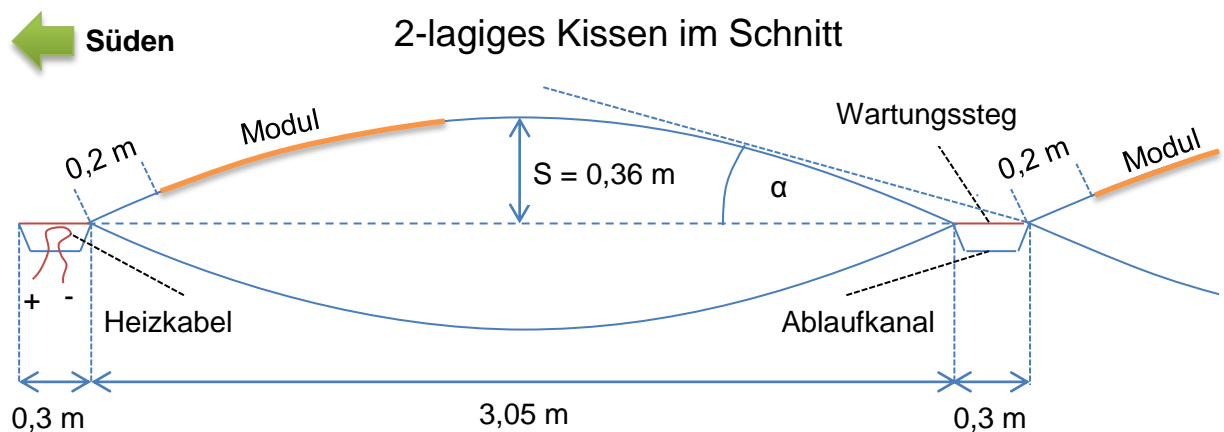


Abb. 121: Pneu im Schnitt

Der in Abbildung 121 eingezeichnete Winkel α Alpha beträgt $14,3^\circ$ und liegt deutlich unterhalb des Sonnenhöhenwinkels bei Jahrestiefstand der Sonne am 21.12. um 12 Uhr (Wintersonnenwende) mit $\gamma_S \approx 18^\circ$ in München. Somit ist über das gesamte Jahr mit keiner Abschattung der integrierten PV-Module zu rechnen.

Die Unterkanten der in die obere Lage einlaminieren Module werden zudem geodätisch von der Unterkante des Pneus um 0,20 m entlang des Pneuprofils verschoben. Somit kann bei Schneefall zumindest ein Teil des Schnees abrutschen. Der 0,3 m breite Wartungssteg aus korrosionsfreiem Gitterrost ermöglicht das Betreten des Daches und lässt Regenwasser in den darunterliegenden Ablaufkanal abfließen: Notwendig ist der Zugang zur kompletten Dachfläche etwa zur Wartung oder Befreiung des Daches von großen Schneelasten. Um das Abtauen von Schnee, der sich in dem Ablaufkanal sammelt, zu ermöglichen, werden Heizkabel in den Kanälen verlegt.

Die in Abbildung 122 gezeigte gewölbte Teilfläche wird an den beiden Enden des Pneus nicht mit Modulen versehen. Die Vermessung der Pneus auf dem MTZ-Dach hat ergeben, dass ab etwa 1,60 m die Wölbung in eine eindimensionale Krümmung übergeht. Dieses Maß wird für das auszulegende Dach mit übernommen.

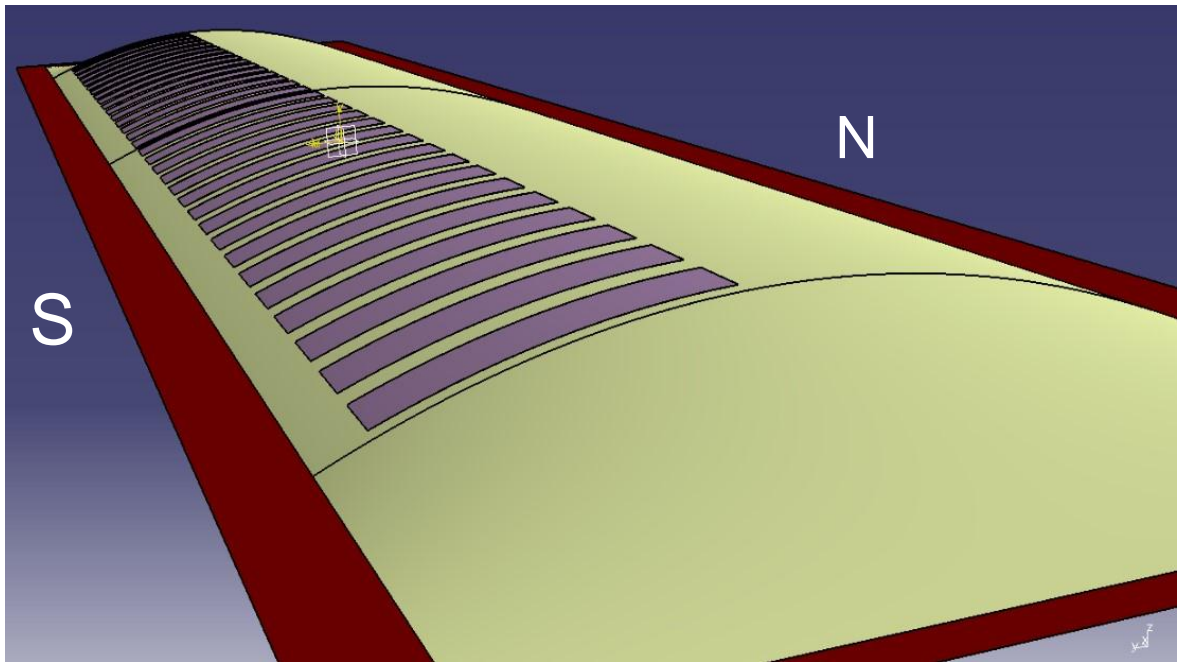


Abb. 122: Pneu mit Sunslick-Modulen (Nord-Süd-Ausrichtung)

Die Module werden nur auf der nach Süden hin abfallenden Seite des Pneus integriert, da auf der Nordseite naturgemäß geringe Einstrahlungsintensitäten erwartet werden und diese Seite zudem öfter durch den Pneu selbst abgeschattet ist.

Für diese Dachvariante werden weiterhin Module des Typs Sunslick 14W (amorphes Silizium) verwendet, obwohl diese Module mit knapp 4 % Wirkungsgrad eine nur mäßige Effizienz aufweisen. Grund hierfür ist zum einen die Kontinuität der Untersuchung zum anderen stellt diese Kombination ein nur geringes Ertrags-Level in Aussicht, was in der folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung als „worst case“ aufgefasst werden kann. Mit höheren Wirkungsgraden wird die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage zunehmend besser.

Zu berücksichtigen ist, dass eigentlich nur die photoaktive Schicht, also die Zelle selbst, ohne das flexible, aus transparentem Kunststoff bestehende „Gehäuse“ in den Pneu eingefügt wird. Das Modul wird zwischen der oberen Folienlage des Pneus und einer zusätzlichen ETFE-Schicht einlamiert. Die Rückseite des Moduls wird so vor Umwelteinflüssen, etwa eindringendem Schmutz, das in das Innere des Kissens gelangen kann, geschützt.

7.2.1 Beschreibung des Dachaufbaus

Das Dach besteht aus 45 identischen Pneus. Abbildung 123 veranschaulicht die Struktur des Daches. Insgesamt können bei dieser Auslegung 1.440 Module des Typs Flexcell Sunslick 14W untergebracht werden. Als Abstand zwischen den Modulen wird eine halbe Modulbreite gewählt. Damit werden die Flächen unterhalb der Modulreihen nicht vollständig abgeschattet.

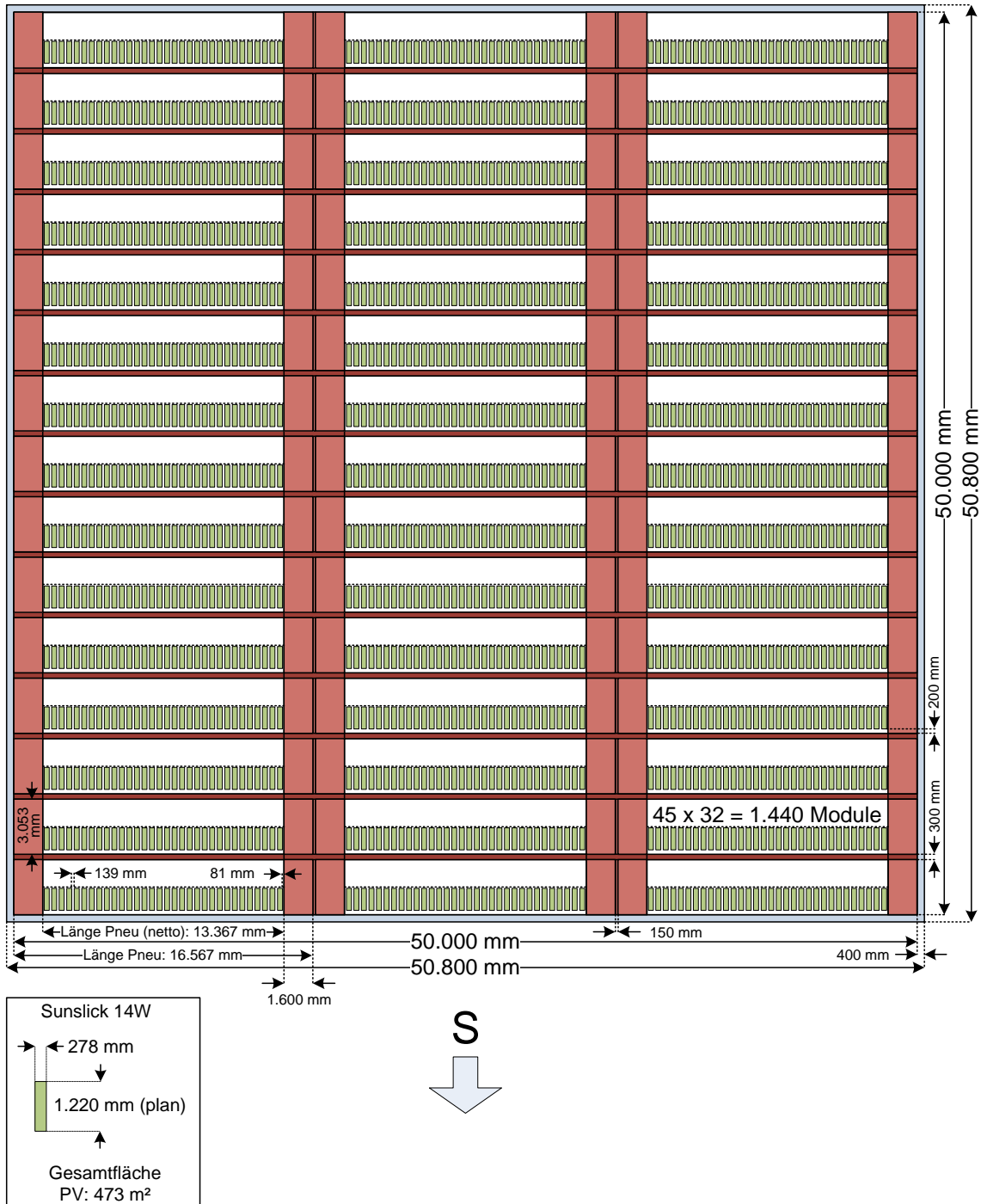


Abb. 123: Aufbau des Pneu-Daches mit Sunslick-Modulen

7.2.2 Verschaltung und Wechselrichter

Die Auslegungssoftware PV*SOL (Valentin Software) erlaubt nach der Eingabe der Modulkennwerte und der Anzahl der Module die Festlegung der benötigten Menge und die Auswahl aus einer Reihe geeigneter Wechselrichtertypen. Das Programm schlägt auch die passende Modulverschaltung vor, also die Anzahl seriell verschalteter Module und parallel verschalteter Stränge, die vom Spannungsbereich und dem maximalen Eingangsstrom des Wechselrichters abhängt.

