E119: Photovoltaik

Jürgen Päpke   Akın Wingerter

7. Februar 2000

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

1 Ziel des Versuchs

Ziel des Versuchs ist es, die Nutzungsmöglichkeiten der von der Sonne auf die Erde gestrahlte Energie durch photovoltaische Wandler kennenzulernen. Hierzu werden die Eigenschaften von Solarzellen in verschiedenen Schaltungen bei bestimmten Bedingungen untersucht und die Frage der sinnvollen Einsatzmöglichkeiten, auch unter dem Gesichtspunkt der wirtschaftlichen Rentabilität, diskutiert.

2 Theorie

2.1 Theorie der Solarzelle

Eine Solarzelle ist vom Aufbau her ein großflächiges Photoelement, in dem einfallende Strahlung durch den photoelektrischen Effekt in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Die Strahlung muß energiereich genug sein, um Elektronen des Valenzbandes in das Leitungsband zu heben. Beim meistverwendeten Halbleitermaterial Silizium beträgt diese Mindestenergie (Gap-Energie) 1,12 eV, was einer Wellenlänge von circa 1100 nm entspricht.

Um diesen Bandabstand zu verkleinern, dotiert man das Silizium mit Atomen der 3. oder 5. Hauptgruppe etwa im Verhältnis $1{:}10^6$. Baut man etwa Phosphoratome (5. Hauptgruppe) in das Silizium ein, so erhält man ein Energieniveau im verbotenen Bereich, das nur sehr knapp unter dem Leitungsband liegt. In dem so erzeugten sogenannten n-dotierten Halbleiter herrscht Elektronenüberschuß; trotzdem ist der Halbleiter insgesamt elektrisch neutral. Entsprechend erhält man einen p-dotierten Halbleiter, indem man zur Dotierung Elemente der 3. Hauptgruppe verwendet. Hierdurch bekommt man ein Energieniveau in der verbotenen Zone direkt über dem Valenzband. Die durch diese Dotierung vorhandenen Löcher (Defektelektronen) können, genau wie Elektronen, zum Stromfluß beitragen, allerdings in entgegengesetzter Richtung.

Bringt man diese verschieden dotierten Halbleiter in direkte Verbindung, so entsteht an der Grenzfläche ein Gebiet, in dem sich die verschiedenen Ladungsträgerdichten ausgleichen, ein sogenannter p-n-Übergang. Es gibt an dieser Grenzschicht Diffusionsströme von Elektronen ins p-Gebiet und von Löchern ins n-Gebiet. Durch diese Wanderung von Ladungen lädt sich der n- gegenüber dem p-Bereich positiv auf. Dieses Feld erstreckt sich nun nicht nur über die Grenzfläche, sondern über einen gewissen Bereich, der Raumladungszone.

In dieser Raumladungszone befinden sich also nur noch recht unbewegliche Ladungsträger, die diesen Bereich sehr hochohmig machen. Durch das elektrische Feld in der Raumladungszone werden Feldströme von Ladungsträgern hervorgerufen, die den Diffusionsströmen entgegengerichtet sind. Für den Gleichgewichtszustand heben sich Diffusions- und Feldströme des jeweiligen Ladungsträgers gerade auf. Hieraus resultiert eine Potentialdifferenz, die vom Verhältnis der beiden Ladungsträgerdichten abhängt und die bei guten Solarzellen 0,6 V betragen kann. Bei Dunkelheit bleibt die Solarzelle natürlich nach außen hin neutral.

2.2 Aufbau der Solarzelle

In der Skizze zum funktionellen Aufbau einer Solarzelle erkennt man die verschiedenen möglichen Reaktionen. Dem einfallenden Licht stellt sich die Solarzelle als etwa 3 μm dicke, n-dotierte Emitterschicht, eine darauffolgende Raumladungszone und eine etwa 0,3 mm dicke, p-dotierte Basis dar. Die einfallenden Photonen werden je nach Energie und Eindringtiefe in verschiedenen Bereichen der Zelle absorbiert. Um einen hohen Wirkungsgrad zu erreichen, muß die Absorption in der Raumladungszone oder in einem Abstand kleiner der freien Weglänge erfolgen, weil sonst die Elektron-Loch-Paare durch Rekombination in Basis und Emitter wieder vernichtet werden. Gelangen die freien Ladungsträger in den Bereich des Feldes der Raumladungszone, so werden sie vom Feld je nach Ladung in den p- oder den n-dotierten Bereich beschleunigt. Die durch diese Ladungstrennung entstehende Spannung kann nun von außen abgegeriffen werden. Die getrennten Ladungsträger werden an der Basisseite durch eine, die komplette Zellrückseite bedeckende Metallschicht, auf der dem Licht zugewandten Emitterseite durch eine aufgebrachte Fingerstruktur aus dem Metall abtransportiert. Bei der Fingerstruktur ist ein Kompromiß aus Ladungstransport

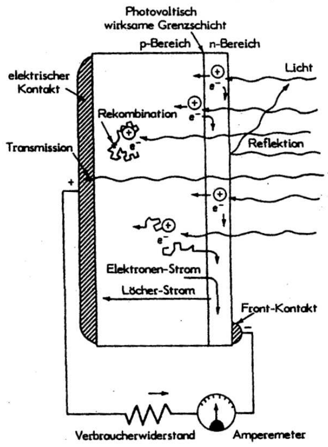

Abbildung 1: Die Funktion einer Solarzelle

und Abschattung der Zelle durch die Leiterbahnen zu finden. Die sich ohne äußeren Stromkreis einstellende maximale Spannung U_0 (Leerlaufspannung) ist daher genauso groß, wie die Potentialdifferenz des elektrischen Feldes der Raumladungszone. Den maximalen Strom I_0 (Kurzschlußstrom) erhält man, wenn das elektrische Feld optional arbeiten kann, was einer minimalen äußeren Spannung entspricht. Bei einer 10x10 cm^2 großen monokristallinen Zelle kann dieser Kurzschlußstrom einen Wert von 2-3 A erreichen.

Ersatzschaltbild einer realen Solarzelle:

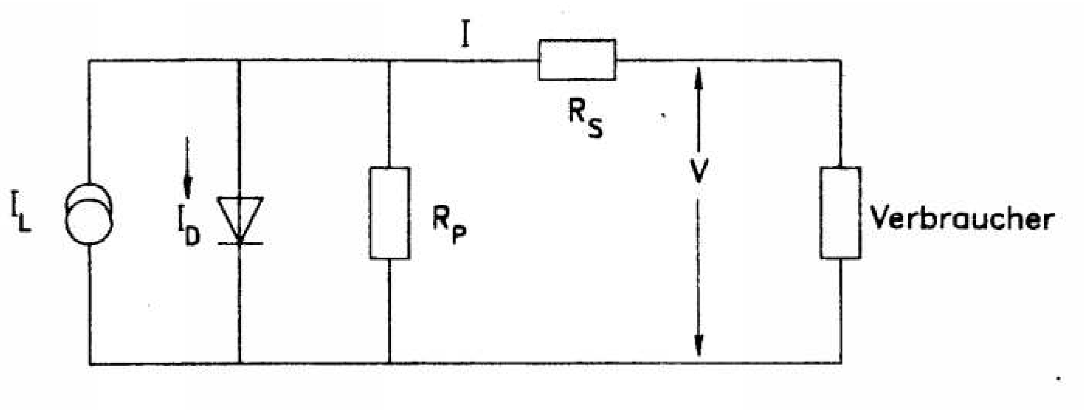

Abbildung 2: Ersatzschaltbild einer Solarzelle

I_D : Jeder p-n-Übergang hat Diodencharakter, also auch eine Solarzelle

I_L : durch Licht hervorgerufener Photostrom

R_P : Parallelwiderstand; im Belastungsfall ist die Raumladungszone hochohmig, da nur wenige freie Ladungsträger vorhanden sich; kann etwa durch Verunreinigungen erniedrigt werden

R_S : Serienwiderstand; hervorgerufen durch Kontaktflächen und ohmsche Widerstände

Weil der Idealfall ($R_P=\infty$, $R_S=0$) in der Praxis nicht zu realisieren ist, definiert man einen sogenannten Füllfaktor, der umso größer ist, je mehr die Kennlinie der Solarzelle einem Rechteck, dem Idealfall, gleicht.

$$FF = \frac{U_P \cdot I_P}{U_0 \cdot I_0}$$

U_P und I_P sind Spannung und Strom im Belastungsfall. Der Füllfaktor nimmt in der Regel Werte zwischen 0,75 und 0,85 an. Ebenso definiert man einen Wirkungsgrad, der das Verhältnis von maximal mit der Solarzelle gewonnenen Leistung zu der gesamten eingestrahlten Leistung darstellt.

$$\eta = \frac{U_0 \cdot I_0 \cdot FF}{P_{\text{ein}}} = \frac{U_P \cdot I_P}{P_{\text{ein}}}$$

Der Wirkungsgrad wird bei steigender Temperatur geringer. Außerdem hängt er linear vom Füllfaktor ab (und somit vonR_P und R_S) und vom Bandabstand des verwendetetn Halbleiters.

2.3 Solarzellentypen

Betrachtet man die Abhängigkeit des Wirkungsgrades vom Bandabstand für verschiedene Halbleiter, so erkennt man aufgrund des gegenläufigen Verhaltens von Leerlaufspannung und Dunkelstrom ein Maximum. Das in der Praxis am häufigsten benutzte Halbleitermaterial Silizium besitzt nicht ganz den besten Wirkungsgrad, besitzt dafür aber andere zwingende Vorteile. So kann es relativ leicht durch Refraktionierungsverfahren bis auf 10^{-10} von allen Verunreinigungen befreit werden und ist außerdem sehr billig, weil es Silizium in sehr großen Mengen gibt.

- Monokristaline Zellen
  Sie entstehen, unabhängig ihrer Größe, aus einem einzigen Kristall, der mit Drahtschleiftechnik in 0,2-0,5 mm dicke Scheiben zersägt wird. Die in Serienproduktion hergestellten monokristallinen Zellen haben Wirkungsgrade von etwa 12-15 %.
- Polykristaline Zellen
  Sie bestehen aus mehreren aus mehreren Siliziumkristallen und werden durch Blockgießverfahren zu 0,3-0,4 mm Dicke hergestellt. Aufgrund der weniger guten Strukturierung und der größeren Verunreinigung in der Grenzschicht ist der Parallelwiderstand geringer, was zu kleineren Leerlaufspannugen führt. Außerdem sind die freien Weglängen durch höhere Rekombinationsraten verkürzt, was zu geringeren Photoströmen führt. Ihr Wirkungsgrad liegt bei 10-13 %, sie sind aber nur etwa halb so teuer, wie die monokristallinen Zellen.
- Amorphe Zellen
  Sie haben keine regelmäßige Struktur, sind in der Lage 50 % mehr Licht zu absorbieren als die kristallinen Zellen, allerdings ist aber die Rekombinationswahrscheinlichkeit auch wesentlich höher. Ihr Wirkungsgrad liegt unter 10 Durch Anpassung des Absorptionsverhaltens der Zellen an künstliches Licht und an das Sonnenspektrum können sogenannte indoor- und outdoor-Zellen geschaffen werden, die unter den für sie günstigen Bedingungen den jeweils höheren Wirkungsgrad erreichen.

3 Versuchsdurchführung und Auswertung

3.1 Messung von Kennlinien einzelner Solarzellen

Am Versuchstag war das Wetter regnerisch, und nachdem der Regen aufgehört hatte war der Himmel ziemlich bewölkt, so daß wir alle Messungen im Zimmer durchgeführt. Als Lichtquelle stand uns ein Diaprojektor zur Verfügung.

Die zu untersuchenden Zellen waren in einem Kasten mit Plexiglasabdeckung und mit einem Metallarm an der Wand befestigt. Auf dem gegenüber stehenden Schrank befand sich der Diaprojektor. Links unterhalb der Solarzellen befand sich der Schaltkasten, auf dem die Kontakte für die verschiedenen Solarzellen beschriftet waren. Dort waren auch die Angaben über die Fläche der Zellen zu finden. Wir entschieden uns für die polykristalline, die amorphe indoor und die amorphe outdoor Zelle. Die Fläche dieser Zellen betrug

- 100 cm^2 für die polykristalline Zelle,
- 25.46 cm^2 für die amorphe indoor Zelle,
- 60.68 cm^2 für die amorphe outdoor Zelle.

Diese Angaben brauchen wir noch, um die Leistung pro Flächeneinheit und daraus den Wirkungsgrad der Solarzellen zu bestimmen.

Um die Kennlinien der Solarzellen aufzunehmen, haben wir die Spannung mit dem Potentiometer im Schaltkasten in kleinen Schritten verändert und den dazugehörigen Strom notiert. Unsere vollständigen Meßdaten befinden sich in Tabelle 2 auf Seite 10. Dort haben wir auch bereits zu jedem Meßwert die Leistung ausgerechnet.

Die Kennlinie der jeweiligen Solarzelle haben wir in Abbildung 3 auf der nächsten Seite, Abbildung 4 auf Seite 8 und Abbildung 5 auf Seite 9 graphisch wiedergegeben. In dasselbe Diagramm haben wir jeweils auch die Kurve für die Leistung eingezeichnet, aber diese in y-Richtung gestaucht, damit sie in das Diagramm paßt.

Aus der Kennlinie bestimmen wir die Leerlaufspannung U_0, den Kurzschlußstrom I_0 und die Werte U_p, I_p für den Arbeitspunkt, d.h. denjenigen Punkt, wo die Leistung ein Maximum hat. Dieses Maximum haben wir mit dem vlocate-Befehl von PAW[1] graphisch bestimmt. Unsere Werte haben wir in Tabelle 1 wiedergegeben.

	polykristallin	amorph indoor	amorph outdoor
U_0 [V]	$448 \cdot 10^{-3}$	5.26	8.90
I_0 [mA]	54.7	1.35	1.00
U_p [V]	$270 \cdot 10^{-3}$	3.87	0.86
I_p [mA]	36.6	1.09	7.39
W_p [mW]	$0.988 \cdot 10^{-2}$	4.218	6.355
η [in %]	3.53	5.91	3.74
FF	0.4033	0.5940	0.7141

Tabelle 1: Charakteristische Daten für die untersuchten Solarzellen

Der Wirkungsgrad ergibt sich als Verhältnis aus maximaler Leistung und eingestrahlter Leistung:

$$\eta = \frac{U_p \cdot I_p}{P_{\text{ein}}}$$

Unser Diaprojektor strahlt eine Leistung von 28 W/m^2 ein. Wir haben für jede Zelle die maximale Leistung berechnet, diese auf 1 cm^2 bezogen und daraus den Wirkungsgrad berechnet. Unsere Ergebnisse sind ebenfalls in Tabelle 1 eingetragen.

[1] Physical Analysis Workstation, ein Programm zur Datenvisualisierung, entwickelt am CERN

