

FZR-221

Mai 1998

U. Rindelhardt, G. Teichmann, H. Fatterschneider

**Langzeituntersuchungen an netzgekoppelten
Photovoltaikanlagen in Sachsen**

Archiv-Ex.:

Herausgeber:
FORSCHUNGSZENTRUM ROSSENDORF
Postfach 51 01 19
D-01314 Dresden
Telefon (03 51) 26 00
Telefax (03 51) 2 69 04 61

Als Manuskript gedruckt
Alle Rechte beim Herausgeber

Langzeituntersuchungen an netzgekoppelten Photovoltaikanlagen in Sachsen

**U. Rindelhardt, G. Teichmann,
H. Fatterschneider**

Schlußbericht zum Vorhaben:
Langzeitmeßprogramm "1000-Dächer-Programm"

Mai 1997

Für die Bearbeitung von Teilaufgaben danken die Autoren den Herren R. Götze, Th. Ihle, M. Nollau und H.Schöpe.

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie unter dem Förderkennzeichen FKZ 0329618 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt des Berichtes liegt allein bei den Autoren.

Kurzfassung

Zwischen 1993 und 1997 wurden 50 kleine netzgekoppelte Photovoltaikanlagen in Sachsen im Rahmen des 1000-Dächer-Photovoltaik-Programms systematisch untersucht. Neben der kontinuierlichen Auswertung der monatlichen Einstrahlung und der Energieerzeugung wurden alle Anlagen mittels eines PV-Anlagen-Analysators vermessen. An 5 Anlagen wurde ein erweitertes Messprogramm durchgeführt.

Die mittlere jährliche Einstrahlung auf geneigte Dachflächen in urbanen Gebieten Sachsens wurde zu 1050 kWh/m^2 bestimmt. Davon fallen 75 % während der Tageslastspitzen im Sommerhalbjahr an. Die ermittelten Kennlinien der eingesetzten Hauptkomponenten (Module, Wechselrichter) wichen teilweise erheblich von den Datenblattangaben ab. Gut ausgelegte und installierte Anlagen können bei einem Performance Ratio von 80 % einen jährlichen Ertrag von 840 kWh/kW_p bringen. Künftig sollten Anlagen im kleinen Leistungsbereich (bis 5 kW_p) als Einstranganlagen errichtet werden. Der Energieverbrauch der einbezogenen Haushalte war überraschend hoch. Bei solaren Deckungsgraden von etwa 100 % konnten nur 25 % des erzeugten Stromes direkt in den Haushalten verbraucht werden. Bei Deckungsgraden von kleiner 20 % erreichte der Direktnutzungsgrad etwa 70 %.

Summary

Fifty small grid connected PV systems were systematically investigated between 1993 and 1997 in the frame of the 1000-Roof-Photovoltaic-Programme in Saxony. A continuous monitoring of the monthly irradiation and energy generation as well as special investigations using a new PV-system-analyzer were performed. Additionally, an extensive measuring programme was realized at 5 PV systems.

The mean annual irradiation on roofs in urban regions of Saxony was estimated to be 1050 kWh/m^2 . About 70 % of this energy is available during the daily load peaks of the public grid in the summer months. The estimated characteristics of the main components (modules, inverters) partly showed remarkable differences to the nominal values. A well designed and installed small PV system can reach a performance ratio of 80 % and can generate a yield of 840 kWh/kW_p . Future small PV systems (up to 5 kW_p) are suggested to be designed as one-string-systems. The energy consumption of the participating private households was surprisingly high. A solar fraction of about 100 % corresponds with a direct use of the solar energy of only 25 %. The direct used solar energy increases up to 70 % only at small solar fractions ($< 20 \%$).

Gliederung

1. Einleitung	1
2. Ergebnisse des Standardmeßprogrammes	3
2.1 Anlagen und verfügbare Daten	3
2.2 Solare Einstrahlung	4
2.3 Erträge und Performance Ratio	10
2.4 Energiebedarfsdeckung in privaten Haushalten	17
2.5 Optimale Größe einer PV-Anlage und aktuelle Kostenbilanz	25
3. Ergebnisse der technischen Inspektionen	26
3.1 Inspektionsprogramm	26
3.2 Sicherheitsrelevante Ergebnisse	27
3.3 Ertragsrelevante Ergebnisse	31
3.4 Ausfall und Reparaturstatistik	35
3.5 Entwicklungstendenzen: Übergang zu Einstrang-PV-Anlagen	36
4. PV-Anlagen-Analysator	38
4.1 Aufgabenstellung	38
4.2 Schaltungskonzept	38
4.3 Details des PVAA	40
4.3.1 Kennlinienaufnahme über eine gesteuerte Last	40
4.3.2 Lastumschalter	41
4.3.3 Gerätesteuerung (Software)	41
4.3.4 Ermittlung der MPP-Parameter	43
4.4 Auswertung der Messungen	43
5. Ermittlung der STC-Kennlinien	46
5.1 Untersuchte Verfahren	46
5.2 Sensitivität der Umrechnungsverfahren	52
5.3 Ergebnisse der Messungen	54
5.4 Neubewertung der Erträge der PV-Anlagen	57
6. Betriebsverhalten der eingesetzten Wechselrichter	60
6.1 Allgemeines	60
6.2 Statische Kennlinien	60
6.3 Anpassungswirkungsgrad	65
6.4 Jahresnutzungsgrad	68
6.5 Stromqualität	73
6.6 Sonstige Befunde	77
7. Zusammenfassung der Hauptergebnisse	78
Literatur	80
Anhang	85