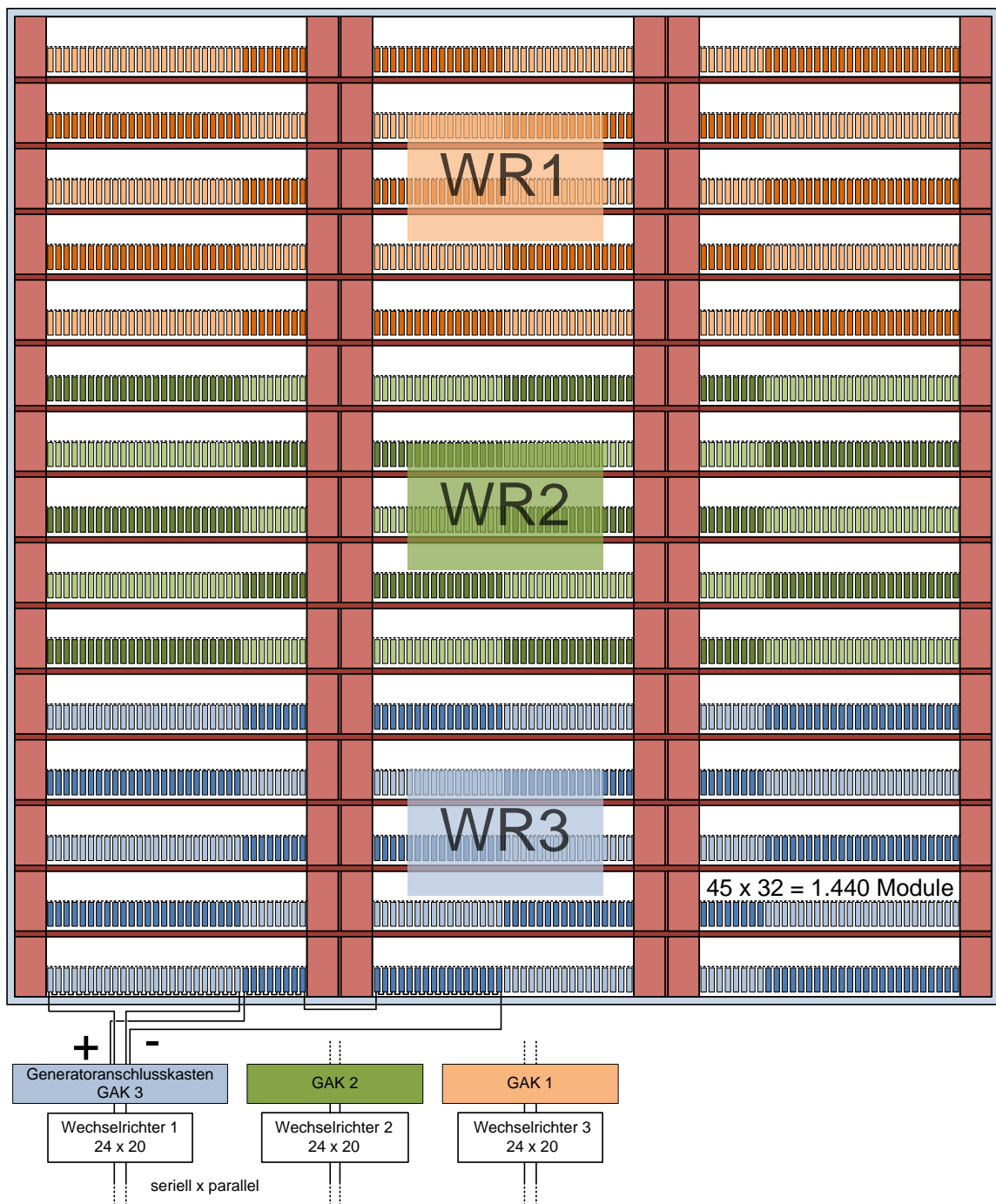


Abb. 124: Pneu-Dach mit Sunslick-Modulen >> Verschaltung der Module

Die insgesamt 1.440 in das Dach integrierten Module werden in 3 Gruppen geteilt und einem von drei Wechselrichtern des Typs Fronius IG Plus 70 V zugeordnet. Aufgrund der dreiphasigen Einspeisung wird die produzierte Solarleistung symmetrisch auf alle drei Netzleiter verteilt und an das öffentliche Stromnetz abgegeben.

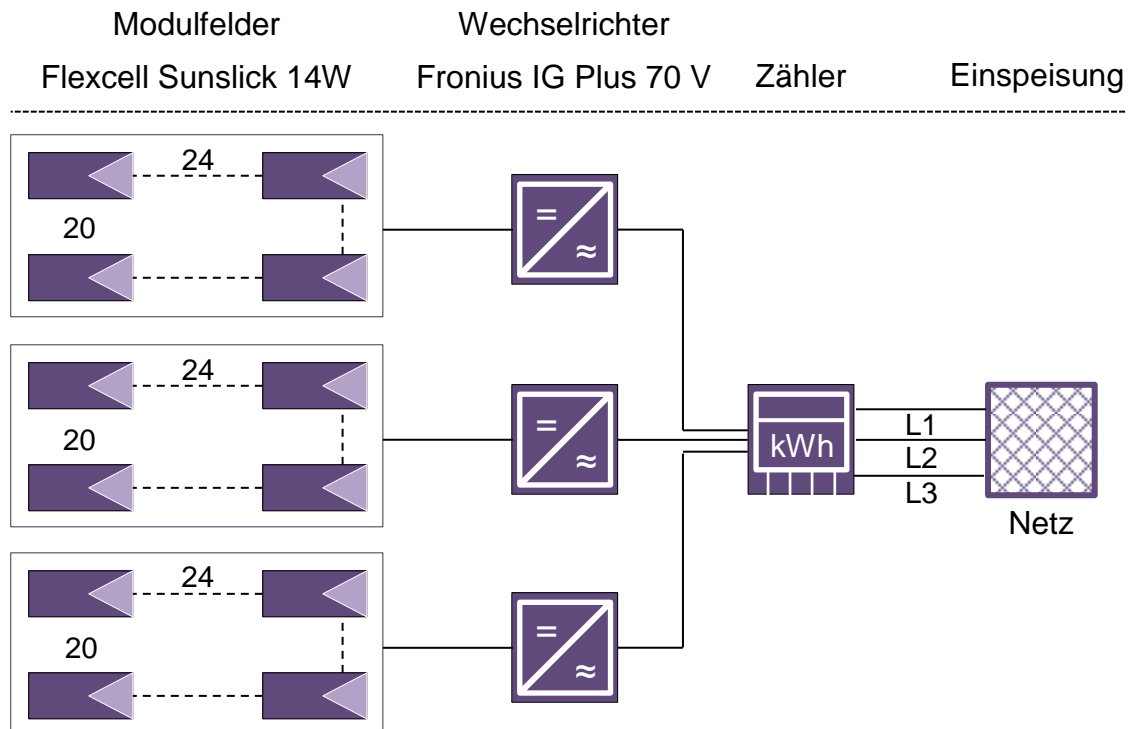


Abb. 125: Pneu-Dach >> Schaltschema und Einspeisung

Der in Tabelle 23 angegebene europäische Wirkungsgrad berücksichtigt auch den durchschnittlichen Betrieb des Wechselrichters im unteren und mittleren Teillastbetrieb, der morgens und abends und bei bewölktem Himmel auftritt. Statt des maximalen Wirkungsgrades, der im optimalen Arbeitspunkt des Wechselrichters gilt, sollte für eine realistische Betrachtung der europäische Wirkungsgrad herangezogen werden.

Fronius IG Plus 70 V	
DC-Maximalleistung*	6,88 kW
AC-Nennleistung*	6,5 kW
Max. Eingangsstrom	29,9 A
Max. Eingangsspannung	600 V
MPP-Spannungsbereich	230 – 500 V
Europäischer Wirkungsgrad	95,1 %

Tabelle 23: Technische Daten >> Fronius IG Plus 70 V

*: Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 1$

7.2.3 Ertragsprognose

Die Ertragsprognose wird mit der in Kapitel 6 (Modellbeschreibung) beschriebenen Ertragssimulation für flexible Photovoltaikmodule aufgestellt. Da alle Module bei dieser Auslegungsvariante die gleiche Ausrichtung aufweisen, reicht die Modellierung eines Moduls für die Berechnung des PV-Anlageertrages. Dazu wird ein Modul in 5 Segmente geteilt. Die Neigungswinkel werden mit Hilfe eines 3D-Modells, welches mit der 3D-Konstruktions-Software Catia V5 (Dassault Systèmes) erstellt wurde, entsprechend der Abbildung 126 bestimmt. Sind alle Stromwerte für die 4.348 einstrahlungsbedingt unterschiedlichen Kennlinien berechnet, werden anschließend die Strom- und Spannungswerte des einzelnen Moduls nach den Verschaltungsvorgaben von PV*SOL durch Multiplikation zu der Kennlinie der vollständigen PV-Anlage für jeden Stundenwert der Einstrahlung bestimmt und die MPPs ermittelt. Aus der Summe aller 4.348 Werte der maximalen Leistung ergibt sich der gesuchte Jahresertrag in Wh bzw. kWh.

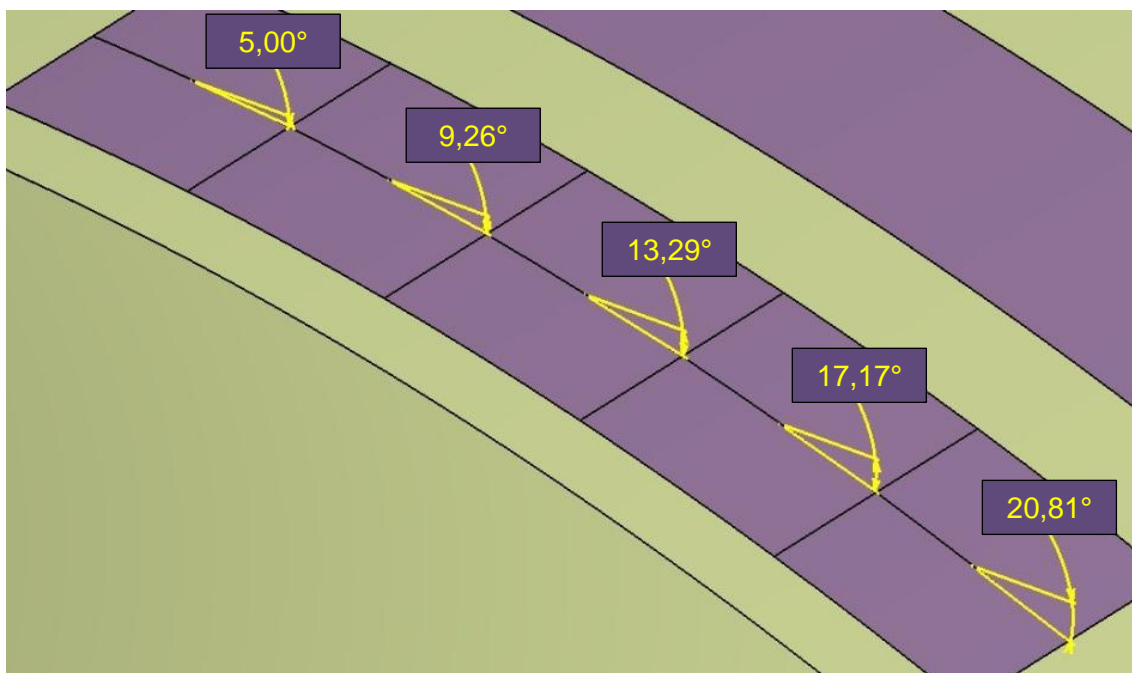


Abb. 126: Pneu-Dach >> Bestimmung der Neigungswinkel für die Ertragsberechnung
Maßstabsgerechtes 3D-Modell erstellt mit Catia V5

Teilt man den Jahresertrag durch die Spitzenleistung des Moduls (MPP) unter STC-Bedingungen, erhält man den spezifischen Ertrag in kWh/kWp, der in einem Jahr erzielt wird.