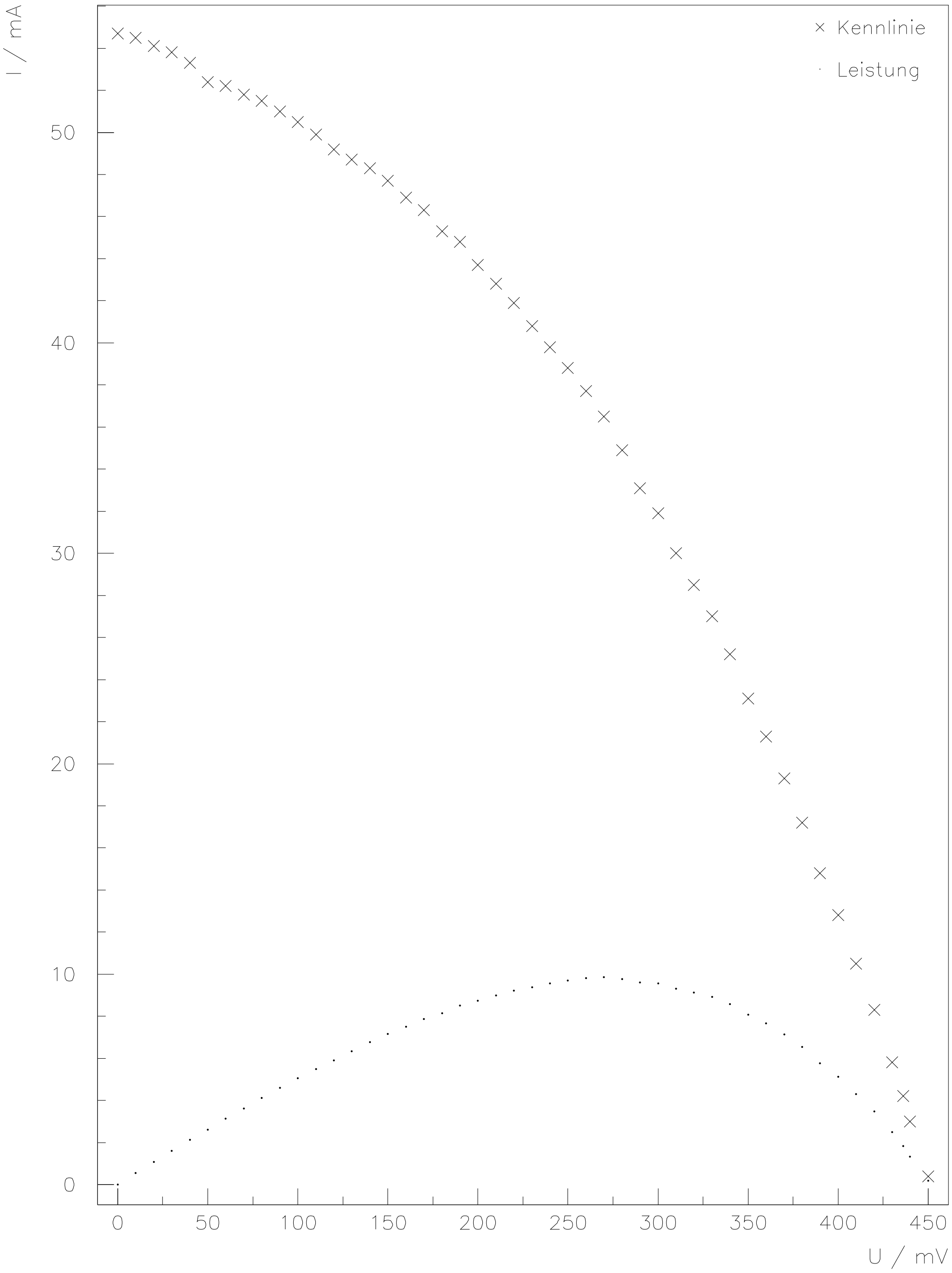

Abbildung 3: Kennlinie der polykristallinen Solarzelle

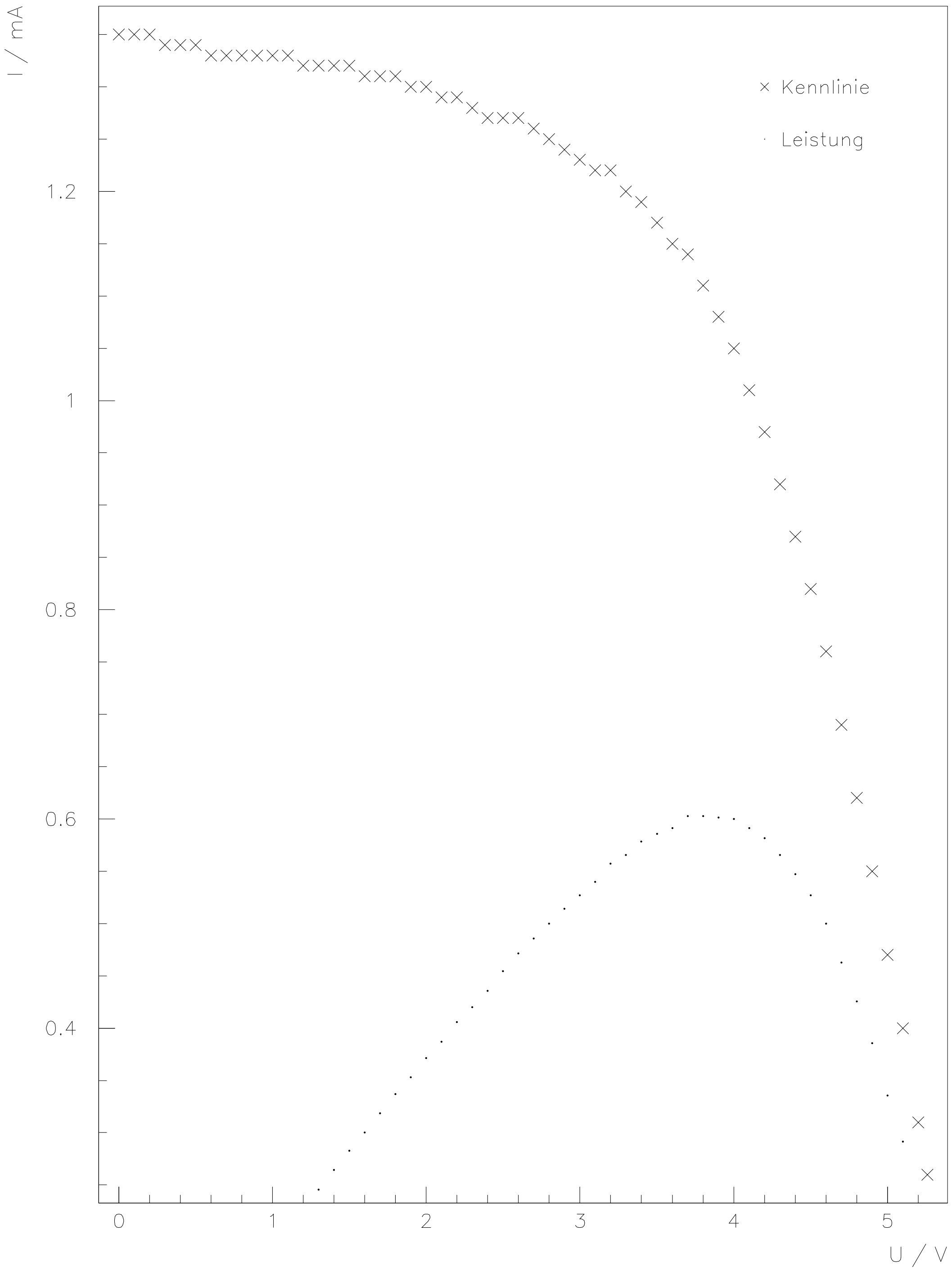

Abbildung 4: Kennlinie der amorphen indoor Solarzelle

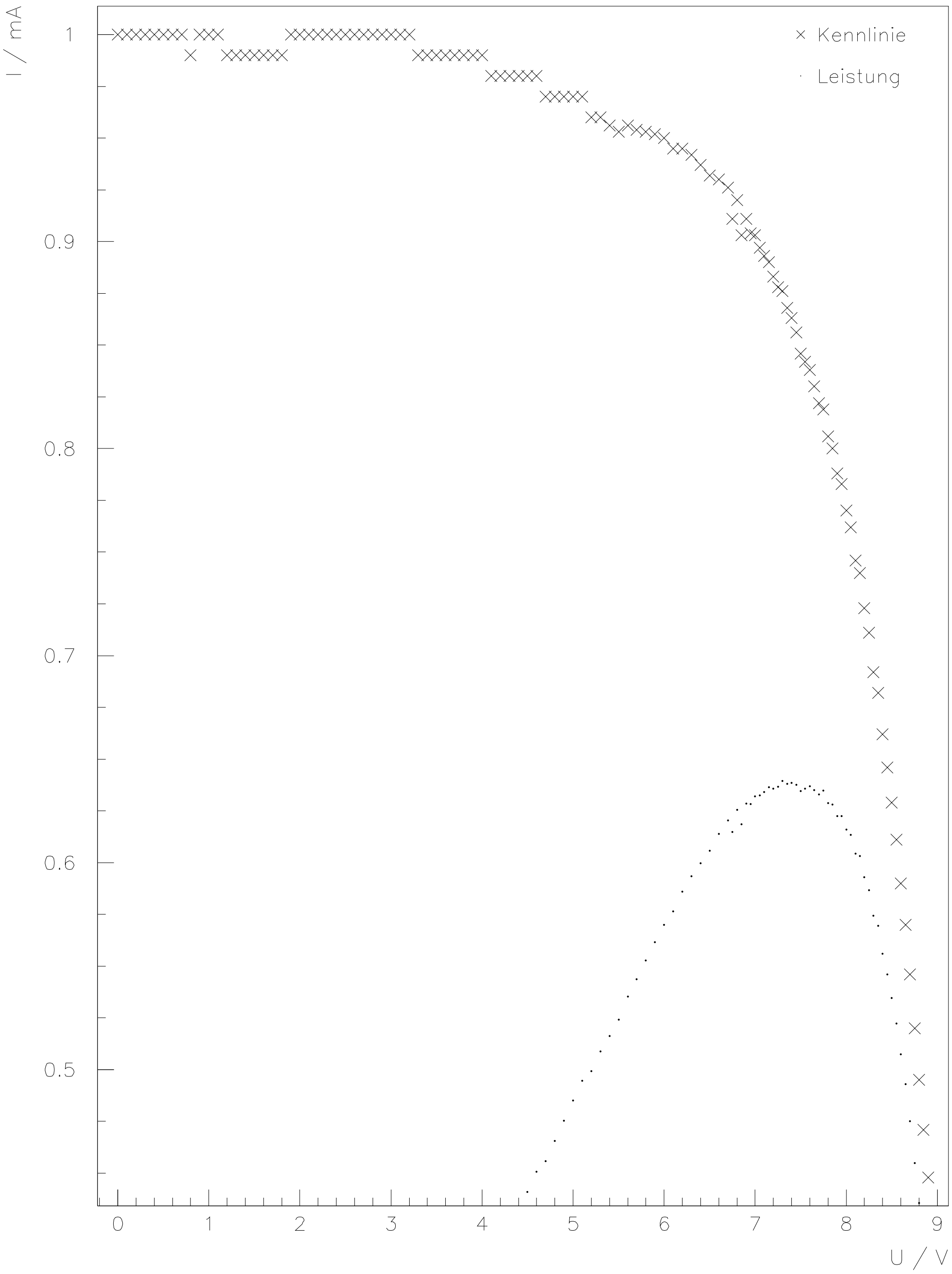

Abbildung 5: Kennlinie der amorphen outdoor Solarzelle

polykristallin 1			amorph indoor			amorph outdoor		
U [mV]	I [mA]	P [mW]	U [V]	I [mA]	P [mW]	U [V]	I [mA]	P [mW]
0.05	54.7	0.003	0.00	1.35	0.00	0.00	1.000	0.000
10	54.5	0.545	0.10	1.35	0.14	0.10	1.000	0.100
20	54.1	1.082	0.20	1.35	0.27	0.20	1.000	0.200
30	53.8	1.614	0.30	1.34	0.40	0.30	1.000	0.300
40	53.3	2.132	0.40	1.34	0.54	0.40	1.000	0.400
50	52.4	2.620	0.50	1.34	0.67	0.50	1.000	0.500
60	52.2	3.132	0.60	1.33	0.80	0.60	1.000	0.600
70	51.8	3.626	0.70	1.33	0.93	0.70	1.000	0.700
80	51.5	4.120	0.80	1.33	1.06	0.80	0.990	0.792
90	51.0	4.590	0.90	1.33	1.20	0.90	1.000	0.900
100	50.5	5.050	1.00	1.33	1.33	1.00	1.000	1.000
110	49.9	5.489	1.10	1.33	1.46	1.10	1.000	1.100
120	49.2	5.904	1.20	1.32	1.58	1.20	0.990	1.188
130	48.7	6.331	1.30	1.32	1.72	1.30	0.990	1.287
140	48.3	6.762	1.40	1.32	1.85	1.40	0.990	1.386
150	47.7	7.155	1.50	1.32	1.98	1.50	0.990	1.485
160	46.9	7.504	1.60	1.31	2.10	1.60	0.990	1.584
170	46.3	7.871	1.70	1.31	2.23	1.70	0.990	1.683
180	45.3	8.154	1.80	1.31	2.36	1.80	0.990	1.782
190	44.8	8.512	1.90	1.30	2.47	1.90	1.000	1.900
200	43.7	8.740	2.00	1.30	2.60	2.00	1.000	2.000
210	42.8	8.988	2.10	1.29	2.71	2.10	1.000	2.100
220	41.9	9.218	2.20	1.29	2.84	2.20	1.000	2.200
230	40.8	9.384	2.30	1.28	2.94	2.30	1.000	2.300
240	39.8	9.552	2.40	1.27	3.05	2.40	1.000	2.400
250	38.8	9.700	2.50	1.27	3.18	2.50	1.000	2.500
260	37.7	9.802	2.60	1.27	3.30	2.60	1.000	2.600
270	36.5	9.855	2.70	1.26	3.40	2.70	1.000	2.700
280	34.9	9.772	2.80	1.25	3.50	2.80	1.000	2.800
290	33.1	9.599	2.90	1.24	3.60	2.90	1.000	2.900
300	31.9	9.570	3.00	1.23	3.69	3.00	1.000	3.000
310	30.0	9.300	3.10	1.22	3.78	3.10	1.000	3.100
320	28.5	9.120	3.20	1.22	3.90	3.20	1.000	3.200
330	27.0	8.910	3.30	1.20	3.96	3.30	0.990	3.267
340	25.2	8.568	3.40	1.19	4.05	3.40	0.990	3.366
350	23.1	8.085	3.50	1.17	4.10	3.50	0.990	3.465
360	21.3	7.668	3.60	1.15	4.14	3.60	0.990	3.564
370	19.3	7.141	3.70	1.14	4.22	3.70	0.990	3.663
380	17.2	6.536	3.80	1.11	4.22	3.80	0.990	3.762
390	14.8	5.772	3.90	1.08	4.21	3.90	0.990	3.861
400	12.8	5.120	4.00	1.05	4.20	4.00	0.990	3.960
410	10.5	4.305	4.10	1.01	4.14	4.10	0.980	4.018
420	8.3	3.486	4.20	0.97	4.07	4.20	0.980	4.116
430	5.8	2.494	4.30	0.92	3.96	4.30	0.980	4.214
436	4.2	1.831	4.40	0.87	3.83	4.40	0.980	4.312
440	3.0	1.320	4.50	0.82	3.69	4.50	0.980	4.410
450	0.4	0.180	4.60	0.76	3.50	4.60	0.980	4.508
			4.70	0.69	3.24	4.70	0.970	4.559
			4.80	0.62	2.98	4.80	0.970	4.656
			4.90	0.55	2.70	4.90	0.970	4.753
			5.00	0.47	2.35	5.00	0.970	4.850
			5.10	0.40	2.04	5.10	0.970	4.947
			5.20	0.31	1.61	5.20	0.960	4.992
			5.26	0.26	1.37	5.30	0.960	5.088

Tabelle 2: Kennlinien verschiedener Solarzelltypen (Teil I)

FORTSETZUNG: amorph outdoor					
U [mV]	I [mA]	P [mW]	U [V]	I [mA]	P [mW]
5.40	0.956	5.162	7.50	0.846	6.345
5.50	0.953	5.242	7.55	0.842	6.357
5.60	0.956	5.354	7.60	0.838	6.369
5.70	0.954	5.438	7.65	0.830	6.350
5.80	0.953	5.527	7.70	0.822	6.329
5.90	0.952	5.617	7.75	0.819	6.347
6.00	0.950	5.700	7.80	0.806	6.287
6.10	0.945	5.765	7.85	0.800	6.280
6.20	0.945	5.859	7.90	0.788	6.225
6.30	0.942	5.935	7.95	0.783	6.225
6.40	0.937	5.997	8.00	0.770	6.160
6.50	0.932	6.058	8.05	0.762	6.134
6.60	0.930	6.138	8.10	0.746	6.043
6.70	0.926	6.204	8.15	0.740	6.031
6.75	0.911	6.149	8.20	0.723	5.929
6.80	0.920	6.256	8.25	0.711	5.866
6.85	0.903	6.186	8.30	0.692	5.744
6.90	0.911	6.286	8.35	0.682	5.695
6.95	0.904	6.283	8.40	0.662	5.561
7.00	0.903	6.321	8.45	0.646	5.459
7.05	0.897	6.324	8.50	0.629	5.347
7.10	0.893	6.340	8.55	0.611	5.224
7.15	0.890	6.364	8.60	0.590	5.074
7.20	0.883	6.358	8.65	0.570	4.931
7.25	0.878	6.366	8.70	0.546	4.750
7.30	0.876	6.395	8.75	0.520	4.550
7.35	0.868	6.380	8.80	0.495	4.356
7.40	0.863	6.386	8.85	0.471	4.168
7.45	0.856	6.377	8.9	0.448	3.987

Tabelle 3: Kennlinien verschiedener Solarzelltypen (Teil II)

3.2 Spektrale Eigenschaften von Solarzellen

In diesem Versuchsteil sollen die spektralen Eigenschaften verschiedener Solarzelltypen untersucht werden. Dazu verwenden wir den in Abbildung 6 schematisch dargestellten Versuchsaufbau.

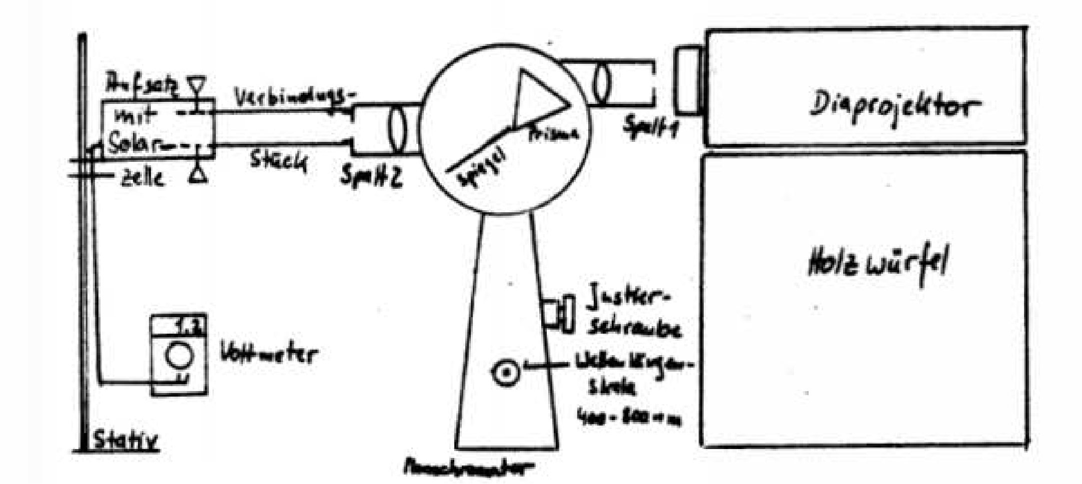

Abbildung 6: Versuchsaufbau zur Untersuchung der spektralen Abhängigkeit

Das Licht unseres Diaprojektors schicken wir duch einen Monochromator, der es spektral zerlegt und uns Licht einer bestimmten Wellenlänge liefert. Als Spaltöffnung haben wir die in der Staatsexamensarbeit von Frank Krebbing, die als Versuchsanleitung vom Assistenten ausgegeben wurde, angegebenen Werte von $S_1 = 0.5$ Skt für den ersten und $S_2 = 2$ Skt für den zweiten Spalt genommen, um einerseits gut meßbare Spannungswerte zu haben und andererseits eine möglichst gute punktförmige Lichtquelle zu haben.

Diese Wellenlänge können wir durch Drehen an der Justierschraube zwischen 400 nm und 800 nm variieren. Die zu untersuchenden Solarzellen befinden sich in "Aufsätzen", die wir über ein Verbindungsstück am Ausgang des Monochromators festschrauben. Die Messung geht nun so vor sich, daß wir die Wellenlänge in 10er Schritten durchlaufen und uns die Spannungswerte notieren. Bei der polykristallinen und amorphen indoor Zelle haben wir die Leerlaufspannung gemessen und bei der amorphen outdoor Zelle haben wir einen Lastwiderstand von 160.5 Ω verwendet. Unsere Meßergebnisse sind in Tabelle 4 auf Seite 14 wiedergegeben.

Unser Diaprojektor emittiert nicht in allen Wellenlängen mit gleicher Intensität. Da aber die gemessene Spannung sehr wohl von der Intensität der einfallenden Strahlung abhängt, müssen wir unsere Spannungswerte korrigieren. Wir entnehmen der Staatsexamensarbeit die Formel für den Intensitätsfaktor, durch den wir unsere Spannungswerte dividieren müssen:

$$\text{Intensitätsfaktor} = -0.7723 + 0.0077 \cdot \lambda - 1.1180 \cdot 10^{-5} \cdot \lambda^2 + 5.3942 \cdot 10^{-9} \cdot \lambda^3$$

Die korrigierten Spannungswerte haben wir in Tabelle 4 auf Seite 14 eingetragen.

Um die verschiedenen Typen von Solarzellen sinnvoll miteinander vergleichen zu können, haben wir die Spannung in Einheiten des maximalen Spannungswertes ausgedrückt (d.h. alle Werte durch den Maximalwert der Spannung dividiert) und diese Werte in Abbildung 7 auf der nächsten Seite graphisch dargestellt.

Dem Graphen ist zu entnehmen, daß das Maximum der polykristallinen Zelle deutlich besser ausgeprägt ist als das der beiden amorphen Zelle. Die amorphen Zellen sind in einem breiteren Wellenlängenbereich empfindlich. Als beste schneidet (erwartungsgemäß) die indoor-Zelle ab. Sie ist am besten an die Verhältnisse unserer künstlichen Strahlungsquelle angepaßt.