1. Einleitung

Im September 1990 begann mit dem "Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm" der weltweit größte Breitentest von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen [1]. Das Programm sah die Förderung der Erprobung von kleinen (d. h. 1-5 kW_p) Photovoltaik-Anlagen auf Dächern von Ein- und Zwei-Familienhäusern vor. Nach Erweiterung des Programms auf die neuen Bundesländer im Sommer 1991 war die Förderung von 2250 Anlagen vorgesehen.

Insgesamt wurden in Deutschland bis Mitte 1995 2029 Anlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 5,3 MW_p errichtet [2]. Damit verdoppelte sich die Leistung der netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen in Deutschland in diesem Zeitraum. Zum Einsatz kamen unterschiedlich konzipierte Anlagen unter Nutzung einer Vielzahl von Komponenten europäischer Hersteller. Allein in Sachsen wurden 150 Anlagen mit einer Leistung von 520 kW_p errichtet, in denen Module von 8 verschiedenen Herstellern und Wechselrichter von 9 Firmen verwendet wurden [3].

Originärer Bestandteil des Programms war die Durchführung von begleitenden Mess- und Auswerteprogrammen. Danach wurden im Rahmen eines Standard-Messprogramms die monatlichen Energiebilanzen aller Anlagenbetreiber erfaßt [4]. Ein gesondertes Intensiv-Meßprogramm war auf 100 Anlagen beschränkt und diente der zeitlich hochaufgelösten Erfassung des Energieflusses in den ausgewählten Photovoltaik-Anlagen sowie im Haushalt der Anlagenbetreiber [5]. Beide Programme wurden durch das FhG-ISE Freiburg durchgeführt.

Nach dem Ende der Installation der Anlagen (Ende 1994) wurden -im Auftrag des BMBF- die wissenschaftlichen Programme zur Untersuchung des Anlagenverhaltens ausgedehnt. Daran waren Mitarbeiter von IST Augsburg, ISFH Hameln/Emmerthal, TÜV Rheinland Köln und dem Forschungszentrum Rossendorf mit spezifischen Aufgaben beteiligt. Diese Programme zielten insbesondere darauf ab

- durch systematische Inspektionen der Anlagen Aussagen über die Zuverlässigkeit und Lebensdauer der eingesetzten Komponenten zu gewinnen und
- spezifische Anlagenparameter (z.B. Generatorleistung) zu bestimmen sowie Ursachen für Mindererträge zu ermitteln.

Durch das Forschungszentrum Rossendorf, Institut für Sicherheitsforschung, wurden zwischen 1995 und 1997 an 50 ausgewählten Anlagen in Sachsen Untersuchungen im Rahmen dieses Langzeitmessprogramms durchgeführt. Die Aufgaben umfaßten im Einzelnen:

- Abwicklung und Auswertung eines erweiterten Standard-Messprogramms,
- Durchführung von Anlageninspektionen entsprechend einem mit dem TÜV Rheinland abgestimmten Plan,
- Vermessung der Anlagen mit einem neu entwickelten Anlagenanalysator und Ermittlung der Kennlinien der Generatoren und Wechselrichter,
- Gesamtbewertung des Programms.

Der vorliegende Bericht faßt die im Rahmen dieser Langzeituntersuchungen im Forschungszentrum Rossendorf erzielten Resultate zusammen. Er ist Teil des Wissenschaftlichen Abschlußberichtes zum "Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm".

In den Kapiteln 2 und 3 werden die Ergebnisse des erweiterten Standardmessprogramms sowie der Anlageninspektionen dargestellt. Ausgehend vom Entwicklungsziel wird im Kapitel 4 der Aufbau und die Funktion des weiterentwickelten PV-Anlagen-Analysators vorgestellt. Auf einige Lösungen wird im Detail eingegangen.