Durch die gleiche Ausrichtung aller 1.440 Module treten keine Mismatchingverluste durch unterschiedliche Einstrahlungen auf. Die in Tabelle 24 angegebenen Mismatchingverluste entstehen durch die produktionsbedingten Schwankungen der Modulleistungen. Zu weite-

ren Ertragseinbußen kommt es etwa durch Leitungsverluste, die aufgrund der großen Modulanzahl mit 1,5 % recht hoch dimensioniert werden.

Ertragsberechnung für die gesamte PV-Anlage		
Ertrag (Modell)	24.495 kWh/Jahr	1.260 kWh/kWp
Wechselrichter-Verluste		4,9 %
Verluste durch Abweichung vom Standardspektrum AM 1.5		1,0 %
Verluste durch Mismatching oder Minderertrag bei Abweichung von den Herstellerangaben		2,0 %
Verluste in Dioden		0,5 %
relative Leitungsverluste		1,5 %
Summe der Verluste		9,9 %
Ertrag abzüglich Verluste	22.070 kWh/Jahr	1.135 kWh/kWp

Tabelle 24: Ertragsberechnung für das Pneu-Dach (1.440 Module)

Die Summe aller Verluste beträgt 2.452 kWh im Jahr. Die Anlagenspitzenleistung, die an den DC-Eingängen der drei Wechselrichter anliegt, beträgt insgesamt 19,4 kWp (STC). Die Wechselrichter können zusammen maximal 20,64 kW ($3 \times 6,88 \text{ kW} = 20,64 \text{ kW}$) umsetzen. Durch diese Auslegung ist zu erwarten, dass die Wechselrichter in einem akzeptablen Wirkungsgradbereich arbeiten, denn mit steigender Last erhöht sich der Wirkungsgrad eines Wechselrichters. Zudem sollen auch Einstrahlungsspitzen übertragen werden können. Die hier eingesetzten Fronius Wechselrichter (IG Plus 70 V) arbeiten ab einer normierten Ausgangsleistung von 0,3 (30 %) im optimalen Bereich.

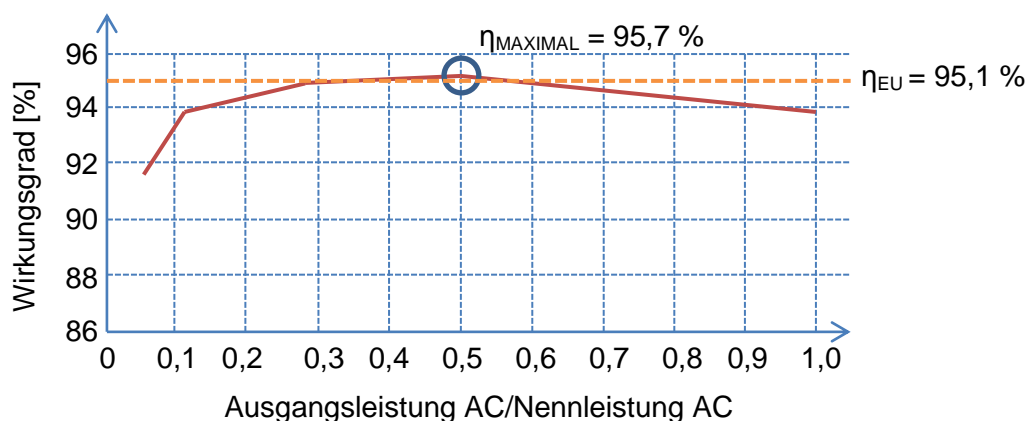


Abb. 127: Schematische Wirkungsgradkurve Fronius IG Plus 70 V

7.3 Variante 2: PTFE-Membrandach

Bei PTFE-Membrandächern sind die Freiheitsgrade in Bezug auf Geometrie und Formgestaltung nahezu unbegrenzt. Ziel ist die Gestaltung eines Dachdesigns, das eine optimale Ausrichtung der PV-Anlage ermöglicht. Als optimal gilt eine plane Fläche mit einer nach Süden hin ausgerichteten Neigung von 30°. Dieser Neigungswinkel führt jedoch zu einer sehr großen Höhe der Dachkonstruktion, was auf Grund von baurechtlichen Bestimmungen und ästhetischen Aspekten nicht gewünscht wird. Daher muss vom optimalen Design abgewichen werden. Der Kompromiss liegt in der Aufteilung des Daches in vier identische Teildächer (Abbildung 128).

Die ursprünglich angesetzte Grundfläche des Daches (50 m x 50 m) wird auf jeder der vier Seiten um einen Meter erweitert. Damit werden die Fassaden besser vor Umwelteinflüssen geschützt und die nutzbare Dachfläche vergrößert. Die Teildächer sind so gestaltet, dass ihre größeren Flächen, auf welche die Module auflaminiert werden, gegen Süden hin ausgerichtet sind. Diese Flächen sind nicht gewölbt, sondern nur gekrümmt. Damit ist die Bestimmung des Ertrages mit dem Modell zur Ertragsprognose möglich. Ein wichtiger Punkt ist, wie andere Membrandach-Projekte in der Vergangenheit gezeigt haben, auch die Begehbarkeit des Daches, vor allem zur Befreiung von großen Schneelasten. Dazu ist ein Kreuzgang mit einer Breite von 50 cm vorgesehen.

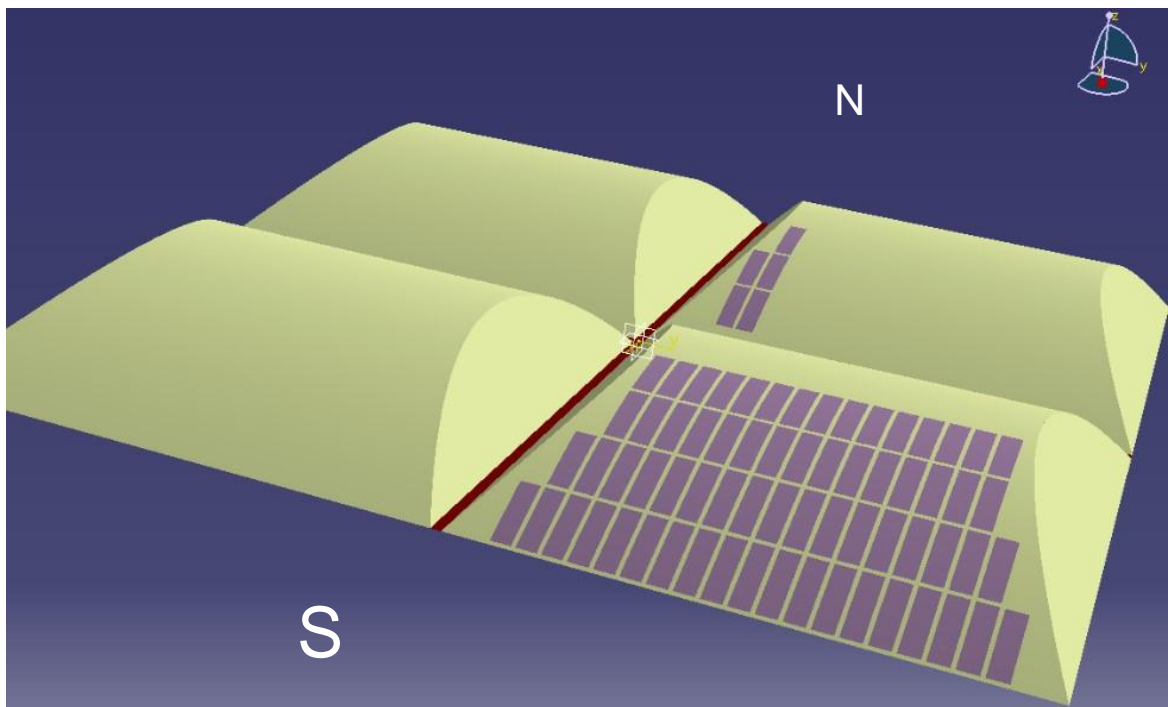


Abb. 128: PTFE-Membrandach mit 230 FLX-TO150-Modulen (Nord-Süd-Ausrichtung)
In dieser Abbildung ist die vollständige Modulbelegung nur im rechten, unteren Quadranten gegeben.

Anders als bei der Dachvariante 1 kommen hier nicht die bereits ausführlich beschriebenen flexiblen Dünnschichtsolarzellen vom Typ Flexcell Sunslick 14W zum Einsatz. Die Module, die auf dieses Dach aufgebracht werden, sind deutlich größer und passen daher besser zum Charakter des Daches. Zudem ist der Verkabelungsaufwand kleiner. Im Wesentlichen verbirgt sich die gleiche, auf amorphem Silizium basierende Technologie hinter den Modulen. Näheres unter 7.3.3 Ertragsprognose.

7.3.1 Beschreibung des Dachaufbaus

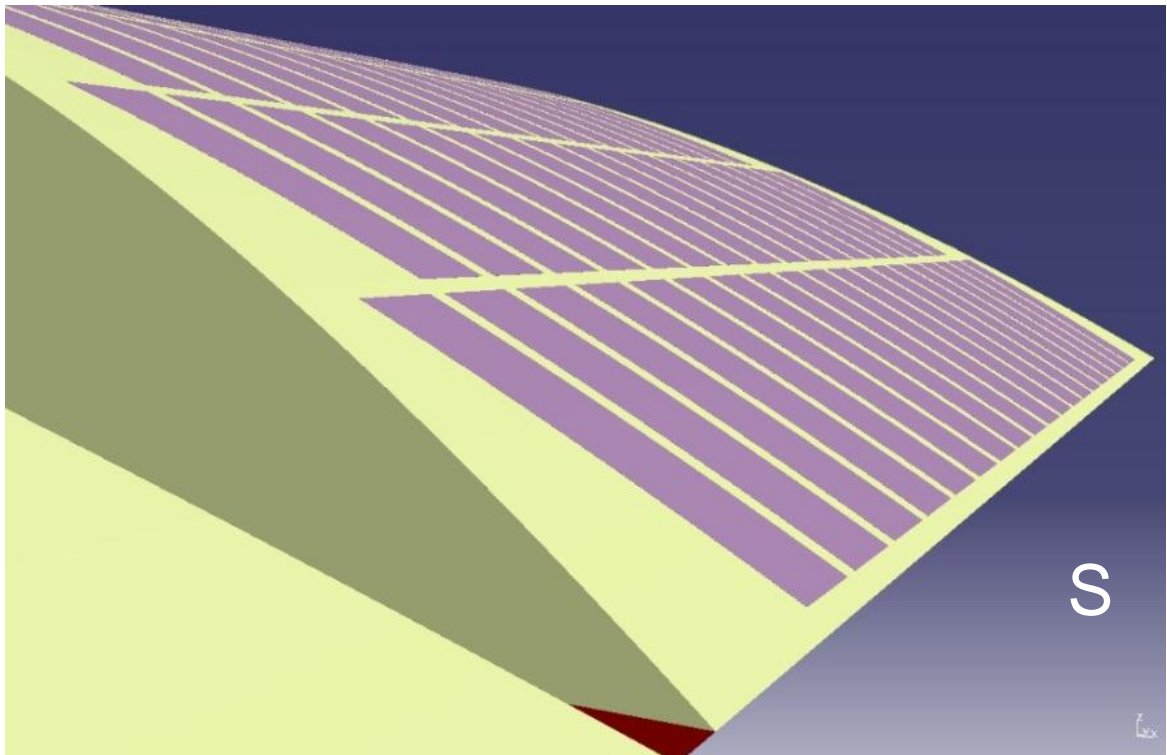


Abb. 129: PTFE-Membrandach (Ansicht II)

Die Membrandächer werden mit insgesamt 7 Modulreihen belegt. Diese befinden sich auf Grund der geringen Einstrahlung auf den in nördlicher Richtung abfallenden Dachseiten, nur auf den nach Süden hin ausgerichteten Teilflächen. Die nach Osten und nach Westen abfallenden Dachflächen werden ebenfalls nicht mit Modulen belegt, da sie nur morgens, respektive abends mit geringen Strahlungsstärken beschienen werden. Die unteren Kanten der Modulreihe 1 haben einen Abstand von 20 cm, ausgehend von der Membrandach-Unterkante (Abbildungen 129 und 130). Die Module haben zueinander einen Abstand von ebenfalls 20 cm. Die Höhe des Daches beträgt 4,50 m.