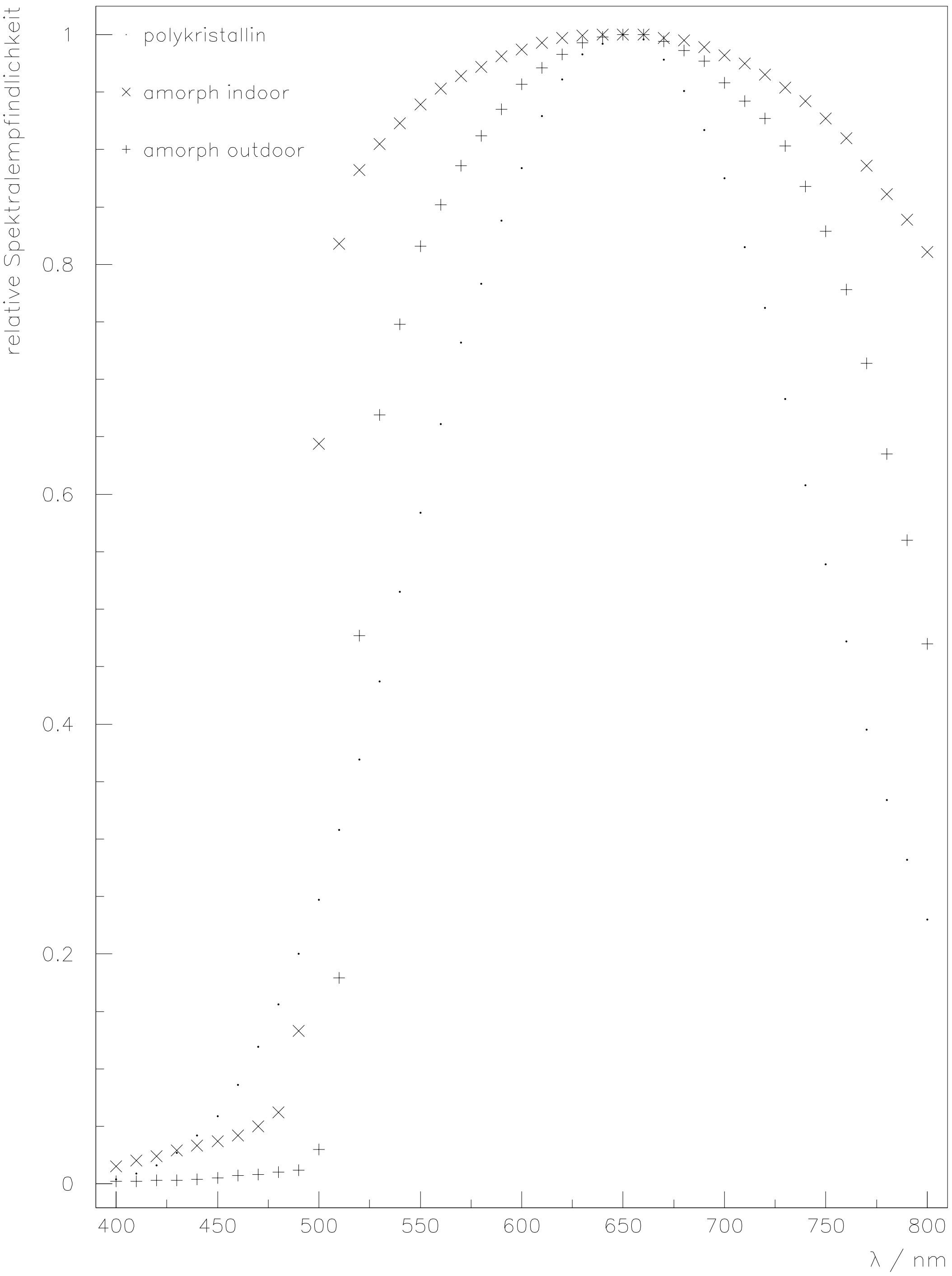

Abbildung 7: Normierte Darstellung der spektralen Abhängigkeit der Solarzellen

polykristallin			amorph indoor			amorph outdoor		
λ [nm]	U [mV]	U_{korr} [mV]	λ [nm]	U [V]	U_{korr} [V]	λ [nm]	U [mV]	U_{korr} [mV]
400	0.3	0.3	400	0.022	0.025	400	2.1	2.4
410	0.7	0.8	410	0.030	0.034	410	2.7	3.1
420	1.3	1.5	420	0.037	0.042	420	3.3	3.7
430	2.2	2.4	430	0.045	0.050	430	4.2	4.7
440	3.5	3.8	440	0.052	0.057	440	5.3	5.8
450	5.0	5.4	450	0.060	0.065	450	6.5	7.1
460	7.3	7.9	460	0.069	0.074	460	8.2	8.8
470	10.1	10.8	470	0.082	0.088	470	10	10.7
480	13.4	14.2	480	0.103	0.109	480	12.4	13.1
490	17.3	18.2	490	0.222	0.233	490	15.8	16.6
500	21.5	22.5	500	1.079	1.128	500	38.8	40.5
510	26.9	28.0	510	1.379	1.433	510	231	240.0
520	32.4	33.5	520	1.494	1.545	520	620	641.1
530	38.6	39.7	530	1.539	1.584	530	872	897.8
540	45.6	46.8	540	1.576	1.616	540	979	1004.1
550	51.9	53.1	550	1.608	1.644	550	1072	1095.9
560	58.9	60.0	560	1.636	1.668	560	1122	1143.8
570	65.4	66.5	570	1.659	1.687	570	1170	1189.9
580	70.1	71.2	580	1.676	1.701	580	1207	1225.1
590	75.1	76.1	590	1.695	1.718	590	1239	1255.6
600	79.4	80.4	600	1.708	1.729	600	1269	1284.4
610	83.5	84.4	610	1.719	1.738	610	1290	1304.3
620	86.4	87.3	620	1.727	1.745	620	1306	1319.6
630	88.4	89.3	630	1.732	1.749	630	1320	1333.1
640	89.3	90.2	640	1.734	1.751	640	1327	1339.8
650	90.0	90.9	650	1.734	1.751	650	1330	1342.7
660	89.6	90.5	660	1.734	1.751	660	1330	1342.8
670	88.0	88.9	670	1.729	1.746	670	1322	1334.8
680	85.6	86.4	680	1.725	1.742	680	1311	1324.0
690	82.5	83.3	690	1.714	1.731	690	1299	1312.2
700	78.7	79.5	700	1.702	1.720	700	1273	1286.2
710	73.3	74.1	710	1.689	1.707	710	1252	1265.3
720	68.5	69.2	720	1.672	1.690	720	1232	1245.2
730	61.4	62.1	730	1.653	1.671	730	1200	1213.0
740	54.7	55.3	740	1.632	1.649	740	1153	1165.4
750	48.5	49.0	750	1.606	1.623	750	1102	1113.5
760	42.5	42.9	760	1.577	1.593	760	1034	1044.4
770	35.6	35.9	770	1.536	1.550	770	950	958.9
780	30.1	30.4	780	1.495	1.508	780	846	853.2
790	25.4	25.6	790	1.458	1.469	790	746	751.4
800	20.8	20.9	800	1.411	1.419	800	627	630.6

Tabelle 4: Spektrale Abhängigkeit verschiedener Solarzelltypen

3.3 Messung von Kennlinien baugleicher Zellen und deren Verhalten im Modul

Bei ernsthafter Nutzung der Sonnenenergie verwendet man i.a. nicht einzelne Solarzellen, sondern "Module", die aus mehreren Zellen zusammengeschaltet werden. In diesem Versuchsteil soll die Gesamtleistung und der Leistungsverlust bei Abschattung für die verschiedenen Schaltungsarten (parallel oder seriell) gegenübergestellt werden.

Die zu untersuchenden Zellen befanden sich in einem Holzkasten, auf dessen Oberseite sich die dazugehörigen Kontakte befanden. Wir stellten die Zellen auf das Podest und bauten 40 cm davon entfernt auf einem Holzkubus den Diaprojektor auf. Um die gleiche Höhe mit den zu untersuchenden Zellen zu garantieren, mußten wir noch dickes Holzbrett unter den Projektor legen.

Wir wählten die Zellen Nr. 3 (oben links) und Nr. 5 (unten mitte) aus und nahmen für beide die Kennlinie auf. Unsere Meßergebnisse sind in Tabelle 6 auf Seite 23 wiedergegeben und in Abbildung 8 auf Seite 17, Abbildung 9 auf Seite 18 graphisch dargestellt. Aus der Kennlinie haben charakteristische Daten wir Leerlaufspannung, Kurzschlußstrom und Arbeitspunkt abgelesen und daraus die maximale Leistung und den Füllfaktor berechnet. Diese Daten haben wir in Tabelle 9 auf Seite 26 eingetragen.

	U_0 [mV]	I_0 [mA]	U_p [mV]	I_p [mA]	W_p [mW]	FF
Zelle 3	494.7	22.9	291.1	13.1	3.813	0.336
Zelle 5	495.4	18.9	301.2	13.7	4.126	0.441
1-6 parallel	492.2	99.9	303.1	76.2	23.096	0.469
1-6 parallel 4 abgeschattet	491.4	90.2	309.1	68.9	21.296	0.480
1-6 seriell	2950	16.9	2433	12.1	29.439	0.590
1-6 seriell 4 abgeschattet	3041	16.6	1326	12.3	16.309	0.323

Tabelle 5: Charakteristische Daten des Moduls in Parallel- und Serienschaltung der Zellen

Nach der Untersuchung der Kennlinien zweier Zellen haben wir die 6 Zellen einmal parallel geschaltet und das andere mal in Serie. Wir haben in beiden Fällen die Kennlinie aufgenommen, die Leerlaufspannung, den Kurzschlußstrom und den Arbeitspunkt bestimmt und daraus die maximale Leistung und den Füllfaktor berechnet.

Um festzustellen, welche Auswirkungen das teilweise Abschatten des Moduls auf die Spannung, den Strom und die Leistung hat, haben wir mit einer Holzklappe Zelle Nr. 4 abgedeckt und die o.a. Messungen wiederholt. Die Ergebnisse befinden sich in Tabelle 7 auf Seite 24, Tabelle 8 auf Seite 25 und sind in Abbildung 10 auf Seite 19, Abbildung 11 auf Seite 20, Abbildung 12 auf Seite 21, Abbildung 13 auf Seite 22 graphisch dargestellt.

Um unsere Ergebnisse besser vergleichen zu können, haben wir sie in Tabelle 9 auf Seite 26 zusammengefaßt. Was uns natürlich sofort ins Auge springt, ist, daß sich im Fall der Parallelschaltung die Ströme addieren. Wenn es also beim Bau eines Moduls auf hohe Ströme ankommt, ist eine Parallelschaltung zu verwenden. Daß wir nicht ganz den theoretisch erwarteten Wert für den Strom bekommen, liegt am durch die vielen Verbindungskabel vergrößerten Serienwiderstand der Gesamtschaltung. Bei Abschattung ändert sich der Füllfaktor nicht wesentlich. Schattet man eine Zelle ab, so vergrößert sich der Serienwiderstand dieser Zelle, aber in einer Parallelschaltung muß der Strom nicht durch diese abgeschattete Zelle fließen, so daß sich lediglich der Wert für den Strom ändert (er nimmt um den Betrag einer einzelnen Zelle ab). Die Spannungen bleiben fast gleich.

Ganz anders stellt sich die Situation im Fall der Serienschaltung dar. Uns fällt auf, daß sich der Füllfaktor bei Abschattung fast halbiert. Durch Abschattung einer Zelle vergrößern wir den Serienwiderstand der Zelle, und der Strom kann sich nicht (wie im Falle der Parallelschaltung) einen anderen Weg aussuchen. Dies erklärt auch die Halbierung der Spannung am Arbeitspunkt.

Wenn wir vergleichen, wie sich die Werte für die maximale Leistung im Falle einer Abschattung verhalten, sehen wir, daß sich die Leistung bei der Parallelschaltung kaum ändert, wohingegen sie sich im Falle der Serienschaltung fast halbiert. Wenn es also nicht auf hohe Spannungen ankommt (wozu man eine Serienschaltung braucht), ist die Parallelschaltung wegen ihrer besseren Eigenschaften vorzuziehen.

Die maximale Leistung (im Falle der Nicht-Abschattung) läßt sich durch die Art der Schaltung selbstverständlich nicht beeinflussen, wie man den Werten in unserer Tabelle sofort entnehmen kann. Dies ist eine triviale Konsequenz der Energieerhaltung.

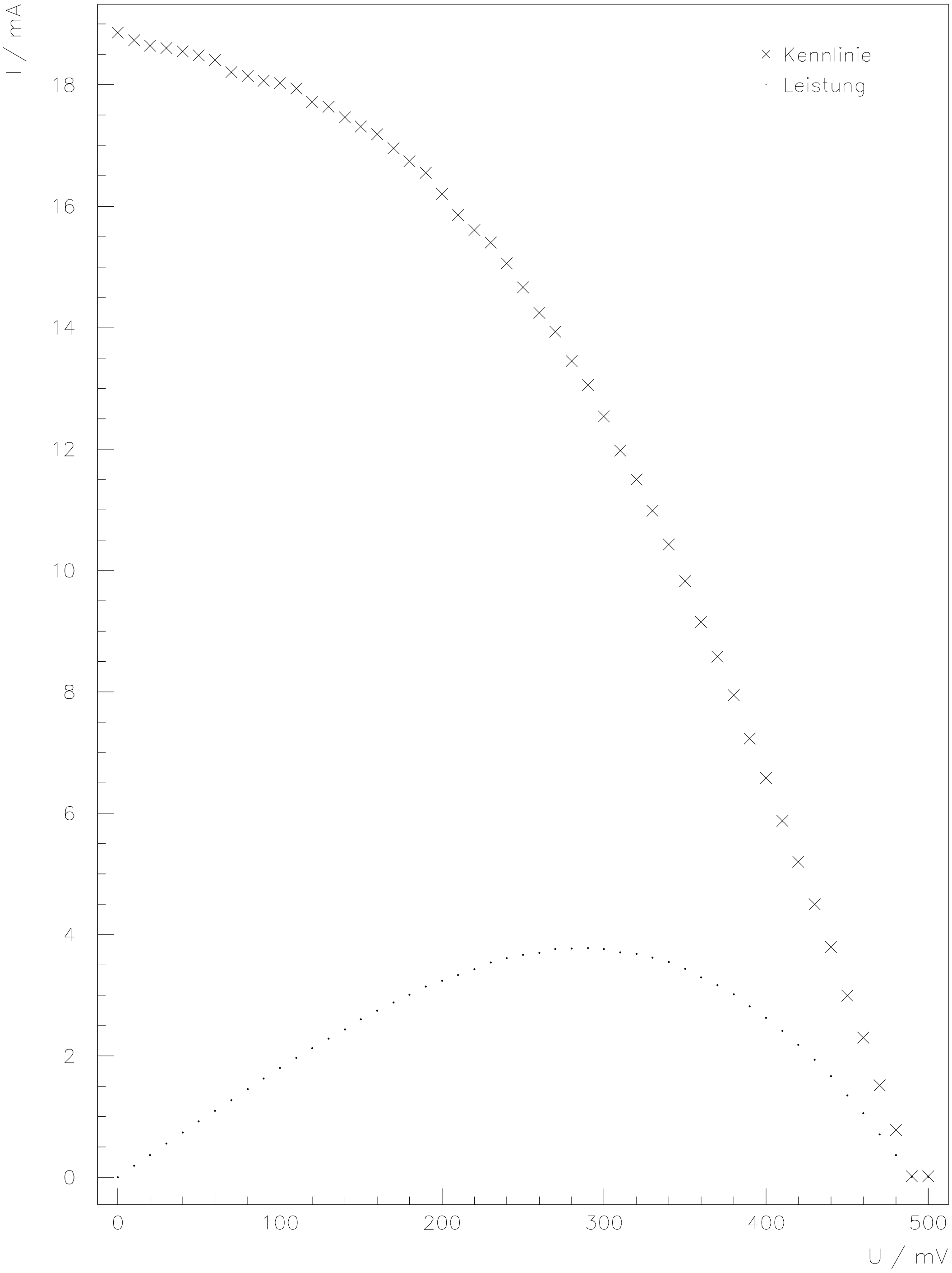

Abbildung 8: Kennlinie der Solarzelle Nr. 3

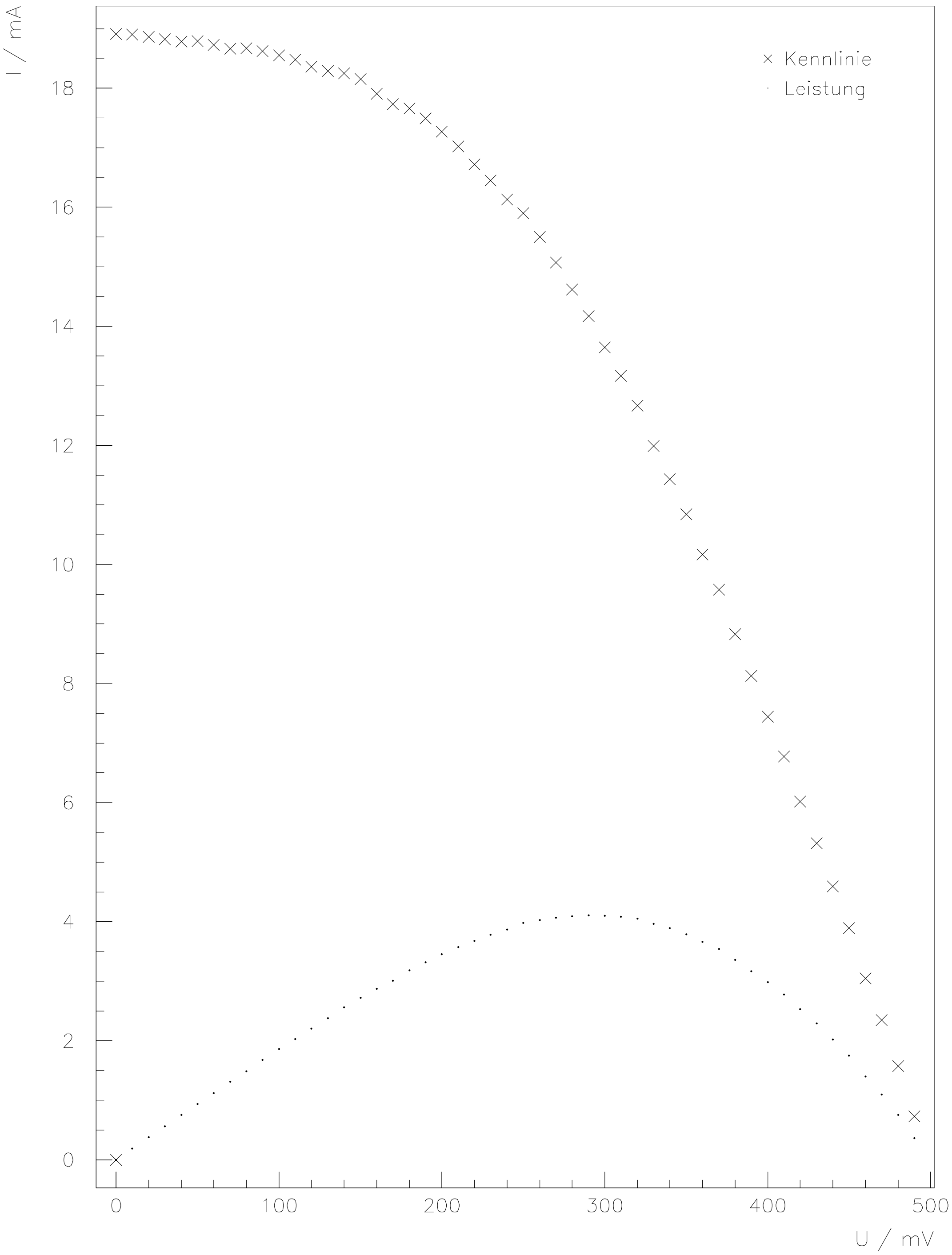

Abbildung 9: Kennlinie der Solarzelle Nr. 5

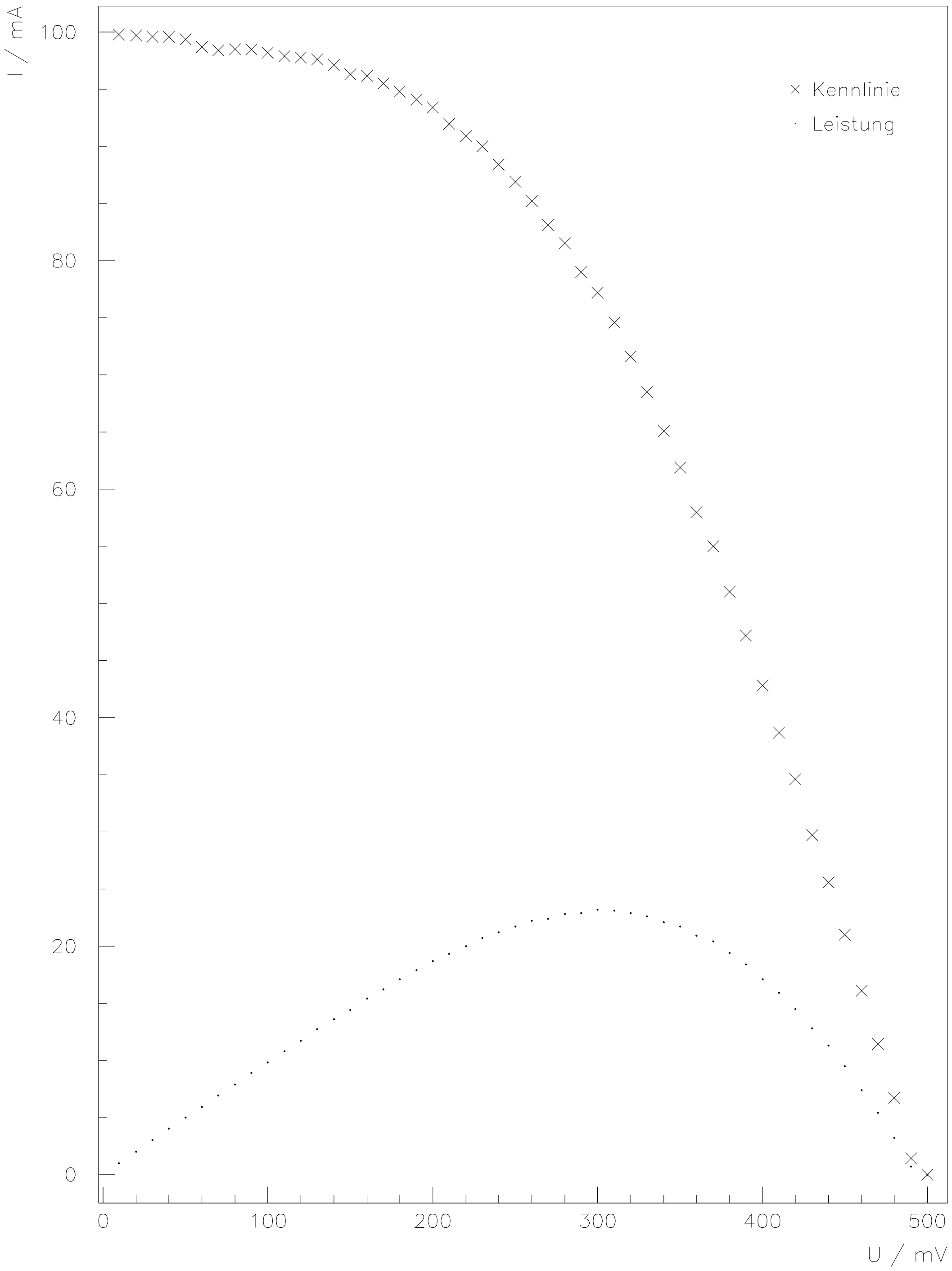

Abbildung 10: Kennlinie des Moduls, Zellen 1-6 parallel geschaltet

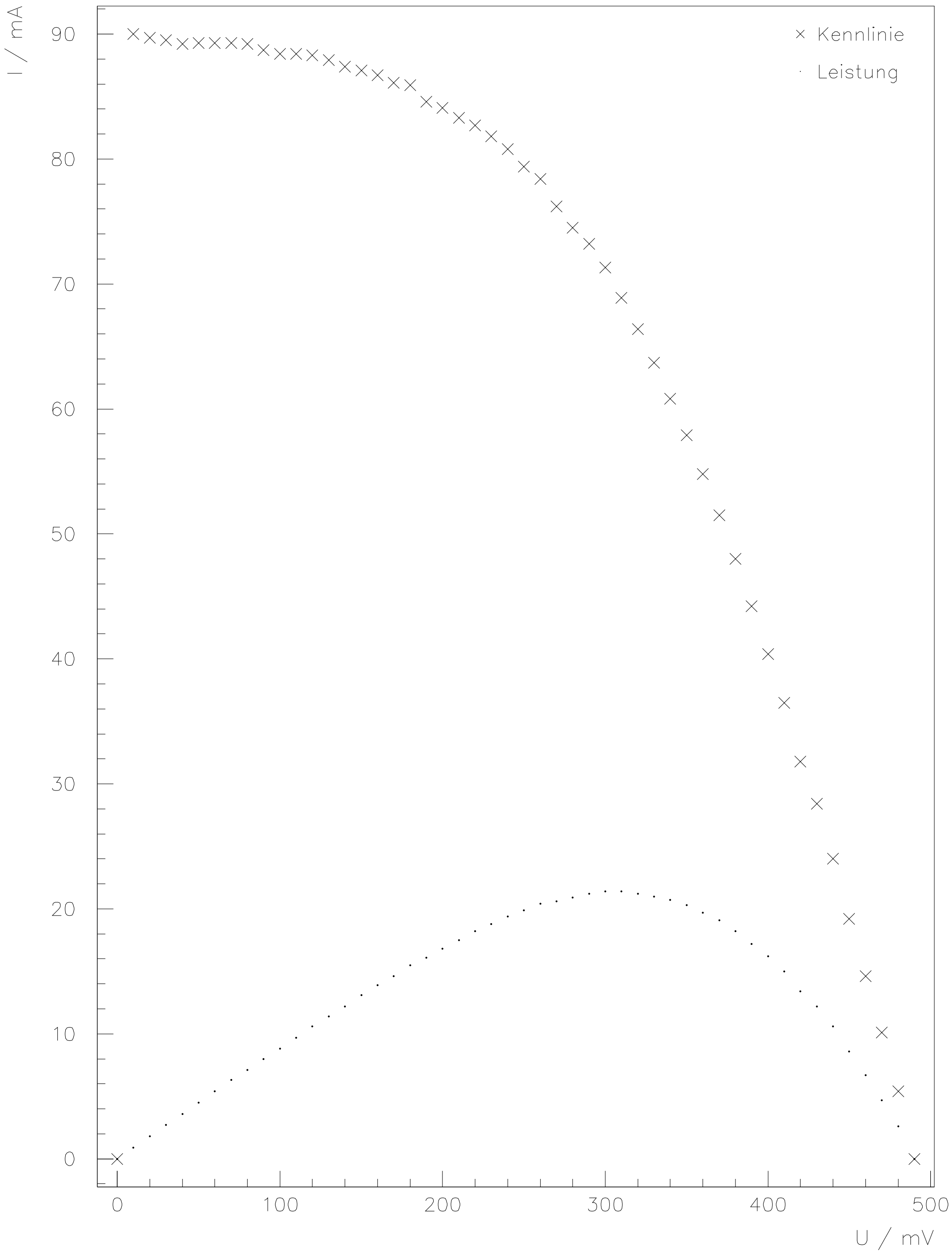

Abbildung 11: Kennlinie des Moduls, Zellen 1-6 parallel geschaltet und Zelle 4 abgeschattet