Die Ermittlung der STC-Kennlinien von PV-Generatoren aus Vorortmessungen wird im Kapitel 5 behandelt. Neben methodischen Fragen wird auch auf die dabei auftretenden Fehlerquellen eingegangen. Die Auswertung der Ergebnisse der STC-Leistungsbestimmung führt auch zu einer Neubewertung der Resultate des Standardmessprogramms.

Im Kapitel 6 sind Ergebnisse zum Betriebsverhalten der eingesetzten Wechselrichter zusammengefaßt.

2. Ergebnisse des Standard-Messprogramms

2.1 Anlagen und verfügbare Daten

Aus den zwischen Anfang 1992 und Ende 1994 in Sachsen errichteten 150 PV-Anlagen wurden zur Langzeitüberwachung zunächst 50 Anlagen ausgewählt. Kriterien für die Auswahl waren:

- Berücksichtigung der wesentlichen im Programm eingesetzten Hauptkomponenten (Module und Wechselrichter),
- Regional ausgewogene Verteilung der Standorte sowie Neigung und Ausrichtung der PV-Generatoren,
- Berücksichtigung verschiedener Montagetechnologien (insbesondere auch Dachintegration der Generatoren),
- bisherige Ergebnisse der Anlagen,
- Kooperationsbereitschaft der Anlagenbetreiber.

Im Bild 2.1 sind die Standorte der ausgewählten Anlagen dargestellt, Tabelle A1 im Anhang enthält die für die Auswertung wesentlichen Angaben aller Anlagen.

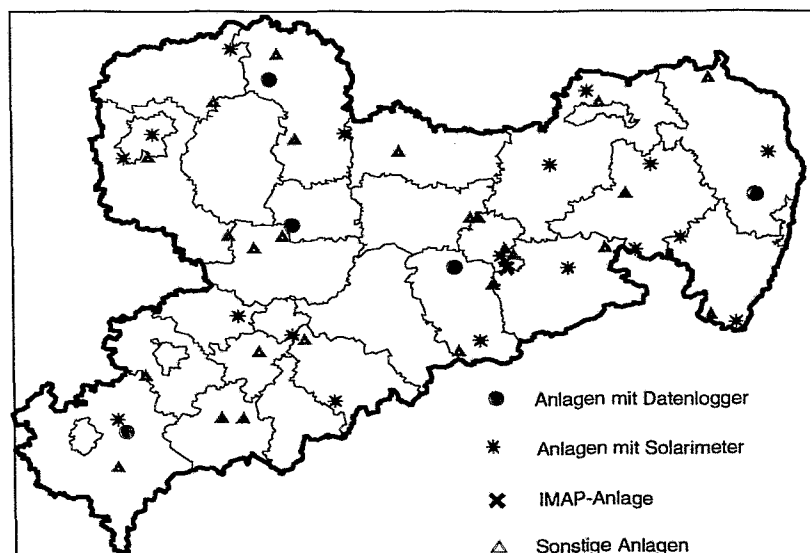


Bild 2.1: Anlagenstandorte des Langzeitmeßprogramms in Sachsen

Von den ausgewählten Anlagen wurden 15 im Jahr 1992 errichtet und konnten somit über einen Zeitraum von 5 Jahren beobachtet werden, zusammen mit den im Jahr 1993 errichteten Anlagen standen 28 Anlagen für 4-jährige Messreihen zur Verfügung.

Die meisten europäischen Modulhersteller waren jeweils mit mehreren Anlagen vertreten, ebenso wurde ein breites Spektrum von Wechselrichtern erfaßt. Neben den technischen Daten der PV-Anlage enthält Tabelle A1 auch Angaben zur Art des Gebäudes sowie zur Größe der jeweiligen Haushalte.

Mehr als 20 der untersuchten Anlagen wurden mit zusätzlicher Messtechnik ausgerüstet. In den meisten Fällen kamen einfache, in Generatorebene montierte NES-Solarstrahlungsmesser mit nachgeschalteten Integratoren (Typ SI 161) zum Einsatz [6]. Sie ermöglichten die Ermittlung der monatlichen Einstrahlung auf die Generatorfläche. An fünf Anlagen (vgl. Bild 2.1) wurden Datenlogger des Typs Thies DL 15 [7] zur zeitlich hochaufgelösten Messung der Einstrahlung und der photovoltaisch erzeugten Energie eingesetzt. Die über 10 Minuten gemittelten Werte wurden monatlich über Modem abgerufen.