Die Teildächer 3 und 4 schatten die dahinterliegenden Teildächer 1 und 2 bereichsweise ab, deren Modulreihen müssen daher höher platziert werden.

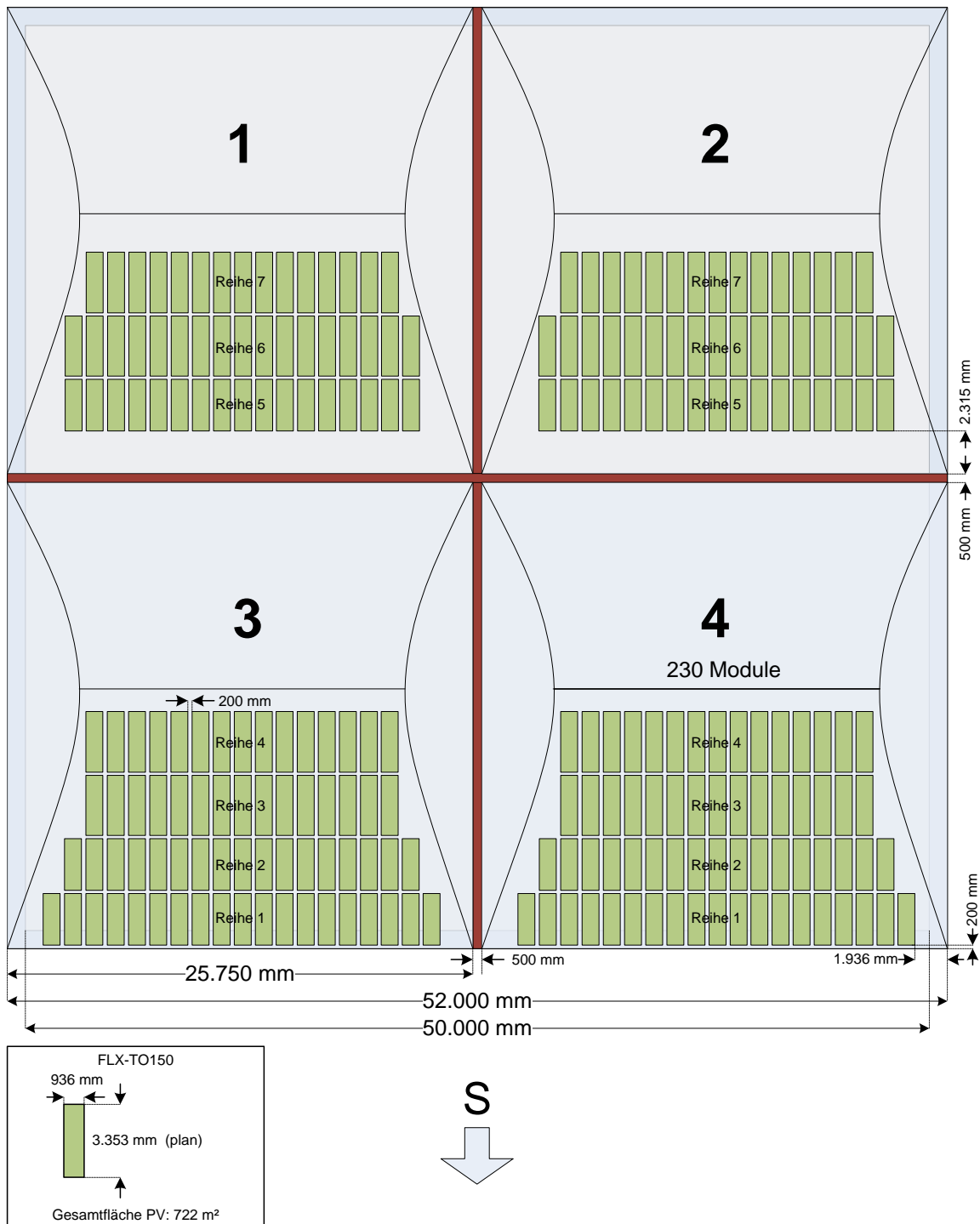


Abb. 130: Aufbau des PTFE-Membran-Daches mit FLX-TO150-Modulen

Aufgrund dieser Verschiebung können nur noch 3 Reihen auf den Teildächern 3 und 4 realisiert werden.

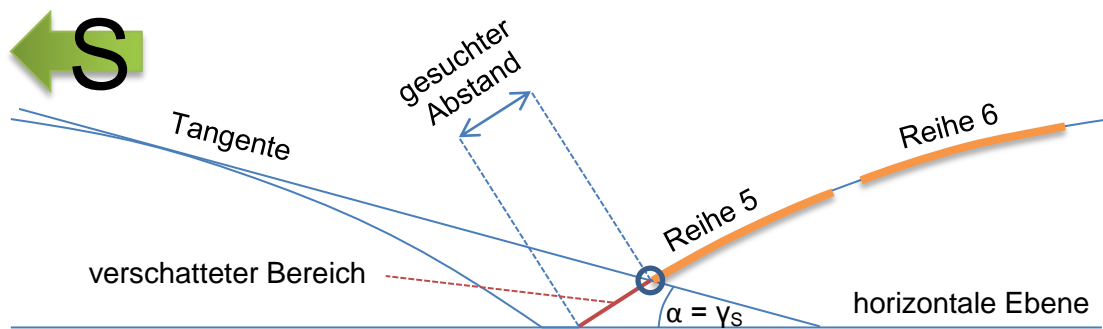


Abb. 131: Positionsbestimmung für die Module der Reihe 5 bis 7

Damit es zu keiner Verschattung der fünften Reihe kommt, wird der geodätische Abstand zur Dachkante so gewählt, dass der Winkel α zwischen der Tangente, die an der Krümmungsbahn der Teildächer 3 und 4 anliegt, und der horizontalen Ebene maximal dem Sonnenhöhenwinkel bei Jahrestiefstand der Sonne am 21.12. um 12 Uhr mit $\gamma_s \approx 18^\circ$ entspricht. Der geodätische Abstand beträgt somit etwa 2.315 mm. Damit ist sichergestellt, dass die Module über das gesamte Jahr hinweg nicht verschattet werden.

7.3.2 Verschaltung und Wechselrichter

Die auf die PTFE-Membran auflaminierten Module werden gemäß der Auslegung mit PV*SOL in 47 Fünfergruppen aufgeteilt. Diese sind gruppenintern seriell miteinander verschaltet. Die 13 Modulgruppen des 3. Teildaches werden beispielsweise über Generatoranschlusskasten 3 zusammengefasst (Abbildung 132). Die Anzahl kann, je nachdem, welches Teildach betrachtet wird, variieren. Nachteilig bei dieser Auslegung ist jedoch, dass Module auch über Modulreihen hinweg seriell mit einander verschaltet werden müssen. Dies führt zu Mismatchingverlusten (geringere Strangströme) innerhalb der Gruppe. Um diese Verluste so gering wie möglich zu halten, werden nur benachbarte Reihen mit einander verschaltet. Diese weisen nur geringfügig unterschiedliche Ausrichtungen bzw. Modulneigungen auf. Daher ist davon auszugehen, dass die Verschaltung über Reihen hinweg nur zu geringfügigen Mismatching- und somit zu geringen Leistungsverlusten führt.

Für die Bündelung der seriell verschalteten Module wird jedem Teildach ein Generatoranschlusskasten zur Verfügung gestellt. Die Anzahl der Anschlusskästen kann aber je nach Bedarf erweitert werden. Ein Fünfter, zentraler Anschlusskasten bündelt die insgesamt vier Leitungspaare zu einer für den Wechselrichter konformen Anzahl an Anschlussleitungen.

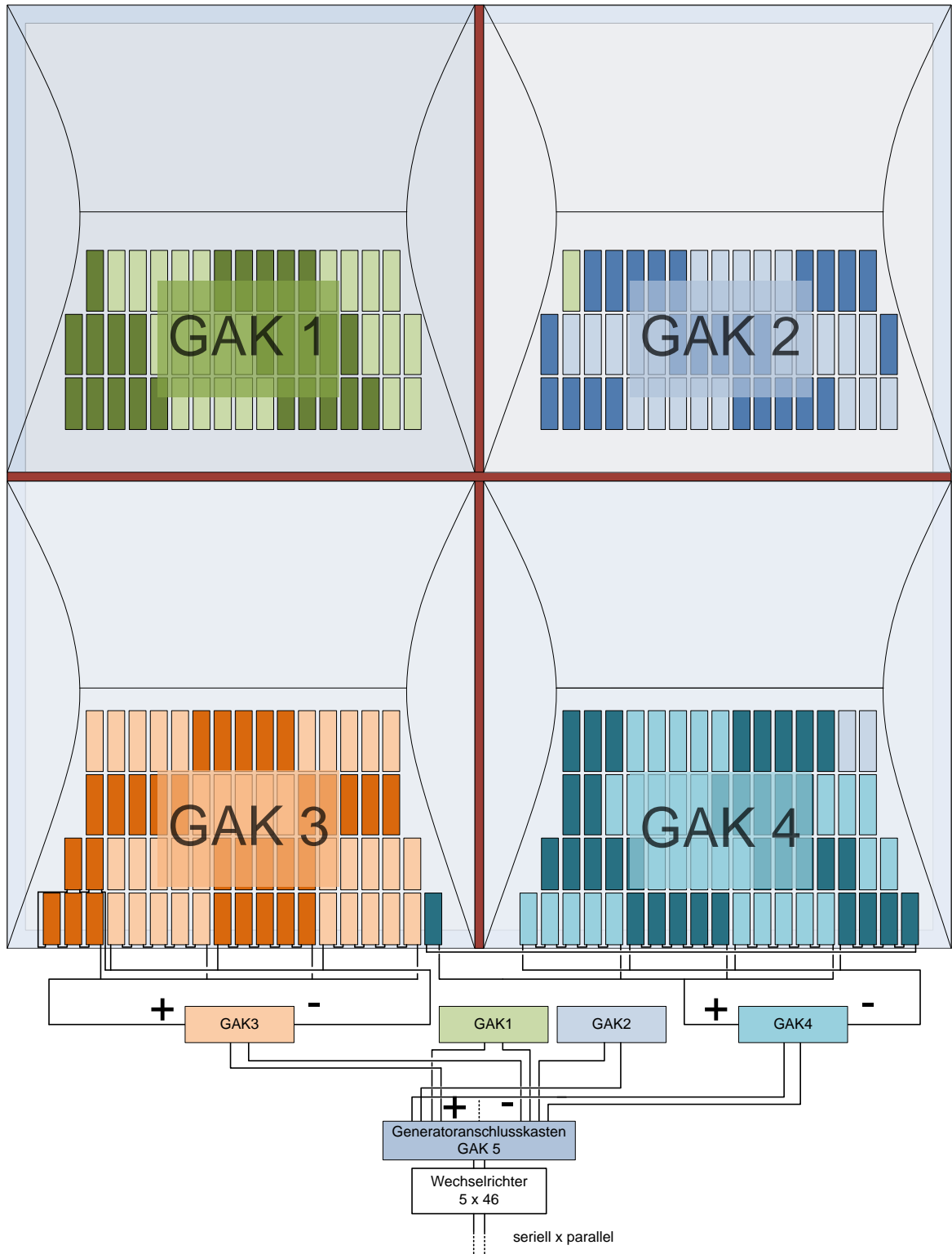


Abb. 132: Verschaltung der Module auf dem PTFE-Membrandach

Bei dieser Variante übernimmt die Wechselrichtung ein einzelnes Gerät, welches wieder mit Hilfe des Planungstools PV*SOL, anhand der Anlagenkennwerte aus der Wechselrichter-Datenbank bestimmt wurde.