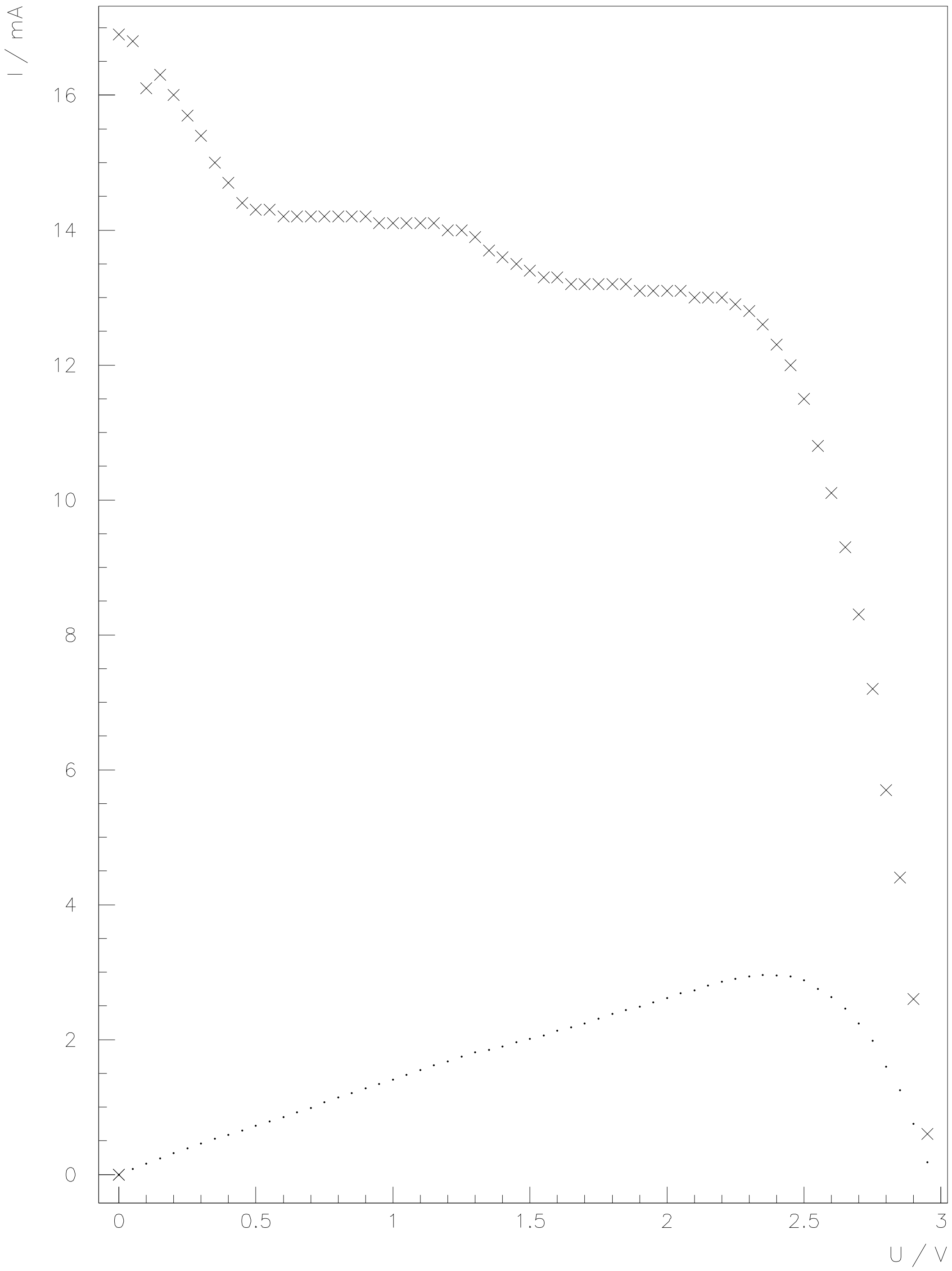

Abbildung 12: Kennlinie des Moduls, Zellen 1-6 seriell geschaltet

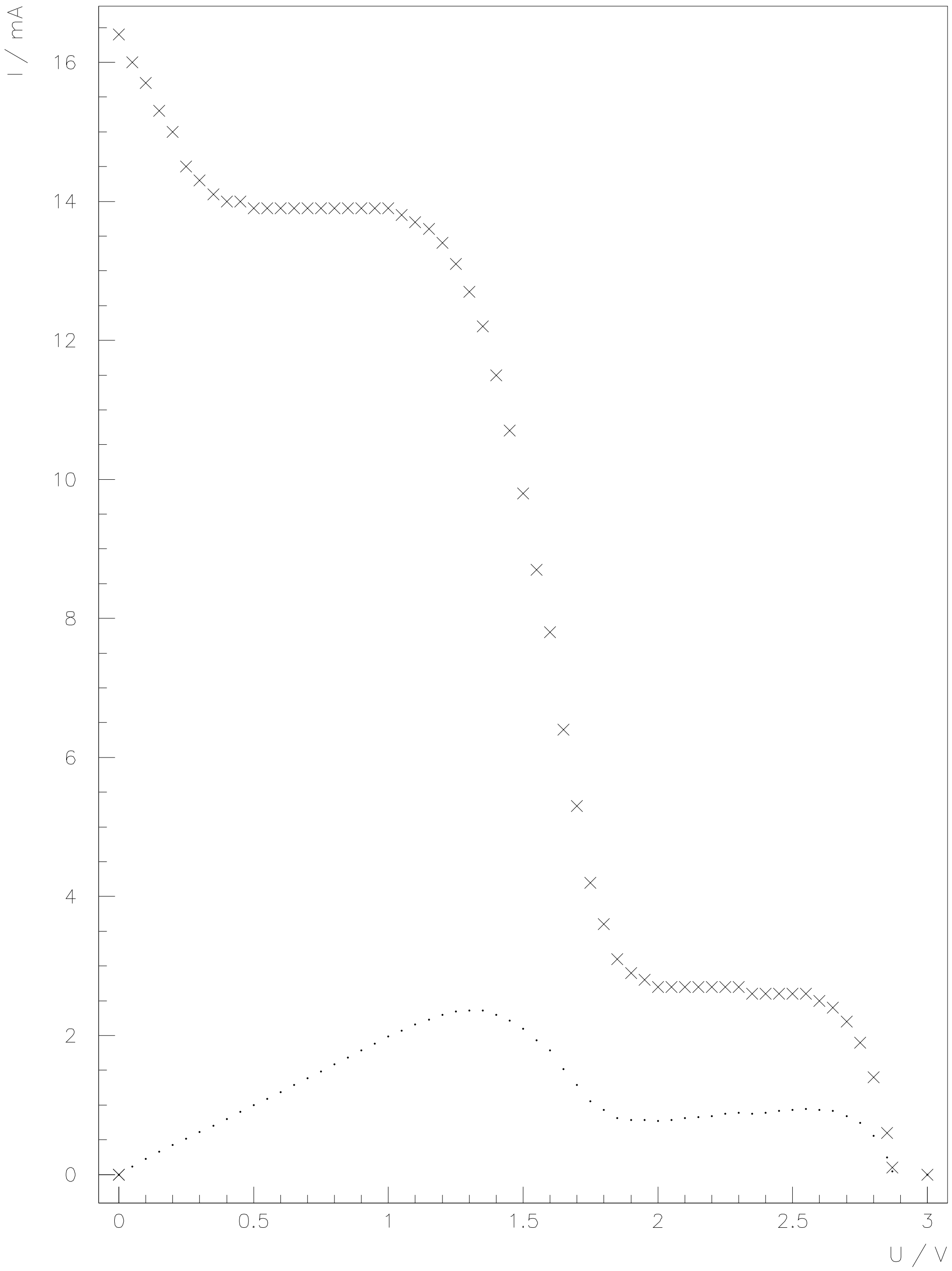

Abbildung 13: Kennlinie des Moduls, Zellen 1-6 seriell geschaltet und Zelle 4 abgeschattet

Solarzelle Nr. 3			Solarzelle Nr. 5		
U [mV]	I [mA]	P [mW]	U [mV]	I [mA]	P [mW]
0	18.86	0.00	0	18.91	0.00
10	18.73	0.19	10	18.90	0.19
20	18.65	0.37	20	18.86	0.38
30	18.61	0.56	30	18.82	0.56
40	18.55	0.74	40	18.78	0.75
50	18.49	0.92	50	18.79	0.94
60	18.41	1.10	60	18.73	1.12
70	18.21	1.27	70	18.66	1.31
80	18.15	1.45	80	18.67	1.49
90	18.07	1.63	90	18.62	1.68
100	18.03	1.80	100	18.55	1.86
110	17.94	1.97	110	18.48	2.03
120	17.72	2.13	120	18.36	2.20
130	17.64	2.29	130	18.29	2.38
140	17.46	2.44	140	18.25	2.56
150	17.31	2.60	150	18.15	2.72
160	17.19	2.75	160	17.91	2.87
170	16.96	2.88	170	17.73	3.01
180	16.74	3.01	180	17.66	3.18
190	16.55	3.14	190	17.49	3.32
200	16.20	3.24	200	17.27	3.45
210	15.85	3.33	210	17.02	3.57
220	15.61	3.43	220	16.72	3.68
230	15.40	3.54	230	16.45	3.78
240	15.06	3.61	240	16.13	3.87
250	14.66	3.67	250	15.90	3.98
260	14.24	3.70	260	15.50	4.03
270	13.93	3.76	270	15.07	4.07
280	13.45	3.77	280	14.62	4.09
290	13.05	3.78	290	14.17	4.11
300	12.54	3.76	300	13.65	4.10
310	11.97	3.71	310	13.17	4.08
320	11.50	3.68	320	12.67	4.05
330	10.98	3.62	330	11.99	3.96
340	10.43	3.55	340	11.43	3.89
350	9.82	3.44	350	10.84	3.79
360	9.15	3.29	360	10.17	3.66
370	8.58	3.17	370	9.58	3.54
380	7.94	3.02	380	8.83	3.36
390	7.23	2.82	390	8.13	3.17
400	6.58	2.63	400	7.44	2.98
410	5.87	2.41	410	6.77	2.78
420	5.20	2.18	420	6.02	2.53
430	4.50	1.94	430	5.32	2.29
440	3.79	1.67	440	4.59	2.02
450	2.99	1.35	450	3.89	1.75
460	2.30	1.06	460	3.05	1.40
470	1.52	0.71	470	2.35	1.10
480	0.78	0.37	480	1.57	0.75
490	0.02	0.01	490	0.73	0.36
			500	0.02	0.01

Tabelle 6: Kennlinie der Solarzellen Nr. 3 und 5

Zelle 1-6 paralel			1-6 parallel 4 abgedunkelt		
U [mV]	I [mA]	P [mW]	U [mV]	I [mA]	P [mW]
9.6	99.8	1.0	10	90.0	0.9
20	99.7	2.0	20	89.7	1.8
30	99.6	3.0	30	89.5	2.7
40	99.6	4.0	40	89.2	3.6
50	99.4	5.0	50	89.3	4.5
60	98.7	5.9	60	89.3	5.4
70	98.4	6.9	70	89.3	6.3
80	98.5	7.9	80	89.2	7.1
90	98.5	8.9	90	88.7	8.0
100	98.2	9.8	100	88.4	8.8
110	97.9	10.8	110	88.4	9.7
120	97.8	11.7	120	88.3	10.6
130	97.6	12.7	130	87.9	11.4
140	97.1	13.6	140	87.4	12.2
150	96.3	14.4	150	87.1	13.1
160	96.2	15.4	160	86.7	13.9
170	95.5	16.2	170	86.1	14.6
180	94.8	17.1	180	85.9	15.5
190	94.1	17.9	190	84.6	16.1
200	93.4	18.7	200	84.1	16.8
210	92.0	19.3	210	83.3	17.5
220	90.9	20.0	220	82.7	18.2
230	90.0	20.7	230	81.8	18.8
240	88.4	21.2	240	80.8	19.4
250	86.9	21.7	250	79.4	19.9
260	85.2	22.2	260	78.4	20.4
270	83.1	22.4	270	76.2	20.6
280	81.5	22.8	280	74.5	20.9
290	79.0	22.9	290	73.2	21.2
300	77.2	23.2	300	71.3	21.4
310	74.6	23.1	310	68.9	21.4
320	71.6	22.9	320	66.4	21.2
330	68.5	22.6	330	63.7	21.0
340	65.1	22.1	340	60.8	20.7
350	61.9	21.7	350	57.9	20.3
360	58.0	20.9	360	54.8	19.7
370	55.0	20.4	370	51.5	19.1
380	51.0	19.4	380	48.0	18.2
390	47.2	18.4	390	44.2	17.2
400	42.8	17.1	400	40.4	16.2
410	38.7	15.9	410	36.5	15.0
420	34.6	14.5	420	31.8	13.4
430	29.7	12.8	430	28.4	12.2
440	25.6	11.3	440	24.0	10.6
450	21.0	9.5	450	19.2	8.6
460	16.1	7.4	460	14.6	6.7
470	11.4	5.4	470	10.1	4.7
480	6.7	3.2	480	5.4	2.6
490	1.4	0.7	490	0.0	0.0
500	0.0	0.0			

Tabelle 7: Kennlinie des Moduls bei Parallelschaltung

Zelle 1-6 seriell						1-6 seriell 4 abgedunkelt					
U [mV]	I [mA]	P [mW]	U [mV]	I [mA]	P [mW]	U [mV]	I [mA]	P [mW]	U [mV]	I [mA]	P [mW]
0.00	16.9	0.0	1.55	13.3	20.6	0.00	16.4	0.0	1.50	9.8	14.7
0.05	16.8	0.8	1.60	13.3	21.3	0.05	16	0.8	1.55	8.7	13.5
0.10	16.1	1.6	1.65	13.2	21.8	0.10	15.7	1.6	1.60	7.8	12.5
0.15	16.3	2.4	1.70	13.2	22.4	0.15	15.3	2.3	1.65	6.4	10.6
0.20	16.0	3.2	1.75	13.2	23.1	0.20	15	3.0	1.70	5.3	9.0
0.25	15.7	3.9	1.80	13.2	23.8	0.25	14.5	3.6	1.75	4.2	7.4
0.30	15.4	4.6	1.85	13.2	24.4	0.30	14.3	4.3	1.80	3.6	6.5
0.35	15.0	5.3	1.90	13.1	24.9	0.35	14.1	4.9	1.85	3.1	5.7
0.40	14.7	5.9	1.95	13.1	25.5	0.40	14	5.6	1.90	2.9	5.5
0.45	14.4	6.5	2.00	13.1	26.2	0.45	14	6.3	1.95	2.8	5.5
0.50	14.3	7.2	2.05	13.1	26.9	0.50	13.9	7.0	2.00	2.7	5.4
0.55	14.3	7.9	2.10	13.0	27.3	0.55	13.9	7.6	2.05	2.7	5.5
0.60	14.2	8.5	2.15	13.0	28.0	0.60	13.9	8.3	2.10	2.7	5.7
0.65	14.2	9.2	2.20	13.0	28.6	0.65	13.9	9.0	2.15	2.7	5.8
0.70	14.2	9.9	2.25	12.9	29.0	0.70	13.9	9.7	2.20	2.7	5.9
0.75	14.2	10.7	2.30	12.8	29.4	0.75	13.9	10.4	2.25	2.7	6.1
0.80	14.2	11.4	2.35	12.6	29.6	0.80	13.9	11.1	2.30	2.7	6.2
0.85	14.2	12.1	2.40	12.3	29.5	0.85	13.9	11.8	2.35	2.6	6.1
0.90	14.2	12.8	2.45	12.0	29.4	0.90	13.9	12.5	2.40	2.6	6.2
0.95	14.1	13.4	2.50	11.5	28.8	0.95	13.9	13.2	2.45	2.6	6.4
1.00	14.1	14.1	2.55	10.8	27.5	1.00	13.9	13.9	2.50	2.6	6.5
1.05	14.1	14.8	2.60	10.1	26.3	1.05	13.8	14.5	2.55	2.6	6.6
1.10	14.1	15.5	2.65	9.3	24.6	1.10	13.7	15.1	2.60	2.5	6.5
1.15	14.1	16.2	2.70	8.3	22.4	1.15	13.6	15.6	2.65	2.4	6.4
1.20	14.0	16.8	2.75	7.2	19.8	1.20	13.4	16.1	2.70	2.2	5.9
1.25	14.0	17.5	2.80	5.7	16.0	1.25	13.1	16.4	2.75	1.9	5.2
1.30	13.9	18.1	2.85	4.4	12.5	1.30	12.7	16.5	2.80	1.4	3.9
1.35	13.7	18.5	2.90	2.6	7.5	1.35	12.2	16.5	2.85	0.6	1.7
1.40	13.6	19.0	2.95	0.6	1.8	1.40	11.5	16.1	2.87	0.1	0.3
1.45	13.5	19.6	3.00	0.0	0.0	1.45	10.7	15.5			
1.50	13.4	20.1									

Tabelle 8: Kennlinie des Moduls bei Parallelschaltung

3.4 Temperaturabhängigkeit von Solarzelleneigenschaften

In diesem Versuchsteil soll die Temperaturabhängigkeit der Kennlinie von Solarzellen untersucht werden an Hand zweier Module der Firma Siemens, namentlich SM10 und T20. Dazu bestrahlen wir nacheinander die Module mit einer 500 W starken Halogenlampe und warten, bis sich eine konstante Temperatur beim Modul eingestellt hat. Die Temperatur wird mit einem temperaturabhängigen Widerstand (PT100), das sich auf der Rückseite des Moduls befindet, bestimmt. Danach werden die Module mit Hile eines Ventilatorturmes auf zwei niedrigere Werte heruntergekühlt, ohne die Position des Halogenstrahlers zu verändern. Dabei bewirkt man einen stärkeren Kühleffekt einfach dadurch, daß man den Ventilatorturm näher an das Modul heranrückt.