Tabelle 2.1: Verfügbarkeit der Messdaten

	1994	1995	1996	1997
Januar	97 %	94 %	90 %	98 %
Februar	97 %	92 %	92 %	98 %
März	97 %	96 %	94 %	96 %
April	92 %	98 %	93 %	89 %
Mai	98 %	92 %	96 %	98 %
Juni	98 %	98 %	96 %	91 %
Juli	100 %	98 %	94 %	96 %
August	100 %	92 %	96 %	98 %
September	98 %	96 %	96 %	93 %
Oktober	92 %	92 %	90 %	100 %
November	94 %	98 %	92 %	86 %
Dezember	92 %	94 %	94 %	96 %
Jahr	96 %	95 %	94 %	95 %

An jeder Anlage befanden sich 3 Wechselstromzähler zur Erfassung des von der PV-Anlage erzeugten sowie des in das öffentliche Netz eingespeisten bzw. von dort bezogenen Stromes. Die Messwerte (Zählerstände und Solarintegrator) wurden monatlich von den Anlagenbetreibern selbst abgelesen, auf eine vorbereitete Postkarte eingetragen und nach Rossendorf zur Auswertung gesandt. Diese Verfahrensweise garantiert keine vollständige und fehlerfreie Übermittlung der Daten, bei etwa 20 % der monatlich eingehenden Daten waren Rückfragen bzw. Korrekturen erforderlich. Unter Berücksichtigung dieser Umstände ist die letztlich erreichte Datenverfügbarkeit (Tabelle 2.1) mit durchschnittlich 95 % erstaunlich.

2.2 Solare Einstrahlung

In Wahnsdorf bei Dresden wird seit einigen Jahrzehnten die Global- und die Himmelsstrahlung gemessen [8], die Messreihe gehört damit zu den längsten in Deutschland

verfügbaren Datensätzen. Die Daten können -abgesehen von Gebirgslagen- als repräsentativ für ganz Sachsen angesehen werden.

Abweichend vom meteorologischen Sprachgebrauch wird im vorliegenden Bericht auch die gesamte auf eine geneigte Fläche (den PV-Generator) einfallende Strahlung als Globalstrahlung bezeichnet. Für die auf die Fläche bezogene aktuelle Strahlungsleistung wird der Begriff Bestrahlungsstärke verwendet, das Integral über die Bestrahlungsstärke ergibt die (auf einen bestimmten Zeitraum bezogene) Einstrahlung.

Für die mittlere jährliche Einstrahlung in Dresden-Wahnsdorf werden in der Literatur -je nach konkretem Betrachtungszeitraum- unterschiedliche Werte angegeben (8,9,10]. Die unlängst vom Deutschen Wetterdienst veröffentlichten Daten für den Zeitraum 1950 bis 1990 [8] können sicher als die belastbarsten Werte angesehen werden. Danach liegt die jährliche Einstrahlung bei 1010 kWh/m².

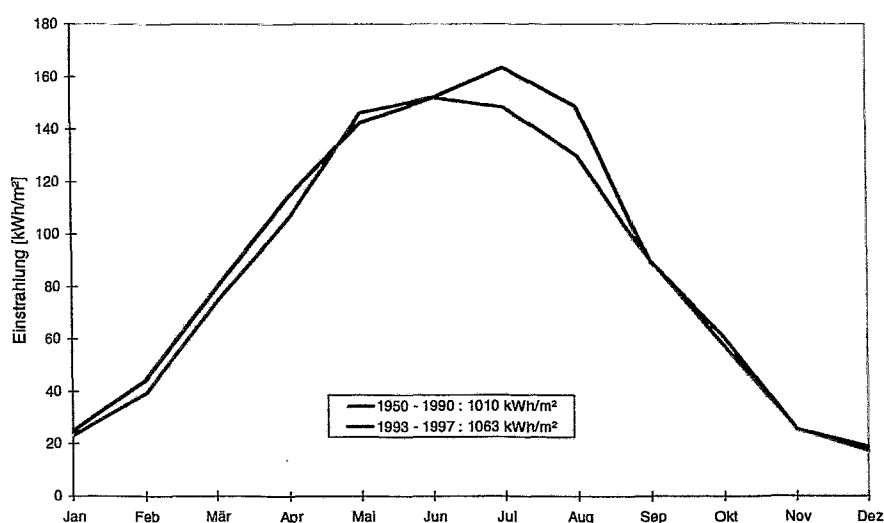


Bild 2.2: Mittelwerte der monatlichen Einstrahlung in Dresden Wahnsdorf im Zeitraum 1950-1990 und im Zeitraum 1993-1997

Im Bild 2.2 wird die monatliche Einstrahlung von Wahnsdorf in diesem Zeitraum mit den Daten zwischen 1993 und 1997 (entsprechend dem Zeitraum des Messprogramms) verglichen. Die beiden Mittelwerte der solaren Einstrahlung unterscheiden sich um 5 % zugunsten des Untersuchungszeitraumes. Stärkere positive Abweichungen treten vor allem in den Monaten Juli und August auf.