Der ausgesuchte Wechselrichter Fronius IG 400 hat eine Maximalleistung von 34,4 kW auf der Eingangsseite. Die Spitzenleistung der PV-Anlage ist mit 34,5 kW (STC) annähernd gleich groß.

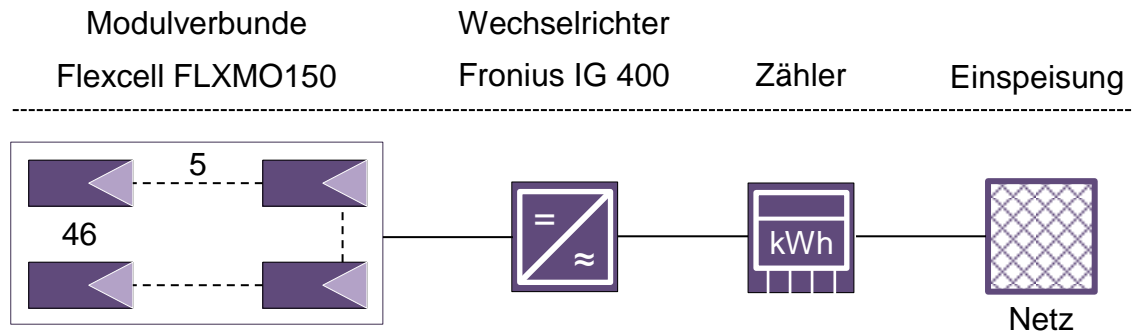


Abb. 133: Membran-Dach >> Schaltschema und Einspeisung

Für die Ertragsprognose wird ebenfalls der europäische Wirkungsgrad verwendet. Bei dem Modell IG 400 ist dieser trotz der größeren Leistung mit 93,4 % jedoch etwas schlechter als der Wirkungsgrad des in der Variante 1 eingesetzten Wechselrichters vom Typ IG Plus 70 V.

Fronius IG 400	
DC-Maximalleistung*	34,4 kW
AC-Nennleistung*	32 kW
Max. Eingangsstrom	164 A
Max. Eingangsspannung	530 V
MPP-Spannungsbereich	210 – 420 V
Europäischer Wirkungsgrad	93,4 %

Tabelle 25: Technische Daten Fronius IG 400

*: Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 1$

7.3.3 Ertragsprognose

Für die Ertragsprognose werden die Module zwecks Annäherung an die Membrankrümmung und für die Berechnung mit dem Ertragsmodell in 5 Segmente geteilt. Wie beim Pseudodach (Variante 1) werden die Winkel der einzelnen Segmente mit Hilfe des 3D-Membrandachmodells ermittelt. Bei 7 Modulreihen ergeben sich somit 35 relevante Winkel (Tabelle 26). Zu beachten ist, dass die Ausrichtung und Krümmung der Module von Reihe zu Reihe unterschiedlich ausfällt.

Segment	1	2	3	4	5
Reihe 7	14,6°	13,1°	11,7°	10,0°	8,4°
Reihe 6	21,0°	19,9°	18,8°	17,6°	16,3°
Reihe 5	25,9°	25,1°	24,2°	23,3°	22,3°
Reihe 4	11,6°	10,0°	8,3°	6,6°	4,8°
Reihe 3	18,7°	17,5°	16,3°	14,9°	13,5°
Reihe 2	24,2°	23,3°	22,3°	21,2°	20,2°
Reihe 1	28,4°	27,7°	27,0°	26,2°	25,3°

Tabelle 26: PTFE-Membrandach >> Winkel für die Ertragsberechnung

Vor der Berechnung des Ertrages ist die Anpassung des Korrekturfaktors und des Parallelwiderstandes auf die in Tabelle 27 aufgeführten Modulkennwerte bei Standard-Test-Bedingungen (STC) notwendig. Der Korrekturfaktor des Betriebsstromes im MPP I_{MPP} wurde mit 1,235 ermittelt. Der Parallelwiderstand liegt bei 32,5 Ω .

Technische Angaben		FLX-TO150 (PV-Modul: Flexcell 2S22P)	
Leistung	150 W	Temperaturkoeffizienten	
Betriebsspannung MPP	50 V	α (\rightarrow Kurzschlussstrom)	0,086 %/°C
Betriebsstrom im MPP	3 A	β (\rightarrow Leerlaufspannung)	-0,237 %/°C
Leerlaufspannung	66 V	γ (\rightarrow Leistung im MPP)	-0,15 %/°C
Kurzschlussstrom	3,8 A	Active Fläche	0,936 m x 3,353 m

Tabelle 27: Technische Daten >> Flexcell FLX-TO150 (bei STC)
VHF-Technologies [Datenblatt Flexcell]

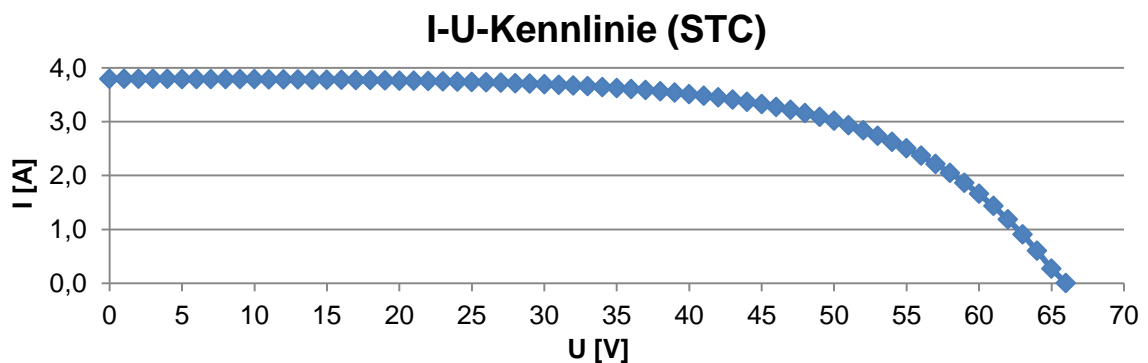


Abb. 134: STC-Kennlinie des Moduls FLX-TO150

Die Berechnungen ergeben, dass abzüglich aller Verluste, der Jahresertrag der PV-Anlage 38.768 kWh bzw. 1.124 kWh/kWp im Jahr beträgt. Der spezifische Ertrag ist im Vergleich zu der Auslegungsvariante 1 (Pneudach) geringfügig niedriger. Das liegt an der zunehmenden Abweichung von der optimalen Ausrichtung bzw. Modulneigung ($\gamma = 30^\circ$) in Richtung des Dachscheitels.

Ertragsberechnung für die gesamte PV-Anlage		
Ertrag (Modell)	43.855 kWh/Jahr	1.271 kWh/kWp
Wechselrichter-Verluste	6,6 %	
Verluste durch Abweichung vom Standardspektrum AM 1.5	1,0 %	
Verluste durch Mismatching oder Minderertrag bei Abweichung von den Herstellerangaben	2,0 %	
Verluste in Dioden	0,5 %	
relative Leitungsverluste	1,5 %	
Summe der Verluste	11,6 %	
Ertrag abzüglich Verluste	38.768 kWh/Jahr	1.124 kWh/kWp

Tabelle 28: Ertragsberechnung für das Pneu-Dach (230 Module)

I-U-Kennlinie der Gesamtanlage bei STC

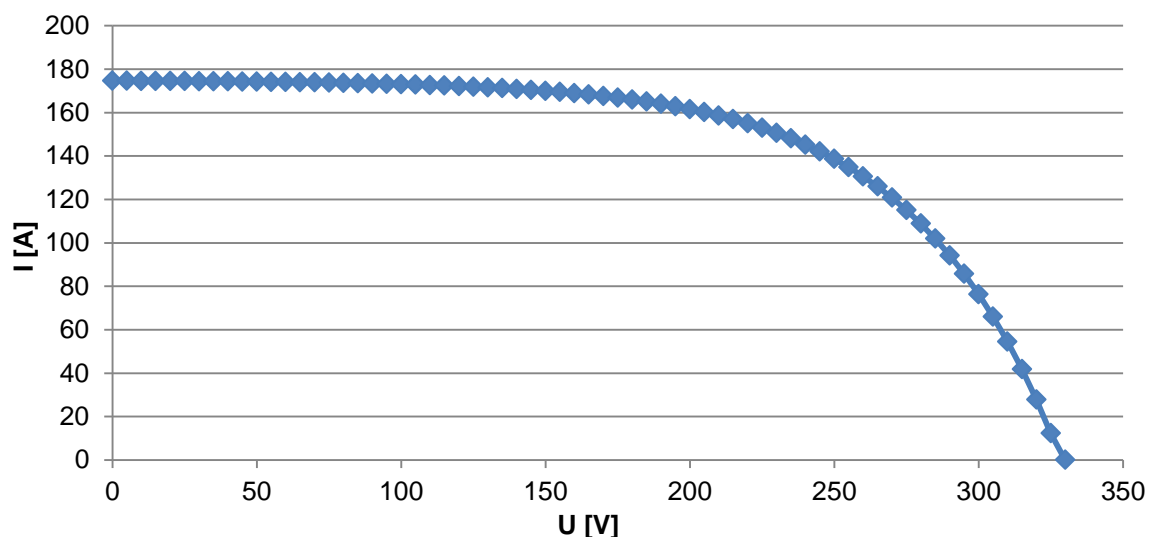


Abb. 135: I-U-Kennlinie der gesamt PV-Anlage bei STC

8 Wirtschaftlichkeitsanalyse

8.1 Einleitung

Auf Grundlage des vorherigen Kapitels, in dem die Erträge zweier Dachauslegungen bestimmt wurden, wird in diesem Kapitel deren Wirtschaftlichkeit analysiert. Dabei wird geprüft, ob die Integration der Photovoltaikanlage innerhalb von 20 Jahren, für die die Einspeisevergütung nach dem ersten Jahr der Inbetriebnahme konstant bleibt, zu finanziellen Erträgen, gemäß des Erneuerbare-Energien-Gesetzes führt. Wichtig in diesem Zusammenhang ist, dass die PV-Anlagen unabhängig vom Dach, gleich in welcher Form realisiert, betrachtet werden. Die PV-Anlagen sollen nur sich selbst finanziell tragen können. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse beschränkt sich in dieser Arbeit also nur auf die PV-Komponenten in den zwei unterschiedlichen Varianten.