An dieser Stelle des Versuchs ist uns ein kleines Mißgeschick passiert. Wir haben trotz langem Suchen nicht herausgefunden, wo man den PT100-Widerstand mißt. Da wir in diesem Versuchsteil sowieso nur qualitative Aussagen treffen sollen und zudem die Effekte (wie wir weiter unten sehen werden) nur sehr schwach ausgeprägt sind, ist der Verlust an Genauigkeit minimal.

Für jede Temperatur haben wir die Kennlinie aufgenommen. Unsere Meßwerte sind in Tabelle 10 auf Seite 35, Tabelle 11 auf Seite 36, Tabelle 12 auf Seite 37 wiedergegeben und in Abbildung 14 auf der nächsten Seite, Abbildung 15 auf Seite 28, Abbildung 16 auf Seite 29, Abbildung 18 auf Seite 31, Abbildung 19 auf Seite 32, Abbildung 20 auf Seite 33 graphisch dargestellt.

Aus den Kennlinien haben wir den Arbeitspunkt bestimmt und die maximale Leistung ausgerechnet. Ich gebe zu beachten, daß die in den Graphen für die Kennlinie eingezeichnete Leistungskurve je nach Bedarf in y-Richtung gestaucht wurde. Da wir aber nur das Maximum ablesen, hat das keine Auswirkung.

Der Übersichtlichkeit halber haben wir die ermittelten Daten für die beiden Solarzellen in folgender Tabelle zusammengestellt.

	U_p [V]	I_p [mA]	W_p [mW]
SM 10, keine Kühlung	12.20	118.3	1444.2
SM 10, geringe Kühlung	12.77	111.2	1421.5
SM 10, starke Kühlung	12.99	110.2	1433.2
T 20, keine Kühlung	14.41	77.7	1120.2
T 20, geringe Kühlung	14.31	77.9	1116.1
T 20, starke Kühlung	14.59	78.3	1143.2

Tabelle 9: Charakteristische Daten des Moduls in Parallel- und Serienschaltung der Zellen

Wir erwarten, daß die Leistung mit der Temperatur sinkt. Diesen Effekt können wir aber leider nicht beobachten. Besonders das SM10-Modul scheint gegenüber Temperaturunterschiede sehr robust zu sein. Beim T20-Modul erkennen wir mit etwas gutem Willen, daß die Leistung mit steigender Temperatur fällt. Dazu muß noch gesagt werden, daß die Leistungskurve (besonders im Fall von T20) ein sehr breites Maximum hat und die Bestimmung des Arbeitspunktes mit einer einer großen Unsicherheit behaftet ist.

Wir haben in Abbildung 17 auf Seite 30 und Abbildung 21 auf Seite 34 die Kennlinien bei verschiedenen Temperaturen im selben Diagramm dargestellt, um die Effekte der Temperaturänderung besser beobachten zu können. Die Effekte sind klein, aber gut zu erkennen. In beiden Fällen stellen wir fest, daß der Kurzschlußstrom mit fallender Temperatur abnimmt und die Leerlaufspannung mit fallender Temperatur steigt.

Um aussagekräftigere Ergebnisse erzielen können, wären Messungen bei mehreren Temperaturen hilfreich. Angesichts des enormen Arbeitsvolumens dieses Versuches ist das aber wohl nicht möglich.

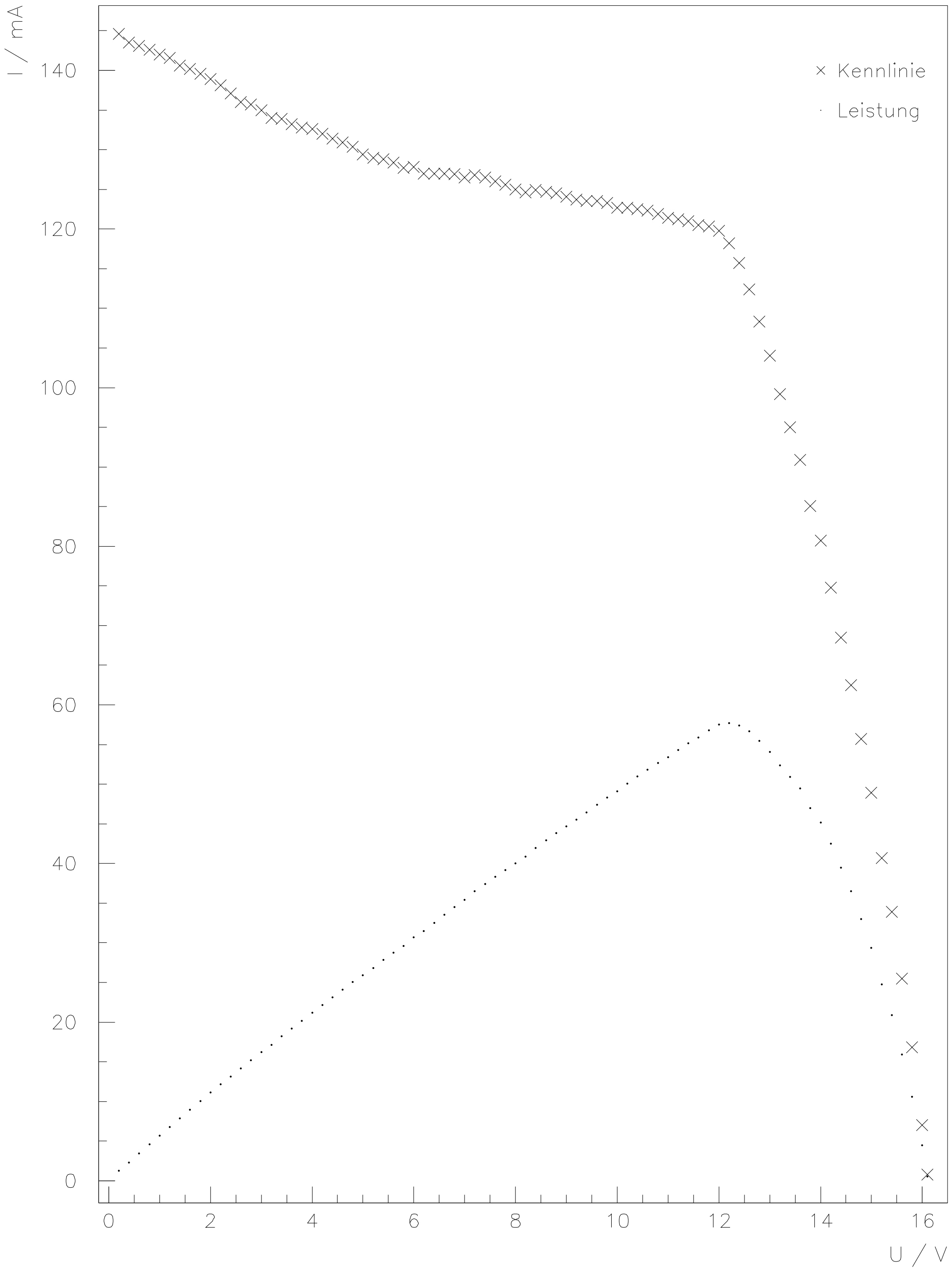

Abbildung 14: Kennlinie des SM 10 Moduls bei Bestrahlung mit der Halogenlampe (keine Kühlung)

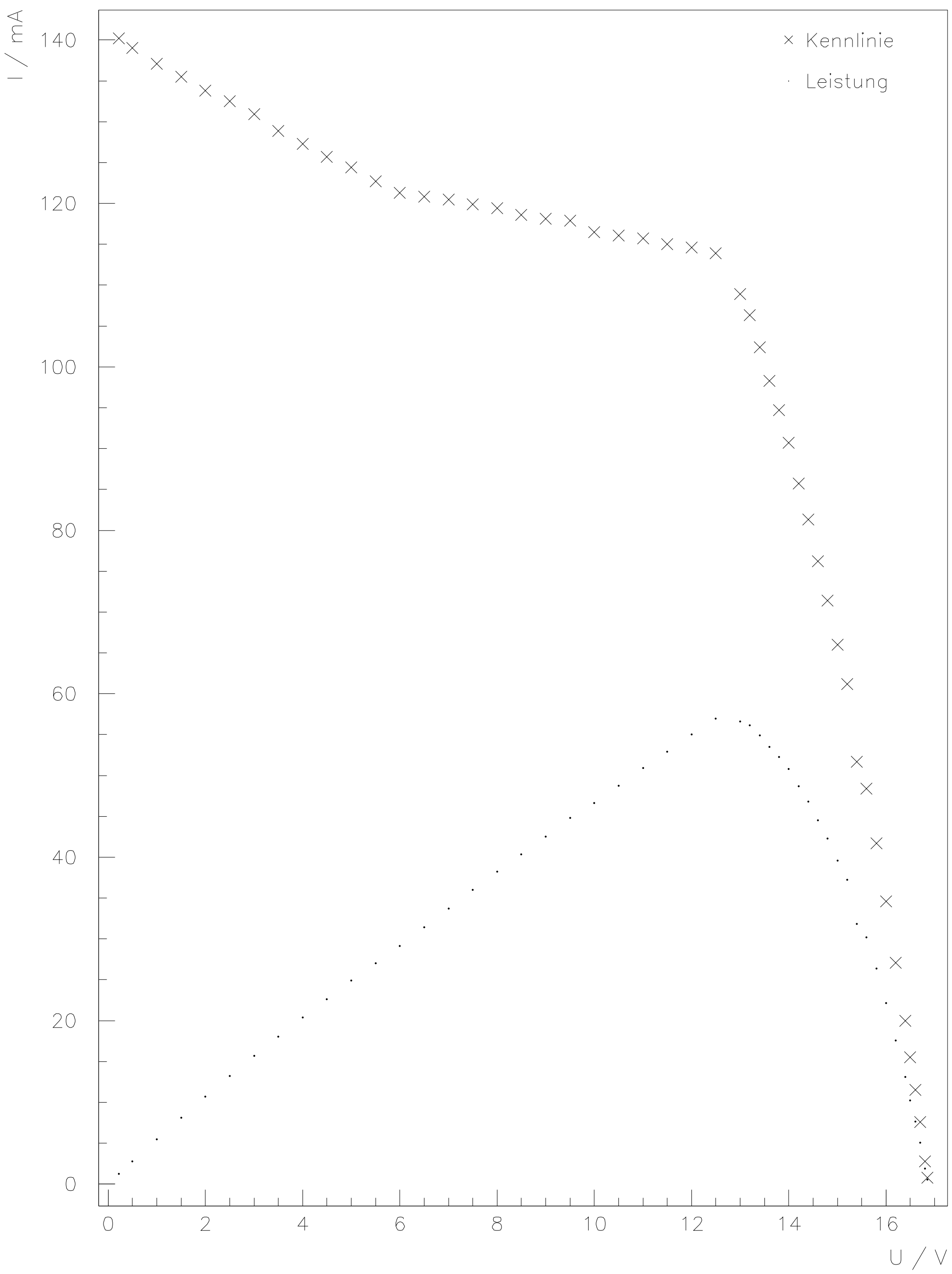

Abbildung 15: Kennlinie des SM 10 Moduls bei Bestrahlung mit der Halogenlampe (wenig Kühlung)

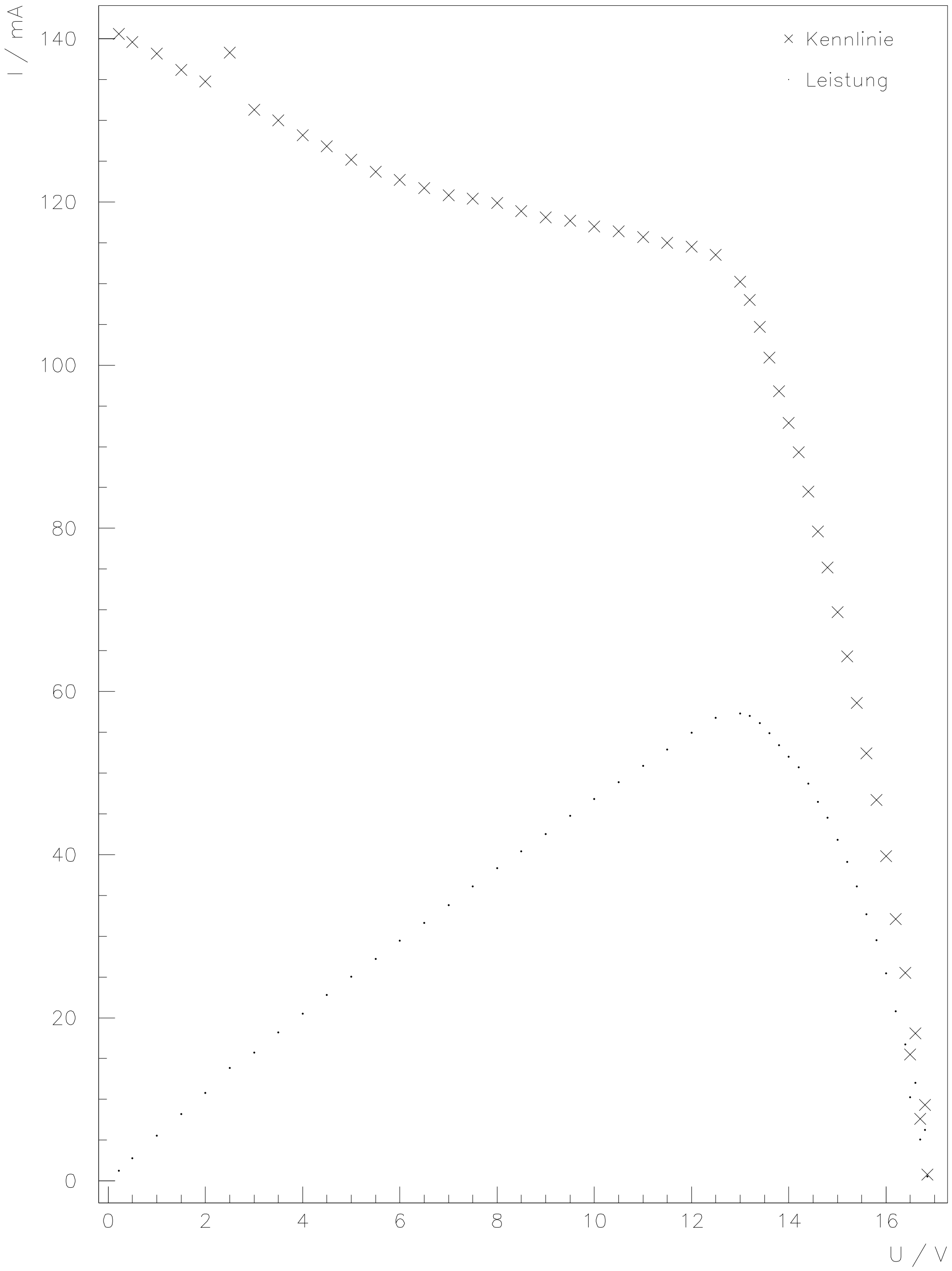

Abbildung 16: Kennlinie des SM 10 Moduls bei Bestrahlung mit der Halogenlampe (starke Kühlung)

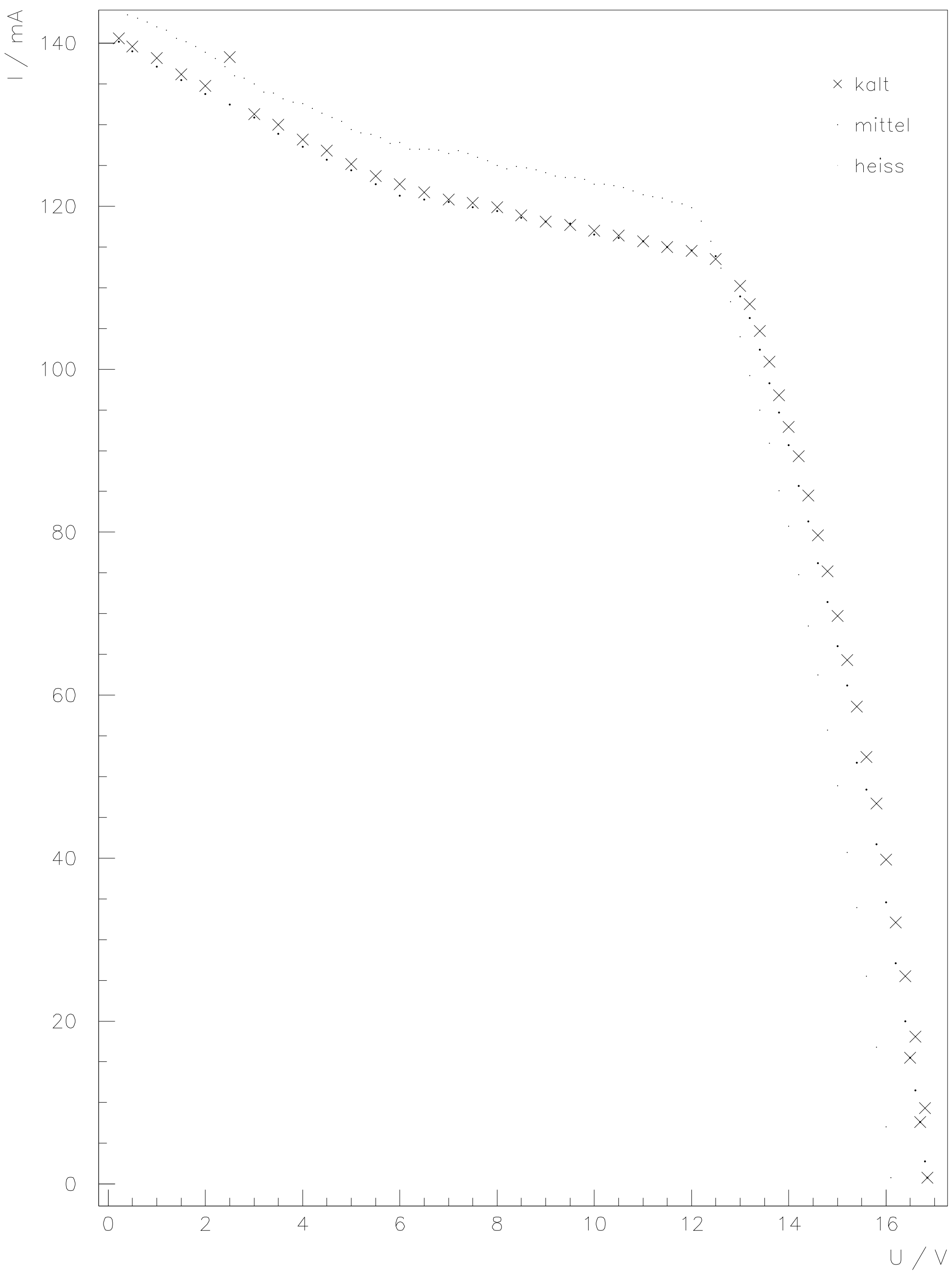

Abbildung 17: Vergleichende Gegenüberstellung der Kennlinien bei verschiedenen Temperaturen (SM10)