Die Variation der monatlichen Einstrahlung von Wahnsdorf im Untersuchungszeitraum 1993 bis 1997 ist im Bild 2.3 dargestellt. Während die Jahre 1993 und 1997 im Vergleich zum langjährigen Mittel als einstrahlungsreich einzuschätzen sind, war das Jahr 1996 einstrahlungsarm. Die starke Variabilität der Einstrahlung insbesondere in den Sommermonaten ist auffällig.

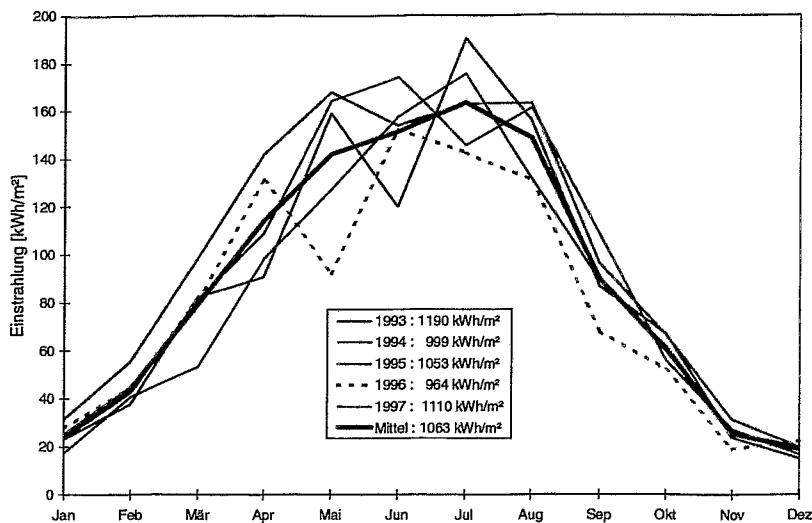


Bild 2.3: Saisonaler Verlauf der Einstrahlung in Dresden Wahnsdorf im Zeitraum 1993-1997

In Tabelle A2 im Anhang sind die an den einzelnen PV-Anlagen in Generatorebene gemessenen jährlichen Einstrahlungen zusammengestellt. Da aus unterschiedlichen Gründen (z.B. regional ausgewogene Verteilung) bis in das Jahr 1995 Solarimeter zwischen verschiedenen Anlagen ausgetauscht wurden, sind die entsprechenden Ergebnisse bis 1995 noch lückenhaft. Überraschenderweise entsprechen die über alle verfügbaren Standorte gemittelten jährlichen Einstrahlungen in den Jahren 1995 bis 1997 praktisch den für die horizontale Einstrahlung in Dresden-Wahnsdorf ermittelten Werten !

Auch im monatlichen Verlauf (Bild 2.4) zeigen die über alle Anlagen gemittelten Einstrahlungen einen zu Bild 2.3 weitgehend analogen Verlauf. Der Mittelwert der Einstrahlung über alle Anlagen im Untersuchungszeitraum (1057 kWh/m²) unterscheidet sich praktisch nicht von demjenigen der Wahnsdorfer Messungen (1063 kWh/m²).

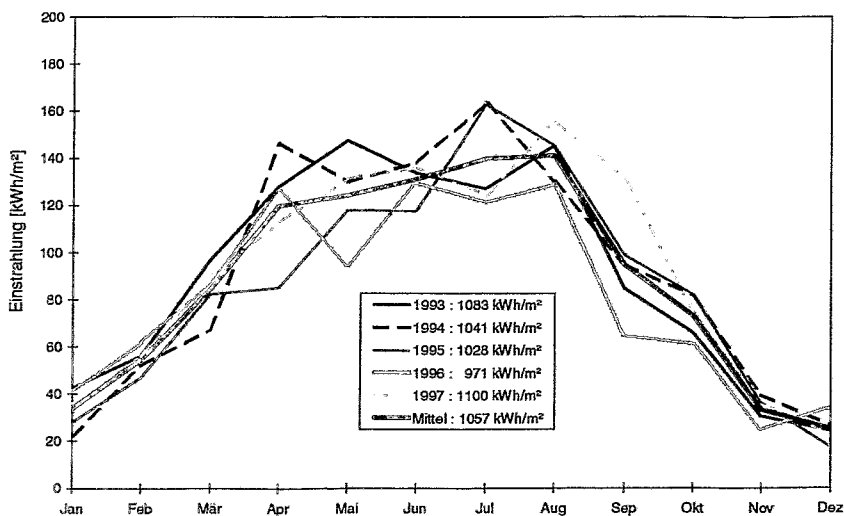


Bild 2.4: Gemittelter Verlauf der monatlichen Einstrahlung in Generatorebene aller mit Solarimetern ausgerüsteten Anlagen in den Jahren 1993-1997