8.2 Einnahmen

Die Vergütung der durch den Betrieb von Photovoltaikanlagen erzielten Erträge wird derzeit von der Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2009) bestimmt. Die letzte Anpassung der leistungsabhängigen Fördersätze für gebäudegebundene Photovoltaikanlagen fand im Oktober des Jahres 2010 statt. Da der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der betrachteten PV-Anlagen sowie der Bau des Parkhauses selbst, ungewiss sind, werden die derzeit aktuellen Vergütungssätze zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit herangezogen.

Anlagentyp	bis 30 kW	30 kW bis 100 kW	ab 100 kW	ab 1.000 kW
auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand	33,03 Cent/kWh	31,42 Cent/kWh	29,73 Cent/kWh	24,79 Cent/kWh

Tabelle 29: Fördersätze für gebäudegebundene PV-Anlagen (ab Oktober 2010)
Auszug aus [B >> EEG 2009]

In Tabelle 30 und 31 sind die berechneten, jährlich konstanten Einnahmen eingetragen.

Variante 1	Spitzenleistung	Vergütung je kWh	Jahresertrag	Einnahmen
	19,4 kWp	33,03 Cent/kWh	22.070 kWh	7.290 €/a

Tabelle 30: Einnahmen bei Dachvariante 1

Die Vergütung erfolgt anteilmäßig, wenn die niedrigere Leistungseinstufung von der Anlage überschritten wird. So liegt die erzielbare Spitzenleistung von Dachvariante 2 bei 34,5 kWp. Die Vergütung des Ertrages wird also anhand der Leistungseinstufung gesplittet. Tabelle 31 verdeutlicht die Zusammenhänge.

	Spitzenleistung	34,5 kWp	Jahresertrag	38.768 kWh
	Teilung	Vergütung je kWh	Jahresertrag	Einnahmen
Variante 2	30 kW	33,03 Cent/kWh	33.711 kWh	11.135 €/a
	4,5 kW	31,42 Cent/kWh	5.057 kWh	1.589 €/a
			Summe	12.724 €/a

Tabelle 31: Einnahmen bei Dachvariante 2

Die jährlichen Einnahmen durch die Anlagenvariante 1 liegen im ersten Jahr nach der Inbetriebnahme bei 7.290 €. Mit Variante 2 können jährliche Einnahmen von 12.724 € erzielt werden.

8.3 Ausgaben

Für die Bestimmung der Investitions- (Anschaffungsauszahlung) sowie der laufenden Betriebskosten wird auf einen Mix aus belegbaren Kostenfaktoren, als auch auf Erfahrungswerte gesetzt.

In Tabelle 32 werden die Kosten explizit aufgeführt.

Den größten Posten unter den Anlagenkosten nehmen die Module ein. Die ermittelten spezifischen Kosten von 2,50 € je Wp führen bei den für Variante 1 vorgesehenen 1.440 Modulen des Typs Sunslick 14W mit einer Gesamtleistung von 19,44 kWp zu Modulgesamtkosten von 48.600 €. Die Kosten für die 230 Module vom Typ FLX-MO150 der Variante 2 mit einer Anlagenleistung von 34,5 kWp betragen 86.250 €.

Zwar sind die Ausgaben für die 3 kleineren Wechselrichter bei Variante 1 im Vergleich zu Variante 2 um etwa 5.200 € niedriger. Die niedrigeren spezifischen Kosten weist jedoch mit 413 €/kWp (Variante 1: 436 €/kWp) die in Variante 2 eingesetzte Wechselrichtereinheit, mit der höheren Eingangsleistung auf.

Die Bestimmung der Montagekosten ist schwierig und führt zu der größten Unsicherheit bei der Zusammenstellung der Gesamtkosten. Bereits geringe Änderungen des Zeitaufwandes bei der Installation eines Moduls führen zu extremen Schwankungen der PV-Anlagenkosten, da jede Nettoarbeitsstunde erfahrungsgemäß mit 42 € zu Buche schlägt.

Berechnung der PV-Anlagenkosten				
	Variante 1	Variante 2		
Modul	Flexcell Sunslick 14W	Flexcell FLX-MO150		
Modulkosten/je Wp	2,50	2,50	€/W	
Modulanzahl	1.440	230	Stück	
Modulspitzenleistung Wp	13,5	150	W	
Gesamtkosten für die Module	48.600,00	86.250,00	€	
Wechselrichter	Fronius IG Plus 70 V	Fronius IG 400		
Anzahl	3	1	Stück	
Kosten je Stück	3.000,00	14.200,00	€	
Gesamtkosten für die Wechselrichter	9.000,00	14.200,00	€	
Montage				
Arbeitsaufwand	0,5	1	Stunden/Modul	
Kosten Nettoarbeitsstunde	42,00	42,00	€	
Gesamtkosten für die Montage	30.240,00	9.660,00	€	
Sonstige Kosten				
Verkabelung	2.332,80	4.140,00	€	
Anlagenüberwachung	1.500,00	1.500,00	€	
sonstiges Zubehör	500,00	500,00	€	
Netzanschluss	3.000,00	3.000,00	€	
Gesamtkosten für sonstige Posten	7.332,80	9.140,00	€	
PV-Anlagenkosten	61.932,80	106.590,00	€	
Gesamtkosten	95.172,80	119.250,00	€	
Laufende Kosten				
Betriebs- und Unterhaltskosten	1.052,86	1.812,03	€/Jahr	

Tabelle 32: Aufstellung der Anschaffungs- und Betriebskosten

Angenommen wird an dieser Stelle, dass bei den kleineren Modulen des Typs Sunslick 14W, die bei Variante 1 zum Einsatz kommen, die Einlaminierung und die Verkabelung nach der Installation des Daches eine halbe Stunde in Anspruch nimmt. Die Hightex GmbH gibt an, dass die Einlaminierung der Module, die in ETFE-Pneus integriert werden,

noch bei der Konfektionierung und bei der Verschweißung der einzelnen Folienbahnen in den Produktionshallen erfolgt und nicht bei der späteren Errichtung des Daches. Bei den flächenmäßig sehr viel größeren PTFE-Membranen erfolgt das Aufbringen der Module nach der Installation des Daches. Daher wird für die größeren Module (FLX-MO150) eine längere Montagezeit inklusive Verkabelung von einer Stunde festgelegt. Trotzdem fallen die Modul-Montagekosten aufgrund der größeren Modulanzahl bei der Dachvariante 1 mit 30.240 € dreimal so hoch aus, wie die der Variante 2 (9.660 €).

Die Verkabelungskosten, darunter fallen Materialien beispielsweise Kabel, Stecker oder Anschlusskästen, werden mit 120 € je kWp Anlagenspitzenleistung berechnet. Unter die mit Pauschalwerten angesetzten Kosten fallen die Anlagenüberwachung, die Netzananschlusskosten sowie sonstige Zubehörteile.

Die Gesamtkosten für die Anlage 1 belaufen sich auf 95.173 € respektive 119.250 € für die Anlagenvariante 2. Die laufenden Betriebs- und Unterhaltskosten betragen 1,7 % der PV-Anlagenkosten, welche die Kosten für die Module, den Wechselrichter und die der sonstigen Posten beinhalten.

8.4 Amortisationsrechnung

Auf die Amortisationsrechnung, die auch unter der Bezeichnung „Kapitalrückflussrechnung“ bekannt ist, wird in der Unternehmenspraxis großer Wert gelegt. Sie stellt ein Kriterium zur Beurteilung von Investitionen dar. Es existieren zwei fundamental verschiedene Verfahren zur Berechnung des Zeitraumes, in dem die Anschaffungsauszahlungen durch die später anfallenden positiven Nettoeinzahlungen (Rückflüsse) wiedergewonnen werden. Die Statische Amortisationsrechnung berücksichtigt keine Zinsansprüche des Investors, die außer bei Non-Profit-Organisationen in jedem nach marktwirtschaftlichen Regeln operierenden Unternehmen erhoben werden. Dies wird von vielen Kritikern als die Schwachstelle der Statischen Amortisationsrechnung angesehen. Daher greift heute nahezu jedes Unternehmen zu dem Verfahren der Dynamischen Amortisationsrechnung, wenn es um die Investitions- und Risikobeurteilung geht. Je kürzer die Amortisationszeiten sind, desto kleiner das Risiko und desto länger kann der Investor Rückflüsse beziehen.

8.4.1 Dynamische Amortisation

„Die Dynamische Amortisationszeit n_d einer Investition ist die Zeit, bei der der Kapitalwert C_0 der betreffenden Investition gerade gleich Null ist.“ [A >> Däumler, S.202]

Die Amortisationszeiten, die nach dem dynamischen Verfahren berechnet werden, fallen unter sonst gleichen Umständen stets länger aus als bei dem statischen Verfahren, da zusätzlich die vom Unternehmer eingeforderte Verzinsung durch die Rückflüsse gedeckt werden muss, was mehr Zeit in Anspruch nimmt.

Prämisse: Alle jährlichen Einzahlungen (e), hier die Vergütung der über n Jahre eingespeisten Energie und Auszahlungen (a , Betriebs- und Unterhaltskosten) sind konstant.

Zur Berechnung der dynamischen Amortisation wird der Diskontierungssummenfaktor (DSF) benötigt, der Zahlungsreihen in heutige „Einmalzahlungen“ verwandelt.

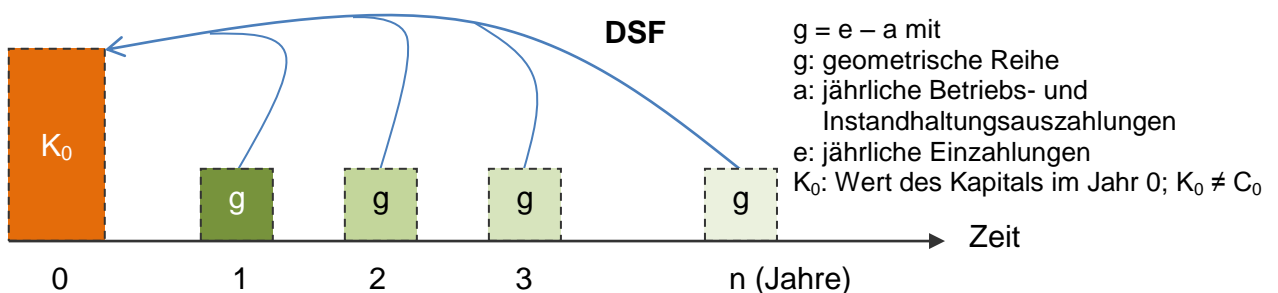


Abb. 136: Funktion des Diskontierungssummenfaktors (DSF)

e.D.n. [A >> Däumler]

„Der Diskontierungssummenfaktor zinst die Glieder g einer Zahlungsreihe unter Berücksichtigung von Zins und Zinseszins ab und summiert gleichzeitig die Barwerte.“

[A >> Däumler, S.353]

Der Kapitalwert C_0 ist die Differenz zwischen den barwertigen Einzahlungen und den barwertigen Auszahlungen einer Investition. Barwerte sind Gegenwartswerte zum Zeitpunkt $n = 0$ Jahre (Abbildung 136). Dabei wird der Kapitalwert zur Ermittlung der dynamischen Amortisationszeit n_d zu null gesetzt, da die barwertigen Einzahlungen und die barwertigen Auszahlungen in diesem Fall gerade gleich groß sind.