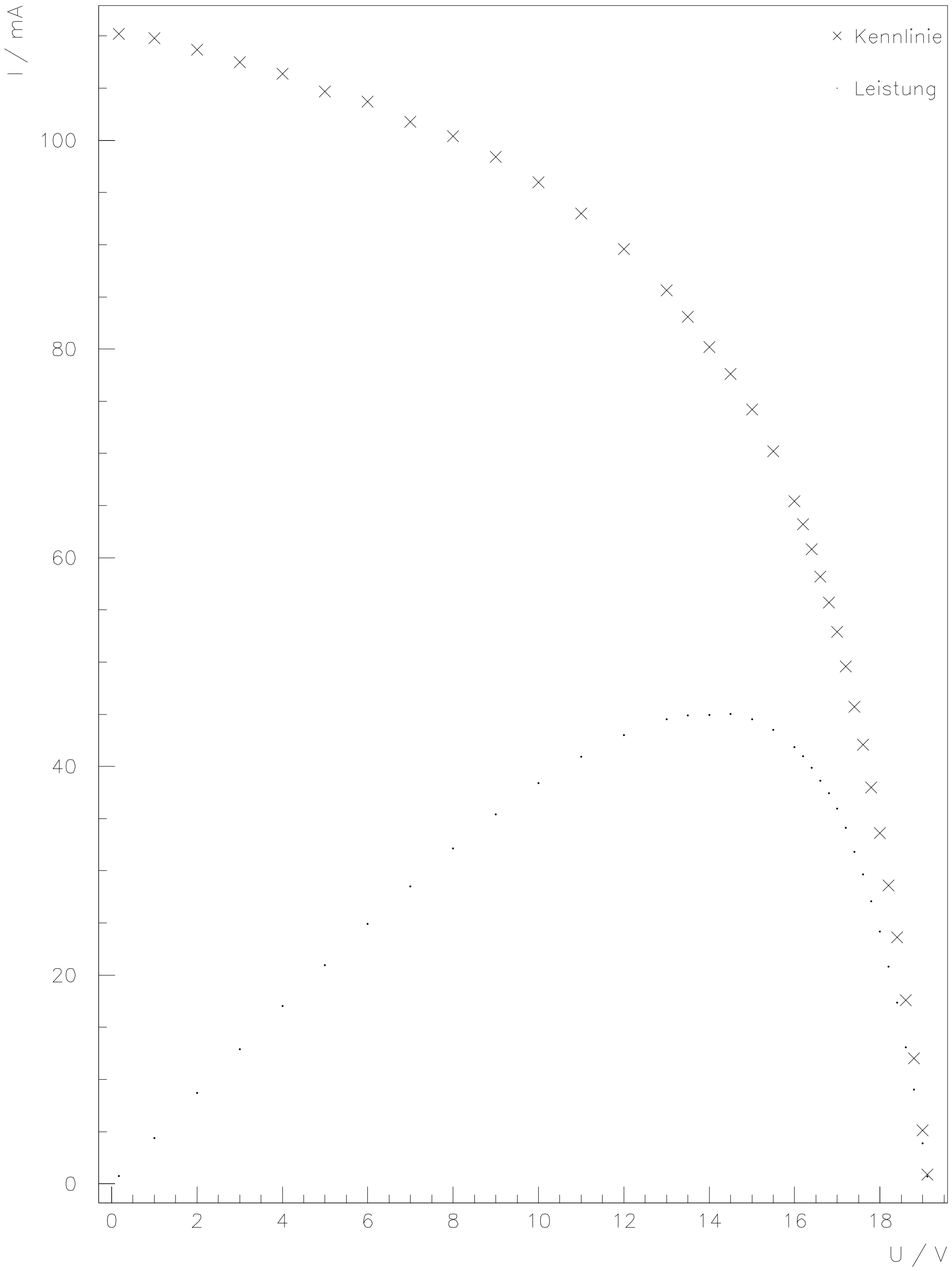

Abbildung 18: Kennlinie des T 20 Moduls bei Bestrahlung mit der Halogenlampe (keine Kühlung)

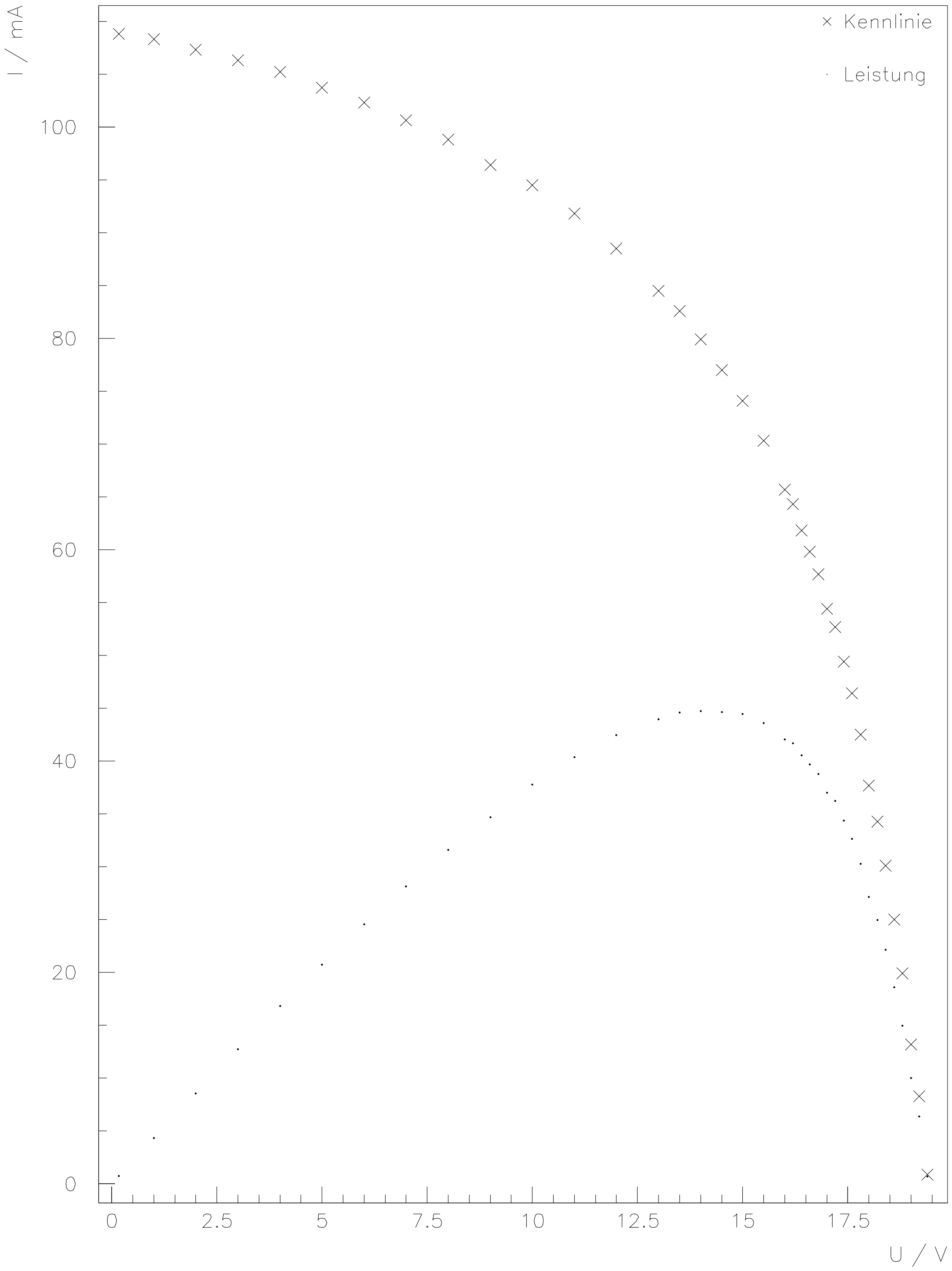

Abbildung 19: Kennlinie des T 20 Moduls bei Bestrahlung mit der Halogenlampe (wenig Kühlung)

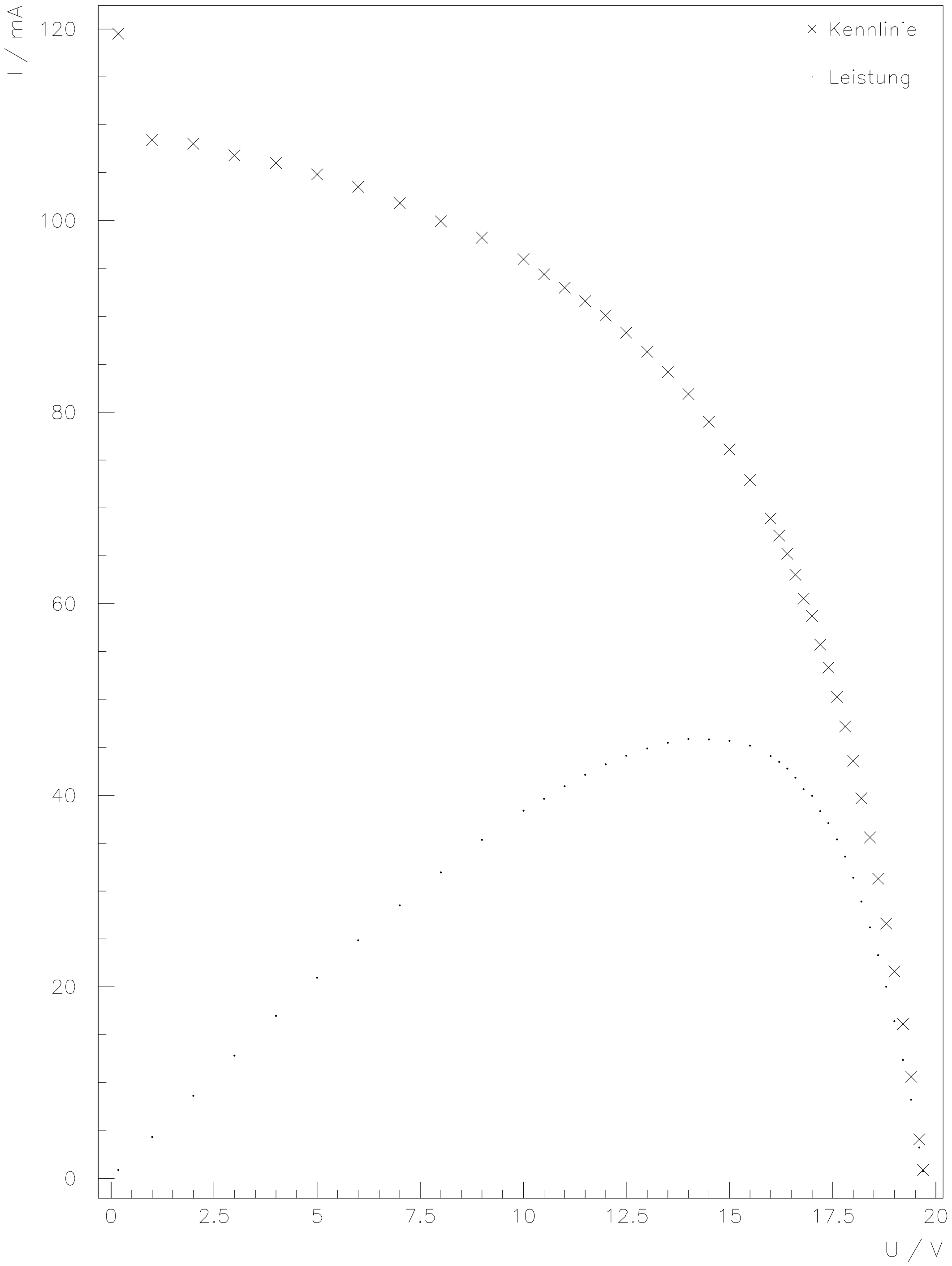

Abbildung 20: Kennlinie des T 20 Moduls bei Bestrahlung mit der Halogenlampe (starke Kühlung)

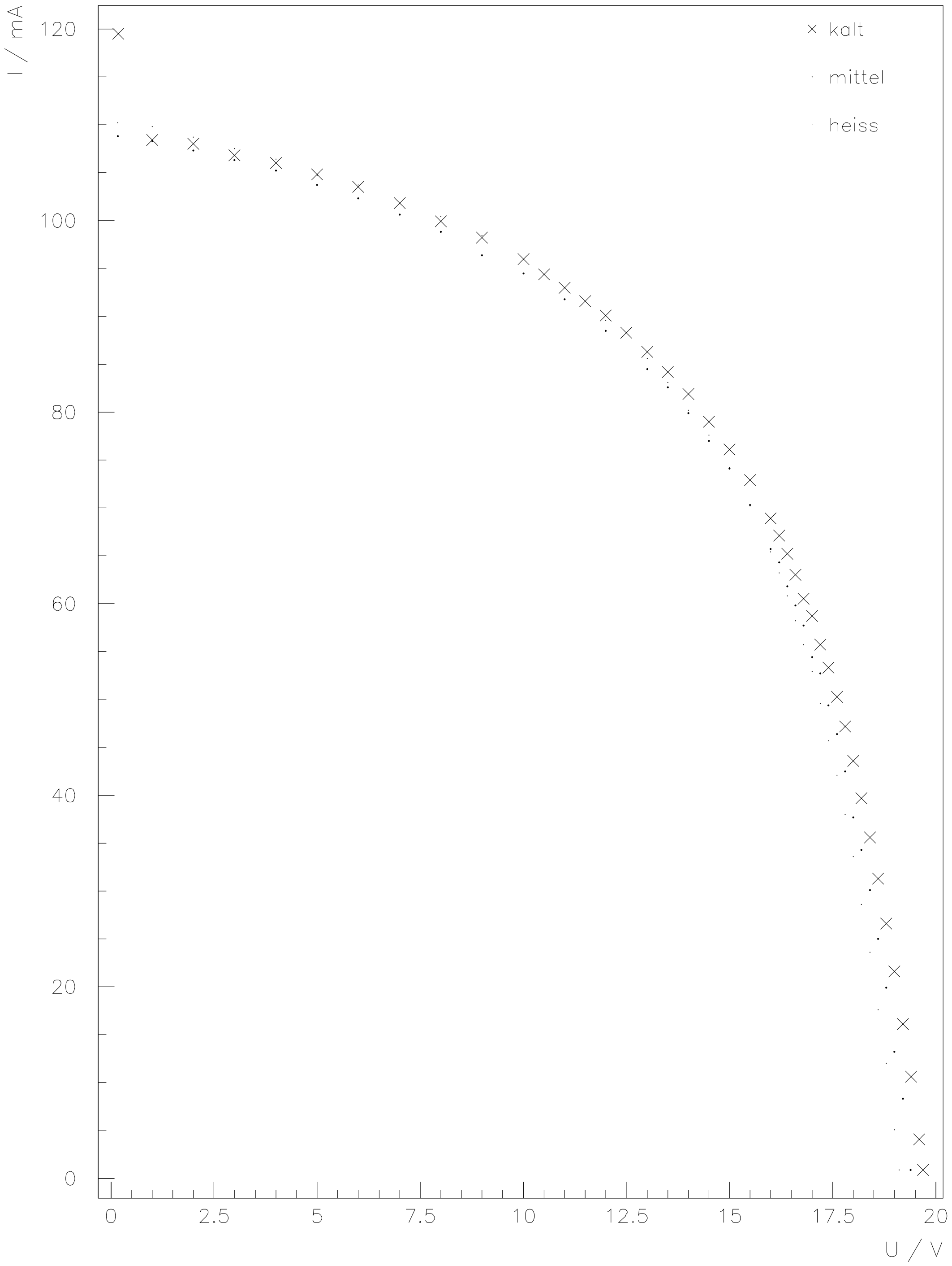

Abbildung 21: Vergleichende Gegenüberstellung der Kennlinien bei verschiedenen Temperaturen (T20)

heiss					
U [V]	I [mA]	P [mW]	U [V]	I [mA]	P [mW]
0.2	144.6	31.8	8.4	124.9	1049.2
0.4	143.5	57.4	8.6	124.7	1072.4
0.6	143.1	85.9	8.8	124.5	1095.6
0.8	142.6	114.1	9.0	124.1	1116.9
1.0	142.0	142.0	9.2	123.7	1138.0
1.2	141.6	169.9	9.4	123.5	1160.9
1.4	140.6	196.8	9.6	123.5	1185.6
1.6	140.2	224.3	9.8	123.3	1208.3
1.8	139.6	251.3	10.0	122.7	1227.0
2.0	138.9	277.8	10.2	122.7	1251.5
2.2	138.1	303.8	10.4	122.5	1274.0
2.4	137.1	329.0	10.6	122.3	1296.4
2.6	136.0	353.6	10.8	121.9	1316.5
2.8	135.7	380.0	11.0	121.4	1335.4
3.0	135.0	405.0	11.2	121.2	1357.4
3.2	134.0	428.8	11.4	121.0	1379.4
3.4	133.9	455.3	11.6	120.5	1397.8
3.6	133.2	479.5	11.8	120.3	1419.5
3.8	132.8	504.6	12.0	119.8	1437.6
4.0	132.6	530.4	12.2	118.2	1442.0
4.2	132.0	554.4	12.4	115.7	1434.7
4.4	131.4	578.2	12.6	112.4	1416.2
4.6	130.9	602.1	12.8	108.3	1386.2
4.8	130.4	625.9	13.0	104.0	1352.0
5.0	129.4	647.0	13.2	99.2	1309.4
5.2	129.0	670.8	13.4	95.0	1273.0
5.4	128.8	695.5	13.6	90.9	1236.2
5.6	128.4	719.0	13.8	85.1	1174.4
5.8	127.7	740.7	14.0	80.7	1129.8
6.0	127.8	766.8	14.2	74.8	1062.2
6.2	127.0	787.4	14.4	68.5	986.4
6.4	127.0	812.8	14.6	62.5	912.5
6.6	127.0	838.2	14.8	55.7	824.4
6.8	126.9	862.9	15.0	48.9	733.5
7.0	126.5	885.5	15.2	40.7	618.6
7.2	126.8	913.0	15.4	33.9	522.1
7.4	126.5	936.1	15.6	25.5	397.8
7.6	126.0	957.6	15.8	16.8	265.4
7.8	125.6	979.7	16.0	7.0	112.0
8.0	125.0	1000.0	16.1	0.8	12.9
8.2	124.6	1021.7			

Tabelle 10: Kennlinie des Moduls SM 10, Teil I

mittel			kalt		
U [V]	I [mA]	P [mW]	U [V]	I [mA]	P [mW]
0.22	140.2	30.8	0.22	140.6	30.9
0.50	139.0	69.5	0.50	139.6	69.8
1.00	137.1	137.1	1.00	138.2	138.2
1.50	135.5	203.3	1.50	136.2	204.3
2.00	133.8	267.6	2.00	134.8	269.6
2.50	132.5	331.3	2.50	138.3	345.8
3.00	130.9	392.7	3.00	131.3	393.9
3.50	128.9	451.2	3.50	130.0	455.0
4.00	127.3	509.2	4.00	128.2	512.8
4.50	125.7	565.7	4.50	126.8	570.6
5.00	124.4	622.0	5.00	125.2	626.0
5.50	122.7	674.9	5.50	123.7	680.4
6.00	121.3	727.8	6.00	122.7	736.2
6.50	120.8	785.2	6.50	121.7	791.1
7.00	120.5	843.5	7.00	120.8	845.6
7.50	119.9	899.3	7.50	120.4	903.0
8.00	119.4	955.2	8.00	119.9	959.2
8.50	118.6	1008.1	8.50	118.9	1010.7
9.00	118.1	1062.9	9.00	118.1	1062.9
9.50	117.9	1120.1	9.50	117.7	1118.2
10.00	116.5	1165.0	10.00	117.0	1170.0
10.50	116.1	1219.1	10.50	116.4	1222.2
11.00	115.7	1272.7	11.00	115.7	1272.7
11.50	115.0	1322.5	11.50	115.0	1322.5
12.00	114.6	1375.2	12.00	114.5	1374.0
12.50	113.9	1423.8	12.50	113.5	1418.8
13.00	108.9	1415.7	13.00	110.2	1432.6
13.20	106.3	1403.2	13.20	108.0	1425.6
13.40	102.4	1372.2	13.40	104.7	1403.0
13.60	98.3	1336.9	13.60	100.9	1372.2
13.80	94.7	1306.9	13.80	96.8	1335.8
14.00	90.7	1269.8	14.00	92.9	1300.6
14.20	85.7	1216.9	14.20	89.3	1268.1
14.40	81.3	1170.7	14.40	84.5	1216.8
14.60	76.2	1112.5	14.60	79.6	1162.2
14.80	71.4	1056.7	14.80	75.2	1113.0
15.00	66.0	990.0	15.00	69.7	1045.5
15.20	61.2	930.2	15.20	64.3	977.4
15.40	51.7	796.2	15.40	58.6	902.4
15.60	48.4	755.0	15.60	52.4	817.4
15.80	41.7	658.9	15.80	46.7	737.9
16.00	34.6	553.6	16.00	39.8	636.8
16.20	27.1	439.0	16.20	32.1	520.0
16.40	20.0	328.0	16.40	25.5	418.2
16.50	15.5	255.8	16.50	15.5	255.8
16.60	11.5	190.9	16.60	18.1	300.5
16.70	7.6	126.9	16.70	7.6	126.9
16.80	2.8	47.0	16.80	9.3	156.2
16.85	0.8	13.5	16.85	0.8	13.5