Aus Messungen und theoretischen Modellen [11,12] ist bekannt, daß die Einstrahlung auf in südliche Richtungen ausgerichtete und zwischen 30 und 50 Grad gegen die Horizontale geneigte Flächen etwa 10 - 17 % größer ist als auf die Horizontale. Diese Aussage wird auch durch Messungen des I-MAP bestätigt: Im Mittel war die jährliche Einstrahlung von 100 vermessenen Anlagen in Generatorebene um 16 % größer als die an den gleichen Standorten gemessenen Einstrahlungen in der horizontalen Ebene [13]. Wenn dennoch - wie hier gefunden - ein Mittelwert aus vielen Messungen an geneigten Flächen nur zu Werten entsprechend der Einstrahlung an einem vergleichbaren Standort in der Horizontale führt, so müssen andere Effekte eine wichtige Rolle spielen.

Eine mögliche Erklärung für die beobachteten Befunde liegt in den unterschiedlichen Messbedingungen beim DWD einerseits und den PV-Anlagen andererseits. Die Messungen des DWD werden an idealen, d.h. insbesondere horizontalfreien Standorten durchgeführt. Dies und professionelle Betreuung ermöglichen weitgehend optimale Erfassung der terrestrischen Globalstrahlung. Die Messungen an den PV-Anlagen erfolgten dagegen in realen städtischen oder ländlichen Umgebungen in 5 bis 7 m Höhe entsprechend der Dachhöhe. Neben einer häufig auftretenden Horizontabschirmung durch Bebauung und Bewuchs (vgl. Bilder B1 bis B4 im Anhang) tragen -zumindest zeitweise- auch lokale Abschattungen zur Verringerung der Einstrahlung bei. Offensichtlich liegt dadurch bereits an diesen realen Standorten die horizontale Einstrahlung um etwa 10-15 % unter der Einstrahlung an idealen Messstandorten. Dieser Verlust wird durch die entsprechend der Dachorientierung bestimmte Generatorausrichtung in etwa wieder kompensiert, so daß die in Generatorebene gemessene Einstrahlung gleich der unter idealen Bedingungen gemessenen horizontalen Einstrahlung wird. Diese Erklärung wird ebenfalls durch die bereits erwähnten I-MAP-Ergebnisse gestützt: Im Mittel wurden 1995 an 100 über Deutschland verteilten Anlagenstandorten mit 918 kWh/m² für die Einstrahlung in der Horizontalen ein deutlich unter dem Mittelwert aus 30 DWD-Stationen für die Horizontale liegender Wert (1052 kWh/m², nach [14]) ermittelt .

Falls diese Aussage durch weitere systematische Messungen bestätigt wird, ist grundsätzlich an solchen Standorten -bedingt durch die verschlechterten Einstrahlungsbedingungen in urbanen Gebieten- mit entsprechend geringeren Erträgen bei hier installierten PV-Anlagen zu rechnen.

Die räumliche Verteilung der Solarimeter an den PV-Anlagen kann genutzt werden, um die räumlichen Einstrahlungsverhältnisse über Sachsen genauer zu charakterisieren. In Bild 2.5 sind Anlagenstandorte mit einer jährlichen Einstrahlung in Generatorebene von mehr als 1100 kWh/m² fett und Anlagen mit einer Einstrahlung von weniger als 1000 kWh/m² mit einem quadratischen Stern gekennzeichnet. Hohe Einstrahlungen traten im wesentlichen in der Region Zentralsachsen auf. Niedrige Einstrahlungen wurden in der Nähe von Großstädten (Leipzig, Chemnitz), in Gebirgslagen sowie in den bewaldeten Regionen der Niederlausitz gemessen. An der Anlage Pfaffengrün im Vogtland wurde eine Einstrahlung von über 1100 kWh/m² registriert. Im Nachbarort Treuen dagegen befindet sich ein Solarimeter mit wesentlich niedrigerer Einstrahlung. Eine mögliche Erklärung hierfür ist die Reduktion der Einstrahlung an der Anlage Treuen durch naheliegende Gebäudeteile und eine stärkere Ausrichtung nach Osten. Somit kann auch in der Region Vogtland von überdurchschnittlicher solarer Einstrahlung ausgegangen werden. Für die übrigen Gebiete Sachsens wurden Einstrahlungen zwischen 1000 kWh/m² und 1100 kWh/m² in Generatorebene gefunden.