$$C_0 = (e - a) \cdot DSF_{n_d} - A \quad (8.1)$$

$$0 = (e - a) \cdot DSF_{n_d} - A \quad (8.2)$$

Nach dem Diskontierungssummenfaktor umgestellt, ergibt sich der Ausdruck:

$$DSF_{n_d} = \frac{A}{(e-a)} \quad (8.3)$$

Der Diskontierungssummenfaktor lässt sich auch mit Hilfe der folgenden Beziehung bestimmen:

$$DSF_{n_d} = \frac{(1+i_e)^{n_d}-1}{i_e \cdot (1+i_e)^{n_d}} \quad (8.4)$$

Formel 8.3 in 8.4 eingesetzt ergibt:

$$\frac{A}{(e-a)} = \frac{(1+i_e)^{n_d}-1}{i_e \cdot (1+i_e)^{n_d}} \rightarrow n_d \quad (8.5)$$

Formel 8.5 nach n_d aufgelöst ergibt:

$$n_d = \frac{\ln\left(\frac{-e-a}{A \cdot i_e - (e-a)}\right)}{\ln(i_e+1)} \quad (8.6)$$

mit:

DSF: Diskontierungssummenfaktor auch Barwertfaktor genannt → verwandelt Zahlungsreihen in heutige „Einmalzahlungen“

A: Anschaffungsauszahlung (gebundenes Kapital) zu Beginn des ersten Jahres

C_0 : Kapitalwert einer Investition ist die Summe der Barwerte aller durch diese Investition verursachten Zahlungen.

a: jährliche Betriebs- und Instandhaltungsauszahlungen

e: jährliche Einzahlungen

i_e : Kalkulationszinssatz bei Eigenfinanzierung

n_d : dynamische Amortisationszeit

8.4.2 Berechnung der Dynamischen Amortisationszeit

Für die Bestimmung der dynamischen Amortisation wird der Kalkulationszinssatz benötigt. Der Kalkulationszinssatz i_e ist die subjektive Mindestverzinsungsanforderung des Investors an ein Investitionsobjekt. Der Kalkulationszinssatz bei Eigenfinanzierung sollte stets größer, mindestens aber genauso groß sein, wie der Habenzinssatz einer alternativen Kapitalmarktanlage. Die Stadtwerke München fordern einen Zinssatz von $i_e = 7,5\%$ bei Erzeugungsanlagen, gleich welcher Art. Die Stadtwerke, als kommunales Unternehmen liegen mit diesem Renditeziel im unteren Bereich der Kalkulationszinssatz-Bandbreite von 7 bis 12 %, die bei deutschen Großunternehmen Verwendung findet.

Festgelegt wird zudem, dass die Anlagen nach Ablauf ihrer Lebensdauer von 20 Jahren keinen Restwerte ($R = 0 \text{ €}$) mehr aufweisen.

Mit der Formel 8.6 kann die Amortisationszeit für die Variante 1 nicht berechnet werden, da der Logarithmus aus einer negativen Zahl (im Zähler) nicht gebildet werden kann. Das lässt darauf schließen, dass sich die PV-Anlage der Variante 1 innerhalb von 20 Jahren nicht amortisiert.

Für die zweite Variante ergibt sich eine Amortisationszeit unter der oben genannten Prämisse und einer fortlaufenden, unbegrenzten Einspeisevergütung von

$$n_d = \frac{\ln\left(\frac{-(12.724 \text{ €} - 1.812 \text{ €})}{119.250 \text{ €} \cdot 7,5\%/\text{Jahr} - (12.724 \text{ €} - 1.812 \text{ €})}\right)}{\ln(7,5\%/\text{Jahr} + 1)} = 23,7 \text{ Jahren.}$$

Damit wird das Ziel nur knapp verfehlt.

Für die Variante 1 kann zumindest mit Hilfe der Beziehung 8.5 die maximale Anschaffungsauszahlung bestimmt werden, die zu der dynamischen Amortisation der PV-Anlage innerhalb von 20 Jahren führt. Vorausgesetzt werden hierbei wieder konstante Ein- und Auszahlungen.

$$A = \frac{(e-a) \cdot ((1+i_e)^{n_d} - 1)}{i_e \cdot (1+i_e)^{n_d}} \quad (8.7)$$

$$\text{Für die Variante 1 ergeben sich } A = \frac{(7.290 \text{ €} - 1.053 \text{ €}) \cdot ((1+7,5\%/\text{Jahr})^{20 \text{ Jahre}} - 1)}{7,5\%/\text{Jahr} \cdot (1+7,5\%/\text{Jahr})^{20 \text{ Jahre}}} = 63.583 \text{ €.}$$

Dieser Zielwert wird also um $95.173 \text{ €} - 63.583 \text{ €} = 31.589 \text{ €}$ überschritten.

Das maximale Investitionsvolumen der Variante 2 liegt bei

$$A = \frac{(12.724 \text{ €} - 1.839 \text{ €}) \cdot ((1 + 7,5 \text{ \%}/\text{Jahr})^{20 \text{ Jahre}} - 1)}{7,5 \text{ \%}/\text{Jahr} \cdot (1 + 7,5 \text{ \%}/\text{Jahr})^{20 \text{ Jahre}}} = 111.242 \text{ €}.$$

Da die jährlichen Einzahlungen (e) auf Grund der Degeneration der PV-Module (0,5 % Ertragseinbußen pro Jahr) und die jährlichen Auszahlungen (a) wegen der Teuerungsrate (1,5 % pro Jahr) in der Praxis nicht konstant sind, werden die jährlichen Ein- und Auszahlungen in den folgenden Tabellen nochmals ausführlicher dargestellt.

Variante 1						
Jahr	Rückflüsse	Betriebskosten	Abzinsungsfaktor	barwertige Rückflüsse	kumuliert-barwertige Rückflüsse	kumuliert-diskontierter Kapitalfluss
-	€	€	-	€	€	€
0	0	0	1,0000	0	0	95.173
1	7.290	1.053	0,9302	5.802	5.802	89.371
2	7.253	1.069	0,8653	5.352	11.153	84.019
3	7.217	1.084	0,8050	4.936	16.090	79.083
4	7.180	1.100	0,7488	4.553	20.643	74.530
5	7.144	1.116	0,6966	4.199	24.841	70.331
6	7.107	1.132	0,6480	3.872	28.713	66.459
7	7.071	1.148	0,6028	3.570	32.284	62.889
8	7.035	1.163	0,5607	3.292	35.576	59.597
9	6.998	1.179	0,5216	3.035	38.611	56.562
10	6.962	1.195	0,4852	2.798	41.409	53.764
11	6.925	1.211	0,4513	2.579	43.988	51.185
12	6.889	1.227	0,4199	2.377	46.365	48.808
13	6.852	1.242	0,3906	2.191	48.556	46.617
14	6.816	1.258	0,3633	2.019	50.575	44.597
15	6.779	1.274	0,3380	1.861	52.436	42.737
16	6.743	1.290	0,3144	1.714	54.151	41.022
17	6.707	1.306	0,2925	1.580	55.730	39.443
18	6.670	1.321	0,2720	1.455	57.185	37.988
19	6.634	1.337	0,2531	1.340	58.526	36.647
20	6.597	1.353	0,2354	1.235	59.760	35.413
21	0	0	0,2190	0	59.760	35.413

Tabelle 33: Dynamische Amortisation und Kapitalwert (Variante 1)

Der Abzinsungsfaktor (AbF) berechnet sich mit der Beziehung

$$(1 + i)^{-n}. \tag{8.8}$$

Mit Hilfe des Abzinsungsfaktors lässt sich ein nach n Jahren fälliger Betrag K_n auf den jetzt fälligen Barwert K_0 , der auch als Gegenwartswert bezeichnet wird, unter Berücksichtigung von Zins und Zinseszins zurückführen.

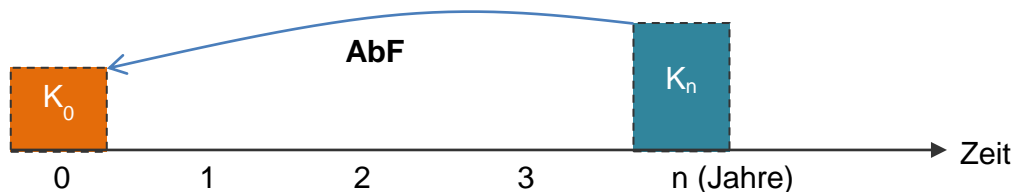


Abb. 137: Funktion des Abzinsungsfaktors (AbF)

e.D.n. [A >> Däumler]

Die Spalte „barwertige Rückflüsse“ errechnet sich durch die spaltenweise Addition der Rückflüsse und der Betriebskosten multipliziert mit dem Abzinsungsfaktor. Der kumuliert-diskontierte Kapitalfluss ist die Anschaffungsauszahlung A abzüglich der kumuliert-barwertigen Rückflüsse.

Variante 2						
Jahr	Rückflüsse	Betriebskosten	Abzinsungsfaktor	barwertige Rückflüsse	kumuliert-barwertige Rückflüsse	kumuliert-diskontierter Kapitalfluss
-	€	€	-	€	€	€
0	0		1,000	0	0	119.250
1	12.724	1.839	0,930	10.125	10.125	109.125
2	12.660	1.866	0,865	9.340	19.465	99.785
3	12.596	1.894	0,805	8.615	28.081	91.169
4	12.533	1.921	0,749	7.946	36.027	83.223
5	12.469	1.948	0,697	7.329	43.355	75.895
6	12.406	1.975	0,648	6.759	50.114	69.136
7	12.342	2.002	0,603	6.232	56.346	62.904
8	12.278	2.029	0,561	5.747	62.093	57.157
9	12.215	2.057	0,522	5.298	67.391	51.859
10	12.151	2.084	0,485	4.885	72.276	46.974
11	12.087	2.111	0,451	4.503	76.778	42.472
12	12.024	2.138	0,420	4.151	80.929	38.321
13	11.960	2.165	0,391	3.825	84.755	34.495
14	11.897	2.193	0,363	3.526	88.280	30.970
15	11.833	2.220	0,338	3.249	91.529	27.721
16	11.769	2.247	0,314	2.994	94.523	24.727
17	11.706	2.274	0,292	2.758	97.281	21.969
18	11.642	2.301	0,272	2.541	99.822	19.428
19	11.579	2.328	0,253	2.341	102.163	17.087
20	11.515	2.356	0,235	2.156	104.319	14.931
21	0	0	0,219	0	104.319	14.931

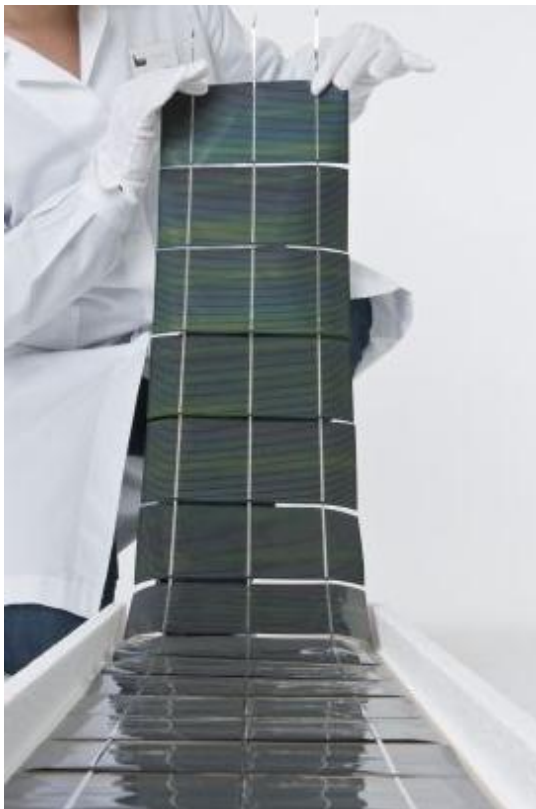
Tabelle 34: Dynamische Amortisation und Kapitalwert (Variante 2)

Die Ergebnisse in Tabelle 33 bestätigen die obige Hypothese. Die PV-Anlage der Dachvariante 1 amortisiert sich nicht. Dazu müsste der kumuliert-diskontierte Kapitalfluss innerhalb von 20 Jahren auf null geschrumpft sein. Der Kapitalwert C_0 der Investition beträgt -35.413 €, der der Variante 2 liegt bei -14.931 € (Tabelle 34). Da die Kapitalwerte negativ sind, müssen die Investitionen aus wirtschaftlicher Sicht abgelehnt werden.