Tabelle 11: Kennlinie des Moduls SM 10, Teil II

heiss			mittel			kalt		
U [V]	I [mA]	P [mW]	U [V]	I [mA]	P [mW]	U [V]	I [mA]	P [mW]
0.17	110.2	18.7	0.17	108.8	18.5	0.18	119.5	21.5
1.00	109.8	109.8	1.00	108.3	108.3	1.00	108.4	108.4
2.00	108.7	217.4	2.00	107.3	214.6	2.00	108.0	216.0
3.00	107.5	322.5	3.00	106.3	318.9	3.00	106.8	320.4
4.00	106.4	425.6	4.00	105.2	420.8	4.00	106.0	424.0
5.00	104.7	523.5	5.00	103.7	518.5	5.00	104.8	524.0
6.00	103.7	622.2	6.00	102.3	613.8	6.00	103.5	621.0
7.00	101.8	712.6	7.00	100.6	704.2	7.00	101.8	712.6
8.00	100.4	803.2	8.00	98.8	790.4	8.00	99.9	799.2
9.00	98.4	885.6	9.00	96.4	867.6	9.00	98.2	883.8
10.00	96.0	960.0	10.00	94.5	945.0	10.00	96.0	960.0
11.00	93.0	1023.0	11.00	91.8	1009.8	10.50	94.4	991.2
12.00	89.6	1075.2	12.00	88.5	1062.0	11.00	93.0	1023.0
13.00	85.6	1112.8	13.00	84.5	1098.5	11.50	91.6	1053.4
13.50	83.1	1121.9	13.50	82.6	1115.1	12.00	90.1	1081.2
14.00	80.2	1122.8	14.00	79.9	1118.6	12.50	88.3	1103.8
14.50	77.6	1125.2	14.50	77.0	1116.5	13.00	86.3	1121.9
15.00	74.2	1113.0	15.00	74.1	1111.5	13.50	84.2	1136.7
15.50	70.2	1088.1	15.50	70.3	1089.7	14.00	81.9	1146.6
16.00	65.4	1046.4	16.00	65.7	1051.2	14.50	79.0	1145.5
16.20	63.2	1023.8	16.20	64.3	1041.7	15.00	76.1	1141.5
16.40	60.8	997.1	16.40	61.8	1013.5	15.50	72.9	1130.0
16.60	58.2	966.1	16.60	59.8	992.7	16.00	68.9	1102.4
16.80	55.7	935.8	16.80	57.7	969.4	16.20	67.1	1087.0
17.00	52.9	899.3	17.00	54.4	924.8	16.40	65.2	1069.3
17.20	49.6	853.1	17.20	52.7	906.4	16.60	63.0	1045.8
17.40	45.7	795.2	17.40	49.4	859.6	16.80	60.5	1016.4
17.60	42.1	741.0	17.60	46.4	816.6	17.00	58.7	997.9
17.80	38.0	676.4	17.80	42.5	756.5	17.20	55.7	958.0
18.00	33.6	604.8	18.00	37.7	678.6	17.40	53.3	927.4
18.20	28.6	520.5	18.20	34.3	624.3	17.60	50.3	885.3
18.40	23.6	434.2	18.40	30.1	553.8	17.80	47.2	840.2
18.60	17.6	327.4	18.60	25.0	465.0	18.00	43.6	784.8
18.80	12.0	225.6	18.80	19.9	374.1	18.20	39.7	722.5
19.00	5.1	96.9	19.00	13.2	250.8	18.40	35.6	655.0
19.11	0.9	17.2	19.20	8.3	159.4	18.60	31.3	582.2
			19.39	0.9	17.5	18.80	26.6	500.1
						19.00	21.6	410.4
						19.20	16.1	309.1
						19.40	10.6	205.6
						19.60	4.1	80.4
						19.69	0.9	17.7

Tabelle 12: Kennlinie des Moduls T 20

3.5 Langzeitmessung an Solarmodulen

In diesem Versuchsteil sollen wir am Beispiel zweier represantitiver Tage Unterschiede im Tagesgang einiger Parameter der Solarmodule erkennen. Dazu stellen wir die Modulleistung, die Temperatur und die Sonneneinstrahlung gegen die Zeit graphisch dar. Wir haben uns drei Tage ausgesucht, nämlich den 16. März 1998 (schlechtes Wetter), den 13. März 1998 (wechselhaftes Wetter) und den 24. März 1998 (gutes Wetter). Die Graphen sind in Abbildung 22 auf Seite 40, Abbildung 24 auf Seite 42, Abbildung 26 auf Seite 44 wiedergegeben.

Uns interessiert vor allem, wie sich die Leistung des nachgeführten Moduls im Vergleich zur Leistung vom festen Modul verhält. Dazu haben wir die beiden Größen für die ausgewählten 3 Tage in Abbildung 23 auf Seite 41, Abbildung 25 auf Seite 43, Abbildung 27 auf Seite 45 wiedergegeben.

Wir interessieren uns für die Energie pro Flächeneinheit E, die im Laufe eines Tages von den Modulen erzeugt wird. Diese Größe entspricht der Fläche zwischen der Leistungskurve und der x-Achse. In Tabelle 13 haben wir diese Werte eingetragen. Um den Wirkungsgrad zu bestimmen, benötigen wir noch die Sonneneinstrahlung pro Tag und pro Flächeneinheit. Diese Werte haben wir ebenfalls in Tabelle 13 eingetragen.

	Pyranometer	festes Solarmodul		nachgeführtes Solarmodul	
	E [Wh/m^2]	E [Wh/m^2]	η [%]	E [Wh/m^2]	η [%]
schlechter Tag	401.20	13.78	3.4	14.35	3.5
wechselhafter Tag	1768.12	198.29	11.2	164.69	9.3
guter Tag	3438.23	467.63	13.6	459.12	13.4

Tabelle 13: Tagesleistung vom nachgeführten und festen Solarmodul an einem schlechten und guten Tag im Vergleich

Den Wert für das nachgeführte Solarmodul haben wir bereits korrigiert. Wir müssen nämlich von der vom nachgeführten Modul gelieferten Energie die zur Nachführung benötigte Energie abziehen, um aussagekräftige Ergebnisse erhalten zu können.

Wir stellen fest, daß sich die Nachführung nur an Tagen mit schlechtem Wetter lohnt. An den anderen Tagen frißt der Energiebedarf der Nachführmechanik den Gewinn aus der Ausrichtung des Moduls hin zur Sonne auf. An dieser Stelle müssen wir aber noch zu bedenken geben, daß wir nicht alle Kosten des nachgeführten Moduls berücksichtigt haben. Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit müssen wir den Anschaffungspreis der Nachführmechanik berücksichtigen. Zudem kommt noch die Wartung der Nachführung hinzu. Für den Standort Bonn lohnt sich somit die Nachführung nicht.

Unser Ergebnis, daß sich die Nachführung an Tagen mit schlechtem Wetter lohnen würde, steht im Gegensatz zu den Aussagen in der Staatsexamensarbeit. Mehrmaliges Überprüfen der Daten brachte keine anderen Ergebnisse. Eine mögliche Erklärung für diese Diskrepanz ist, daß der Autor der Gnuplot-Macros, denen wir die Daten entnommen haben, die Werte für nachgeführtes und festes Modul vertauscht hat. Dies haben wir versucht festzustellen, indem wir mehrere Datensätze aus demselben Monat verglichen haben, das Ergebnis war aber dasselbe. Eine zweite Erklärungsmöglichkeit ist, daß die Nachführung sich nur im Sommer bemerkbar macht. Die von uns ausgewählten Tage liegen im März (Winter), und der Anteil der diffusen Strahlung dürfte selbst an einem guten Tag nicht gering sein, so daß sich die Ausrichtung hin zur Sonne nicht lohnt.

Nun wollen wir uns der Frage zuwenden, ob sich der Betrieb des Solarmoduls in unseren Breiten wirtschaftlich lohnt und welche Geräte man ggf. durch ein Solarmodul mit Strom versorgen könnte. Es sei von vornherein bemerkt, daß unsere Überlegungen nur sehr ungenau sind, weil wir den Wirkungsgrad für einen Tag mit gutem Wetter im März aufs Jahr hochrechnen werden. In einem Jahr haben wir eine Globaleintrahlung von ca. 1000 kWh/m^2, d.h. bei einem Wirkungsgrad von 11% (Durchschnittswert aus Tag mit gutem und wechselhaften Wetter für das nachgeführte Solarmodul) haben wir 110 kWh/m^2 in einem Jahr. Für die Lebensdauer des Moduls können wir 20 Jahre annehmen. Legen wir unseren Überlegungen noch zu Grunde, daß 1 kWh $\equiv$ 0.50 DM, so erwirtschaften wir in 20 Jahren 110 kWh/$m^2 \times$ 20 $\times$ 0.50

DM/kWh = 1100 DM/m^2. Der Anschaffungspreis liegt bei 200 DM, so daß wir einen Energieerntefaktor von 1100/200 = 5.5 erhalten.

So weit, so gut. Betrachtet man die Spitzenleistung des Moduls, stellt man fest, daß sie zum Betrieb eines Haushaltsgerätes (Fernseher, Kühlschrank etc.) bei weitem nicht ausreicht. Dieses Problem können wir natürlich durch Verschaltung mehrerer baugleicher Teile leicht lösen. Viel schwieriger ist die Frage nach der Speicherung der gewonnenen elektrischen Energie. Wir wollen den Strom selbstverständlich auch nachts zur Verfügung haben. Die Kosten für die Speicherung erniedrigen den Erntefaktor. Außerdem geht beim Speicherungsprozeß weitere Energie verloren, so daß der Gesamtwirkungsgrad sinkt.

Als letzten Punkt unseres Versuchs wollen wir untersuchen, welche Modul- und Umweltparameter korreliert sind. Naiverweise erwartet man einen Zusammenhang zwischen eingestrahlter Sonnenleistung (vom Pyranometer gemessen) und der Temperatur. In Abbildung 28 auf Seite 46 haben wir den Tagesverlauf dieser Größen graphisch dargestellt. Man sieht auf den ersten Blick, daß die Maxima von Temperatur und Sonneneinstrahlung zusammenhängen. Beim Temperaturanstieg geht das Maximum der Sonneneinstrahlung dem Maximum der Temperatur voraus, denn es muß ja erst Sonnenstrahlung da sein, damit sich das Modul erwärmen kann. Beim Temperaturabstieg kommt zuerst das Maximum der Sonneneinstrahlung, dann folgt das Maximum der Temperatur, d.h. das Modul kühlt sich allmählich ab, auch wenn die Sonnenstrahlen längst weg sind. Pyranometerwerte und Temperatur sind offensichtlich korreliert. Weil die Leistung der Solarzellen von der eingestrahlten Leistung abhängt, sind ganz klar die Leistung der Module mit der Temperatur korreliert. Das war auch zu erwarten.

Wie sieht die Korrelation zwischen eingestrahlter Leistung und der Modulleistung aus ? Um diese Frage zu untersuchen, haben wir in Abbildung 29 auf Seite 47 diesen Zusammenhang graphisch aufgetragen. Man erkennt leicht zwei Punkte: Erstens, der "Einbruch" bei der Sonneneinstrahlung bei ca. 13.ooh wirkt sich unmittelbal auf die Modulleistung aus, die beiden Größen sind zweifelsohne korreliert. Zweitens, der Zusammenhang ist höchstgradig nichtlinear, es gibt Sättigungseffekte. Die Modulleistung erreicht bei ca. 68 W/m^2 den Sättigungswert, und der Anstieg der Sonneneinstrahlung wirkt sich nicht mehr aus.

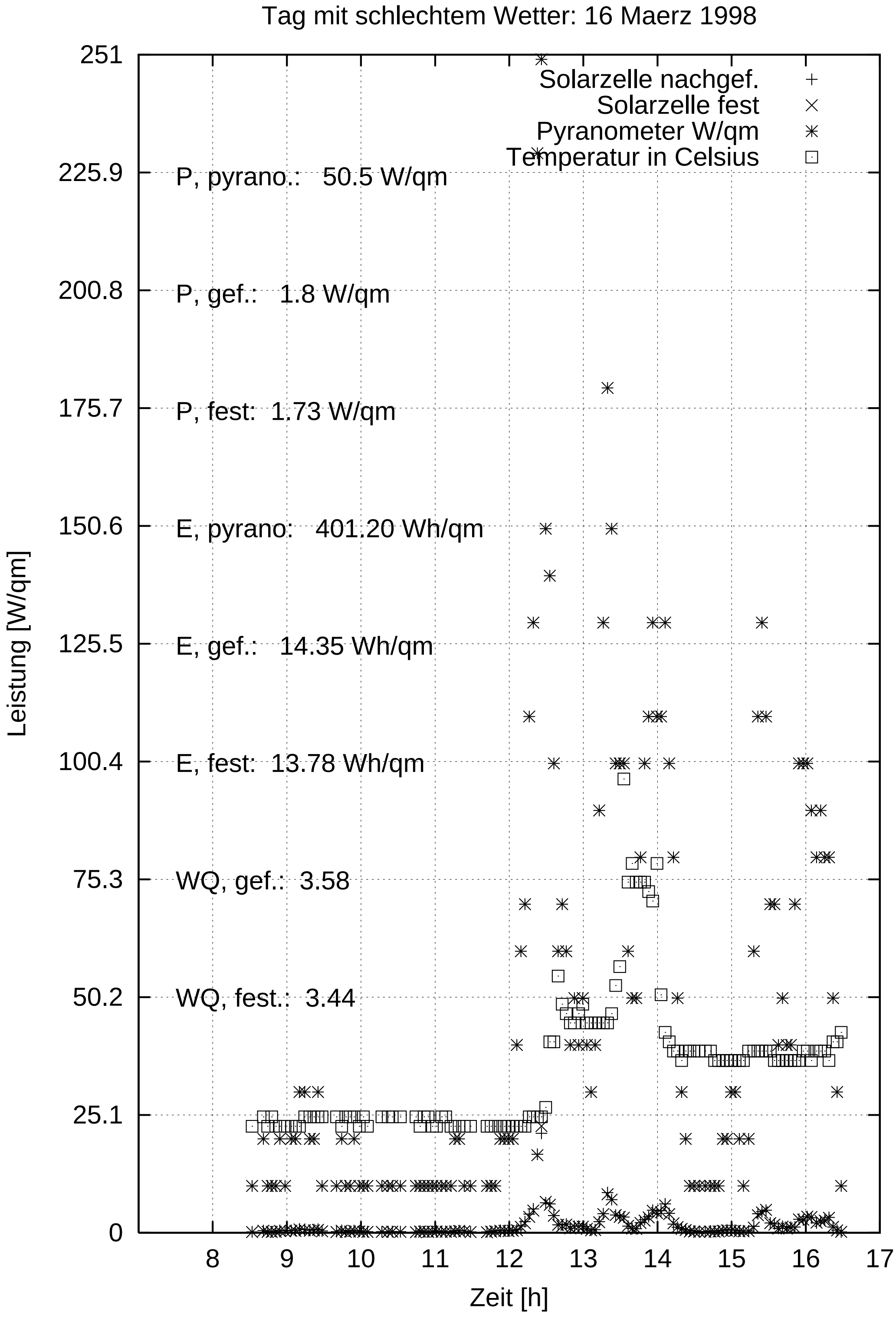

Abbildung 22: Temperatur, Pyranometerleisung, Leistung vom nachgeführten und festen Solarmodul in Abhängigkeit von der Tageszeit an einem schlechten Tag, den 16. März 1998

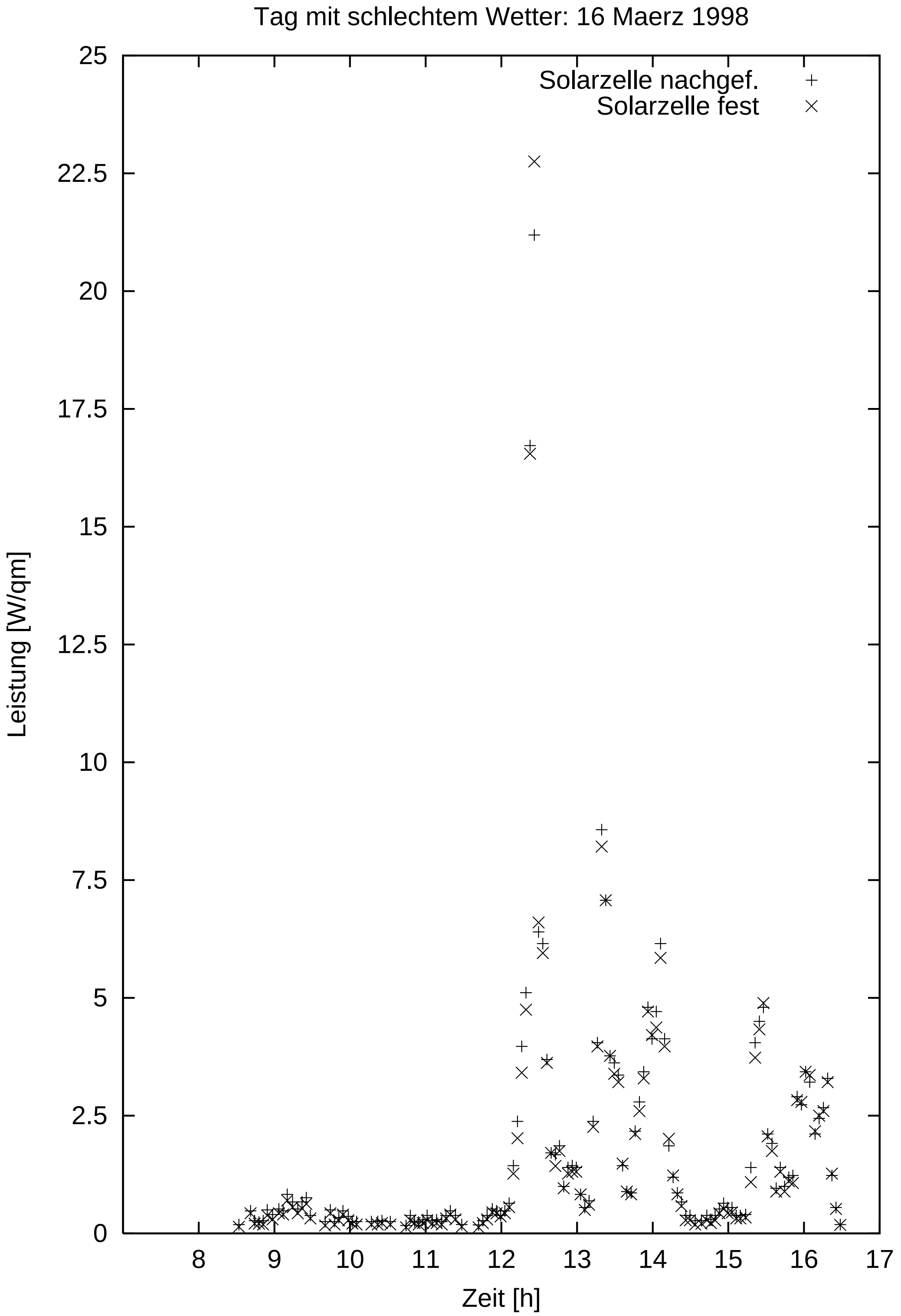

Abbildung 23: Leistung vom nachgeführten und festen Solarmodul im Vergleich an einem schlechten Tag, den 16. März 1998

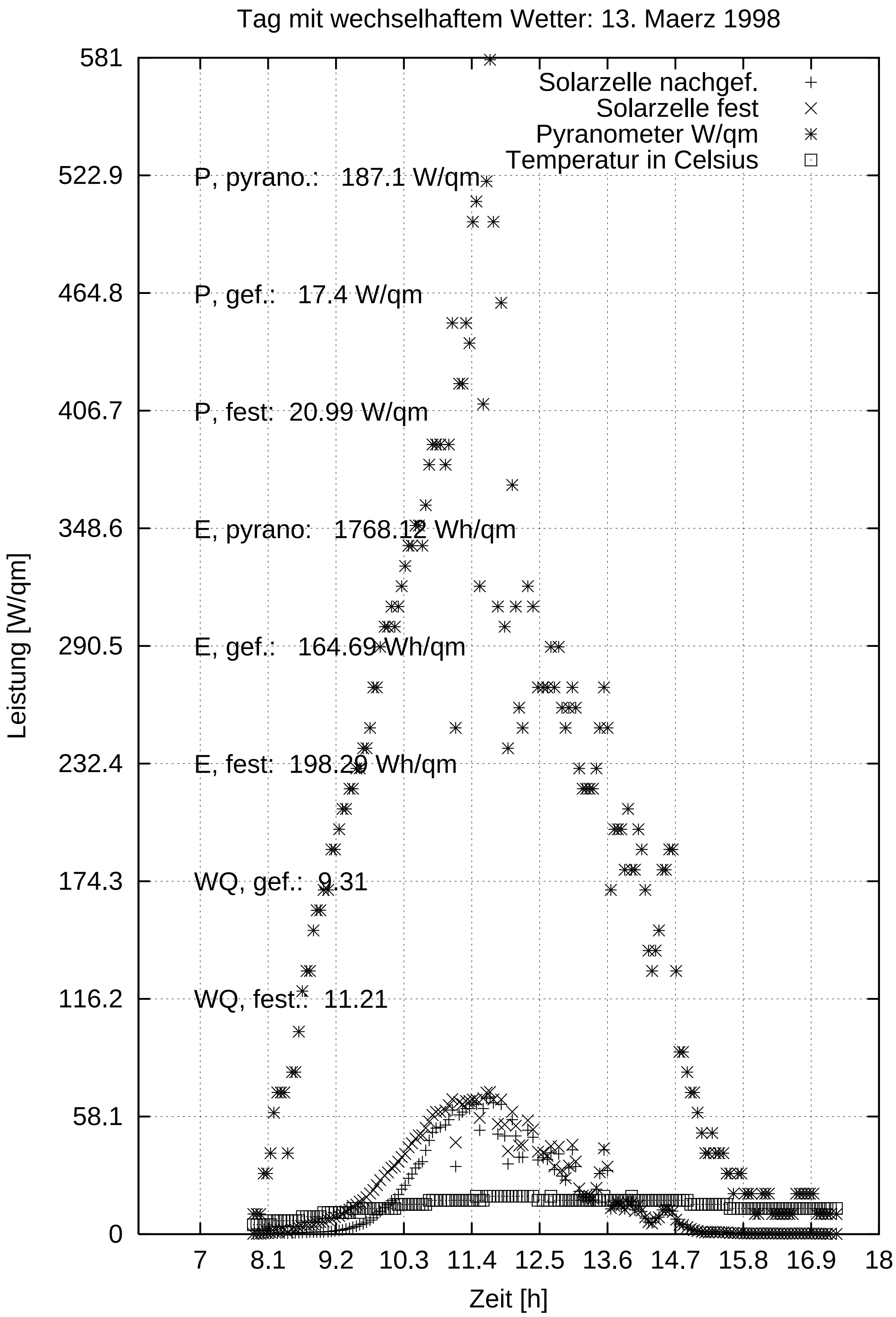

Abbildung 24: Temperatur, Pyranometerleisung, Leistung vom nachgeführten und festen Solarmodul in Abhängigkeit von der Tageszeit an einem wechselhaften Tag, den 13. März 1998