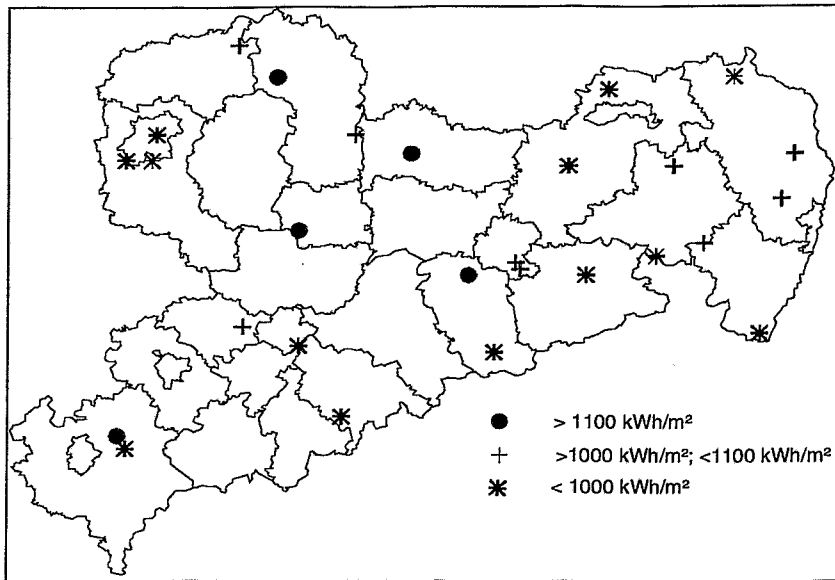


Bild 2.5: Einstrahlung in Generatorebene an verschiedenen Standorten in Sachsen (Mittelwerte aus den Jahren 1994-1997)

Die mit hoher zeitlicher Auflösung (10-Minuten-Mittelwert) durchgeführten Untersuchungen an 5 Anlagen ermöglichten auch die Ermittlung energiewirtschaftlich relevanter statistischer Eigenschaften der Solarstrahlung. Die ausgewählten Anlagen waren regional gleichmäßig über Sachsen verteilt. Die Südausrichtung der Generatoren dieser Anlagen lag im Bereich -40° bis 35° , die Neigung lag zwischen 41° und 54° . Sie können insofern als repräsentativ für geeignete Dachflächen (nicht nur in Sachsen!) angesehen werden.

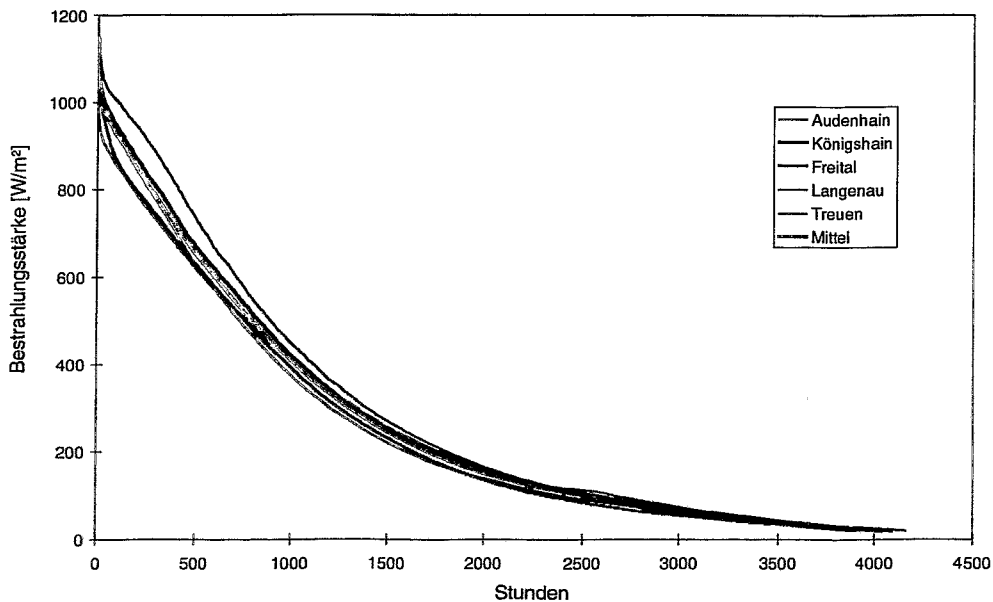


Bild 2.6: Jahresdauerlinien der Bestrahlungsstärke in Generatorebene im Jahr 1996 an 5 Standorten in Sachsen

Im Bild 2.6 sind die Jahresdauerlinien der Bestrahlungsstärke an den 5 Standorten im Jahr 1996 dargestellt. Danach traten Bestrahlungsstärken größer als 700 W/m^2 an etwa 500 Stunden im Jahr auf, etwa 2000 Stunden jährlich liegt die Bestrahlungsstärke über 200 W/m^2 . Wird die Schwelle der nutzbaren Bestrahlungsstärke bei 50 W/m^2 gesetzt, so gibt es zwischen 2800 und 3200 nutzbare "Sonnenscheinstunden".