9 Potentiale innovativer Entwicklungen

Mit den bisher betrachteten flexiblen a-Si-Modulen des Unternehmens Flexcell können nur geringe Wirkungsgrade von 3,95 % bzw. 4,80 % erreicht werden. Der sich daraus ergebende geringe flächenmäßige Ertrag führt zwangsläufig zur Unwirtschaftlichkeit der in Kapitel 7 dargestellten Dachversionen. Neuere Entwicklungen im Bereich der flexiblen Dünnschichtsolartechnik versprechen deutlich höhere Wirkungsgrade. Sie stellen durch günstigere Herstellungsverfahren, wie etwa das Rolle-zu-Rolle-Verfahren, bei dem die Halbleiterschichten auf flexiblen Trägermaterialien (Polymerfolien, Metallfolien z.B. Kupfer) aufgetragen werden, die Realisierung wirtschaftlich erfolgversprechender Projekte in Aussicht.

Das kalifornische Unternehmen Solopower Inc. setzt ganz auf die Produktion von großen, flexiblen Dünnschichtmodulen speziell für Industriedachflächen mit geringer Tragfähigkeit. Es handelt sich hierbei um Module, bei denen ein Komposit aus Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS-Module → 3.3.1.2) als Halbleitermaterial verwendet wird. Die Module haben eine Leistung von 70 W (2,98 m mal 0,292 m) bis 260 W (5,8 m mal 0,3 m). Der Modulwirkungsgrad liegt zwischen 8,0 % und 9,9 %. Der Vertrieb der Module soll in Europa ab 2011 beginnen, Preise wurden bisher noch nicht bekannt gegeben. ^[B >> Photon]



Mit Modulwirkungsgraden von bis zu 12,6 % hat das Unternehmen Global Solar Energy (USA, Arizona) besonders effiziente, flexible CIGS-Module für die Anwendung auf leichten Dächern im August 2010 vorgestellt. Die als PowerFlex BIPV bezeichneten Module haben eine Leistung von bis zu 300 W bei einer Modulgröße von 5,75 m mal 0,5 m. ^[B >> Erneuerbare Energien]

Die Anwendung dieser flexiblen Module ist bei PTFE-Membranen denkbar, da sie gekapselt auf die Membranflächen aufgelegt und mechanisch befestigt werden können. Das Einlaminiert der Dünnschichtsolarellen (Abb. 138) in die obere ETFE-Lage eines Pneus ist ebenfalls möglich.

Abb. 138: CIGS-Dünnschichtsolarellen (PowerFlex BIPV)

http://www.globalsolar.com/images/stories/gse/image_cigs.jpg

10 Zusammenfassung/Fazit

Die Integration von flexiblen Photovoltaikerelementen in Membrandächer stellt derzeit sicherlich die ausgefallenste und gleichzeitig unauffälligste Art der solaren Stromerzeugung dar. Schon aufgrund der gleichen Philosophie, die auf Leichtigkeit gepaart mit Flexibilität setzt, sollten diese Technologien zwangsläufig zusammen geführt werden.

Die Recherchen zu Membrandachkonstruktionen haben ergeben, dass PTFE-Membrane und ETFE-Pneus ausgereifte Technologien mit unterschiedlichen Charakteren und mit ausreichender Langlebigkeit darstellen. Für die Gestaltung von Dachformen bieten beide Arten nahezu grenzenlose Möglichkeiten. Das ETFE-Pneudach ist im Vergleich aber anfälliger gegenüber Störungen bei der Luftversorgung, empfindlicher gegenüber Umwelteinflüssen und teurer im Unterhalt. PTFE-Membrandächer weisen darüber hinaus keinen Eigenverbrauch auf, der bei Pneudächern für die Luftversorgung benötigt wird. Für die Anwendung als Parkhausdach ist daher in der Summe das PTFE-Membrandach besser geeignet.

Mit den auf dem Markt erhältlichen a-Si-Modulen, die sich für die Integration in ETFE-Pneus eignen, können derzeit nur geringe flächenspezifische Erträge erzielt werden, die den Betrieb der Anlagen wirtschaftlich unattraktiv machen. Neuere Entwicklungen in der Dünnschichtsolartechnik, vor allem bei den CIS/CIGS-Modulen, verheißen jedoch hohe Wirkungsgrade bei geringen Modulproduktionskosten, die zu kürzeren Amortisationszeiten führen und die Entscheidung deutlich zu Gunsten einer möglichen Investition beeinflussen werden.

Darüber hinaus sind einfach noch zu wenige Projekte realisiert worden, bei denen die flexible PV-Technik zum Einsatz kommt. Langzeiterfahrungen in Bezug auf die Haltbarkeit und reale Anlagenerträge fehlen. Besonders in Hinblick auf die Verkapselung der Module besteht Anlass zur Sorge. Durch die Dampfdurchlässigkeit der ETFE-Folie kann es zur Korrosion der Leitungsbahnen und damit zum Ausfall von Modulen kommen. Zudem scheinen sich ETFE-Folien mit der Zeit zu trüben. Welche Auswirkungen das auf die Erträge von Anlagen haben wird, ist derzeit noch nicht abzusehen.

Trotz der Vielzahl von positiven Aspekten, die für diese Art der Gebäudeintegration von Photovoltaikanlagen sprechen, wird dazu geraten, die weitere Entwicklung und die Einführung von effektiveren Photovoltaikmodulen abzuwarten.

11 Anhang

11.1 CD

Die CD beinhaltet die Master-Thesis als PDF-Dokument und alle in der Thesis aufgeführten Tabellen, Diagramme sowie das Modell zur Ertragsberechnung in Form von Excel-Dateien. Daneben befinden sich auf der CD die 3D-Modelle der erstellten Dachvarianten.

11.2 ETFE-Folie

Folienstärke: 250 μm

12 Literaturverzeichnis

A: Quellen mit Verfasserangaben

Däumler, Klaus-Dieter >> Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 11. Auflage, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe Herne/Berlin 2003

Ebel >> Dr. Thomas Ebel, Vorlesung Werkstoffkunde und Chemie WS 08/09 (HAW)

Frank, A.>> Kunststoffkompendium, 5. Auflage, Vogel Verlag, Würzburg, 2000

Gentsch >> Computergestützte Auslegung und Simulation photovoltaischer Pumpsysteme, Diplomarbeit, FH Köln, Fachbereich Energietechnik, 1990

Kaiser, Wolfgang >> Kunststoffchemie für Ingenieure, Hanser Fachbuchverlag, 2. Auflage, 2007

Kessler, Friedrich >> Flexible PV Dünnschicht-Module – Übersicht weltweit, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 4. Workshop „Photovoltaik-Modultechnik“ am 29./30. November 2007, TÜV Rheinland, Köln

Konrad, Frank >> Planung von Photovoltaik-Anlagen, Grundlagen und Projektierung, 2. Auflage, Vieweg + Teubner, Wiesbaden 2008

LeCuyer, Annette >> ETFE – Technologie und Entwurf, Birkhäuser Verlag, Basel, 2008

Mayer, Oliver >> Solarstrahlungsnutzung Basics of Electrical Power Generation, Hochschule München, 2010

Moritz, Karsten >> Entwicklung leichter Gebäudehüllen, Innovativ Konstruieren - Synergien im Bauprozess zwischen Herstellern und Planern, DETAIL development (seele), Institut für internationale Architektur-Dokumentation GmbH & Co. Kg, München, 2009

Moritz, Karsten: ETFE-Folie als Tragelement, Lehrstuhl für Tragwerksplanung, TU München, Dissertation, 2007

Ohlendorf >> Prof. Dr.-Ing. Friedrich Ohlendorf, Materialtechnologie - Teil Kunststoffe WS 09/10 (HAW)

PV >> Photovoltaik, Technik – Gestaltung - Konstruktion, Institut für internationale Architektur-Dokumentation, München, 1. Auflage, 2009

PVC >> Koch, H.-J., Preusker, W., Mieden, O, Spannende Dächer – moderne Zelte, Textiles Bauen mit PVC, Kunststoff-Trends 02/2002



Schiemann, Lars >> Dissertation: Tragverhalten von ETFE-Folien unter biaxialer Beanspruchung, Technische Universität München, Fakultät für Architektur Institut für Entwerfen und Baukonstruktion, Lehrstuhl für Tragwerksplanung - Prof. Dr.-Ing. Rainer Barthel, 2009

Schwarz >> Schwarz / Ebeling (Hrsg.), Kunststoffkunde – Aufbau, Eigenschaften, Verarbeitung, Anwendungen der Thermoplaste, Duroplaste und Elastomere, 8. Auflage, Vogel Buchverlag, Würzburg, 2005

Schwarzburger, Heiko >> Ein schwerer Junge auf Diät, Photovoltaik, das Magazin für Profis, Ausgabe 04/2010 unter: http://www.photovoltaik.eu/nichtcachen/heftarchiv/inhaltsverzeichnis/kategorie/04-2010/beitrag/_100000000/86/

Wagemann/Eschrich >> Wagemann, Hans-Günther, Eschrich, Heinz, Photovoltaik – Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften, Solarzellenkonzepte und Aufgaben, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2. Auflage, 2010

Wagner, Andreas >> Photovoltaik Engineering, Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung, Springer- Verlag Berlin Heidelberg, 2006

Waller, Gerd >> Vorlesungsskript von Prof. Dr. G. Waller – Regenerative Energien, SS06, Fachhochschule Kiel

B: Quellen ohne Verfasserangaben

BINE Informationsdienst >> Photovoltaik – Innovationen bei Solarzellen und Modulen, themeninfo III/05

Bundesverband Solarwirtschaft e.V. >> Cadmium-Tellurid (CdTe) Photovoltaiktechnologie, März 2009, PDF unter:

http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/Hintergrund_CdTe_0309.pdf

Erneuerbare Energien >> Das unabhängige Monatsmagazin für die Zukunftenergie, Ausgabe 11, November 2010, SunMedia Verlag GmbH

EEG 2009 >> Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Bundesgesetzblatt), Bonn, 19. Oktober 2009

Photon Profi >> Photovoltaik-Fachwissen für die Praxis, September 2010

SWM-Internet >> www.swm.de/de/unternehmen.html

SWM-Geschäftsbericht >> „Die Stadtwerke München - Wir bereiten den Weg für die Zukunft“ Geschäftsbericht 2009

SWM-Ausbauoffensive >> Ausbauoffensive Erneuerbare Energien (Presse-Informationen) unter: www.swm.de/de/unternehmen/verantwortung/umwelt/regenerative-energien.html

C: Quellen aus dem Internet

ETFE >> <http://de.wikipedia.org/wiki/ETFE>

Glas >> <http://www.glasereisommer.de/abc-abisk.htm>

Solar >> <http://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/photovoltaik.html>

Vergütung >> <http://www.solar-und-windenergie.de/photovoltaik/einspeiseverguetung-photovoltaik.html>

WikiAdhäsion >> <http://de.wikipedia.org/wiki/Adhäsion>

WikiSilizium >> <http://de.wikipedia.org/wiki/Silizium>

WikiCadmium >> <http://de.wikipedia.org/wiki/Cadmium>