WQ, fest.: 11.21

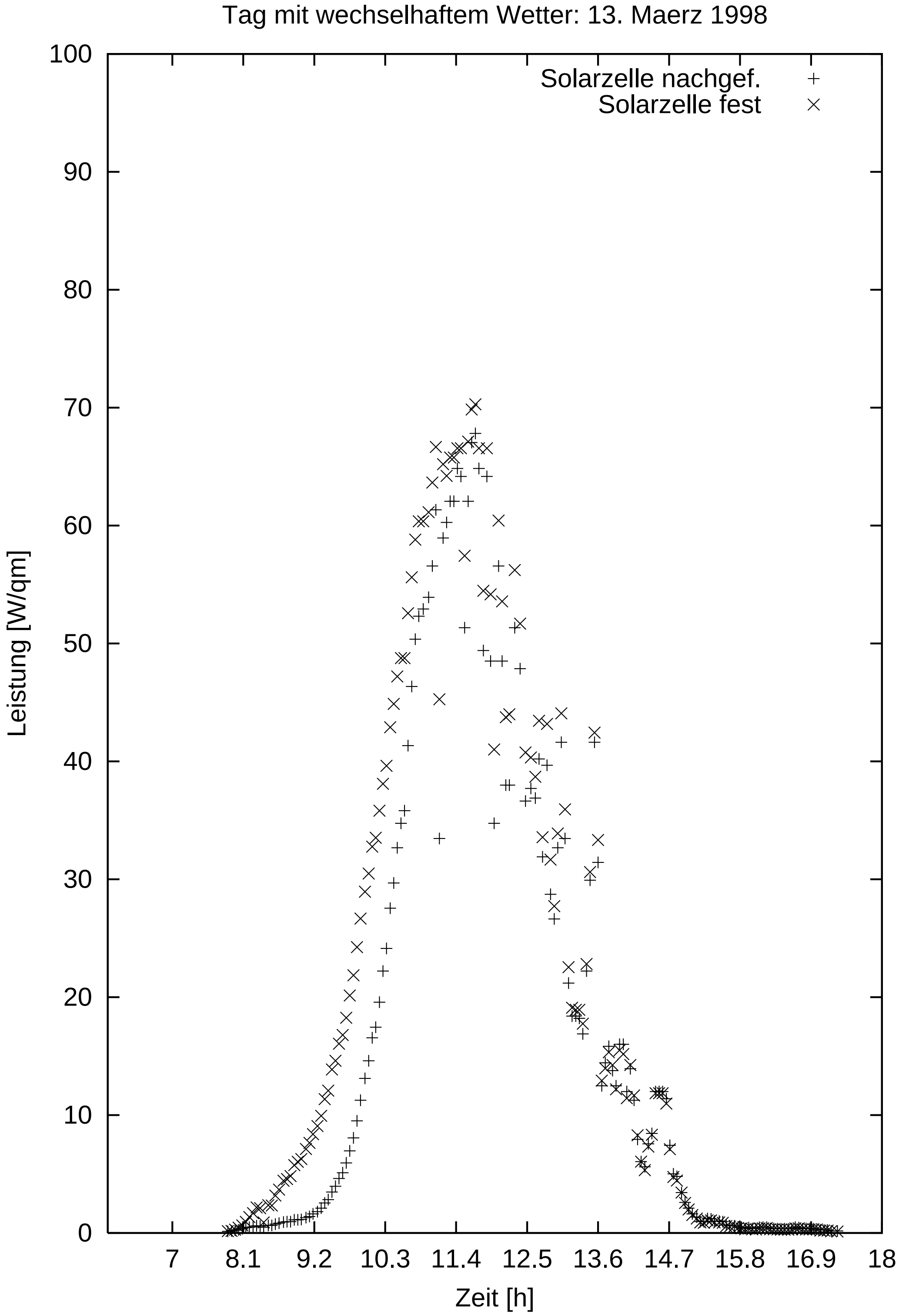

Abbildung 25: Leistung vom nachgeführten und festen Solarmodul im Vergleich an einem wechselhaften Tag, den 13. März 1998

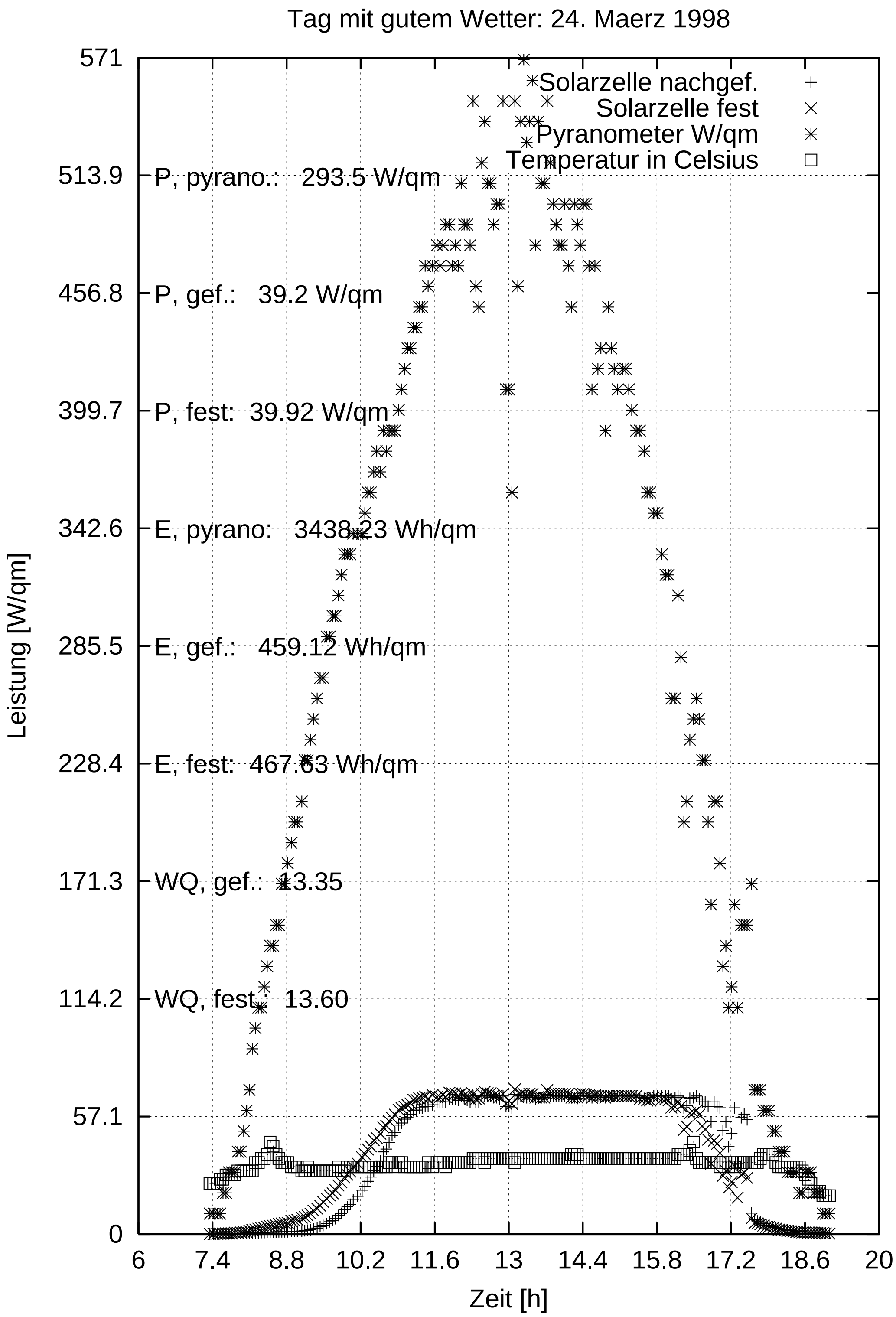

Abbildung 26: Temperatur, Pyranometerleisung, Leistung vom nachgeführten und festen Solarmodul in Abhängigkeit von der Tageszeit an einem guten Tag, den 24. März 1998

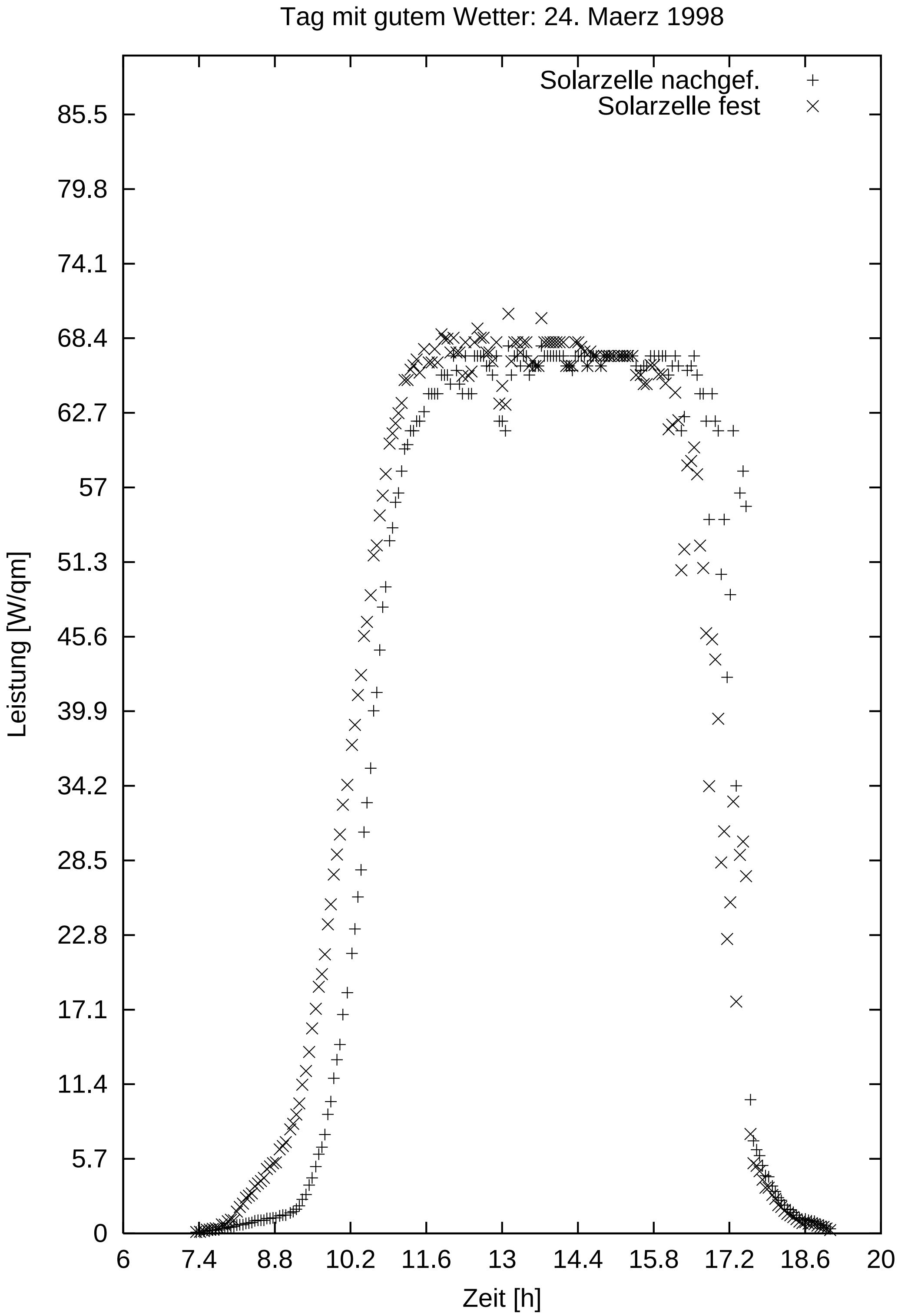

Abbildung 27: Leistung vom nachgeführten und festen Solarmodul im Vergleich an einem guten Tag, den 24. März 1998

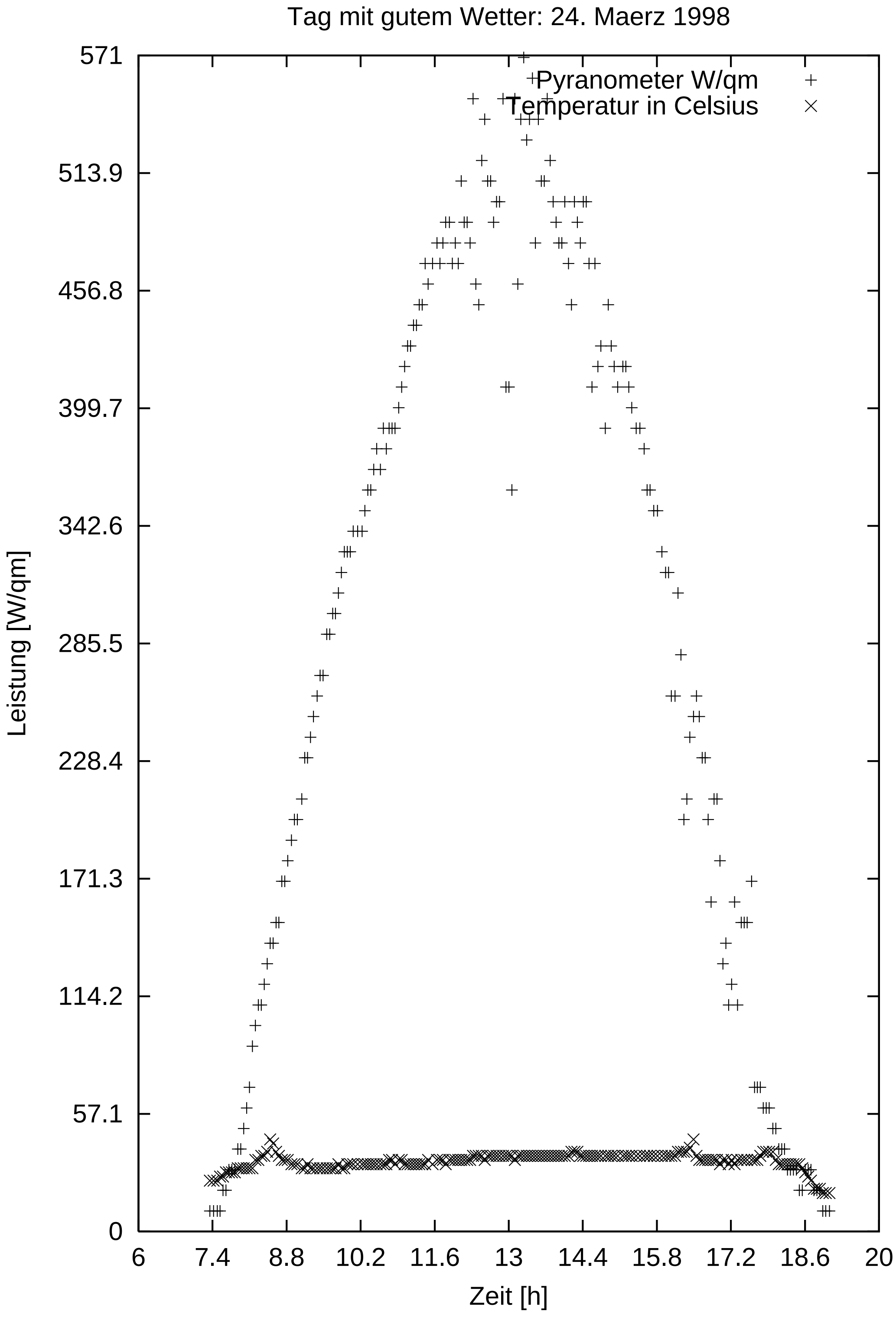

Abbildung 28: Korrelation zwischen der Temperatur und der Sonneneinstrahlung an einem guten Tag, den 24. März 1998

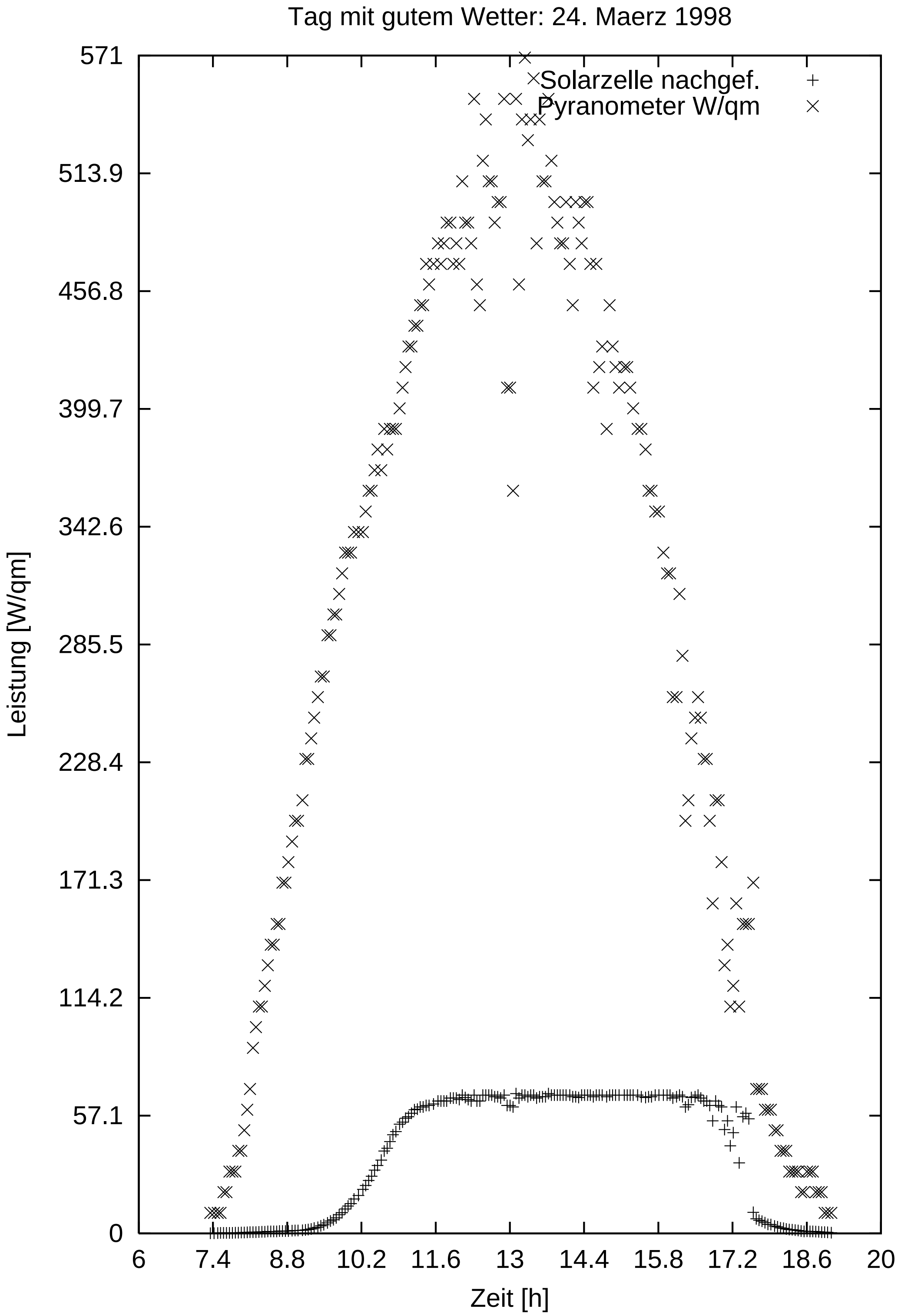

Abbildung 29: Korrelation zwischen der Sonneneinstrahlung und der Modulleistung an einem guten Tag, den 24. März 1998