Interessant ist auch die Verteilung der Einstrahlung in Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke. Im Bild 2.7 ist die über die 5 Anlagen gemittelte Häufigkeitsverteilung für das Jahr 1996 dargestellt. Die Einstrahlung pro 10-W-Klasse der Bestrahlungsstärke ist danach zwischen 50 W/m^2 und 950 W/m^2 mit 10 kWh/m^2 nahezu konstant, ein geringer Anstieg deutet sich zwischen 500 W/m^2 und 800 W/m^2 an. Oberhalb von 950 W/m^2 fällt die Einstrahlung rasch ab, weniger als 1 % der gesamten Einstrahlung entfallen auf Bestrahlungsstärken größer als 1050 W/m^2 . Diese Ergebnisse stimmen mit anderen Veröffentlichungen überein [15].

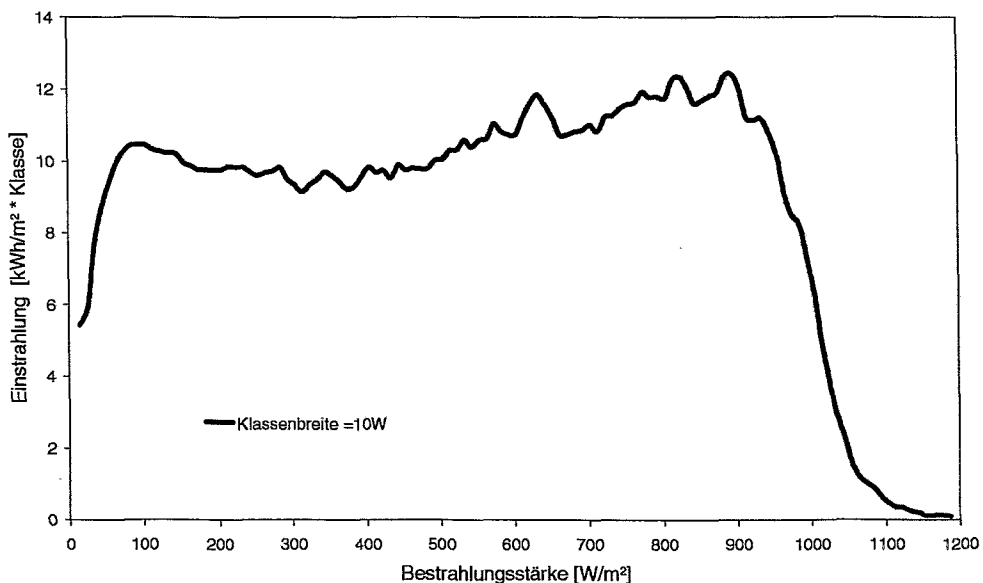


Bild 2.7: Abhängigkeit der Einstrahlung von der Bestrahlungsstärke im Jahr 1996 (Mittelwert aus 5 Standorten in Sachsen)

Von besonderer energiewirtschaftlicher Bedeutung ist die Frage der Synchronität der über dem Gebiet Sachsens einfallenden Strahlung. Dies gilt besonders im Sommerhalbjahr, in welchem mehr als $2/3$ der gesamten jährlichen Einstrahlung auf geneigte Flächen auftreten. Im Bild 2.8 sind die im Zeitraum 1.5.96 bis 31.8.96 an den 5 Standorten gemessenen täglichen Einstrahlungen dargestellt. Eine hohe Synchronität ist zwischen allen Standorten feststellbar - die tägliche Einstrahlung über Sachsen ist praktisch nicht entkoppelt. Energiewirtschaftlich bedeutet dies, daß bei künftig denkbarem massenhaften Einsatz von Photovoltaik für einstrahlungsschwache Tage (z.B. 9.7.96 in Bild 2.8) faktisch die gesamte Leistung in anderen Kraftwerken vorgehalten werden muß. Eine Verallgemeinerung dieses Ergebnisses unter Einbeziehung von Standorten in ganz Deutschland bedarf gesonderter Untersuchungen.

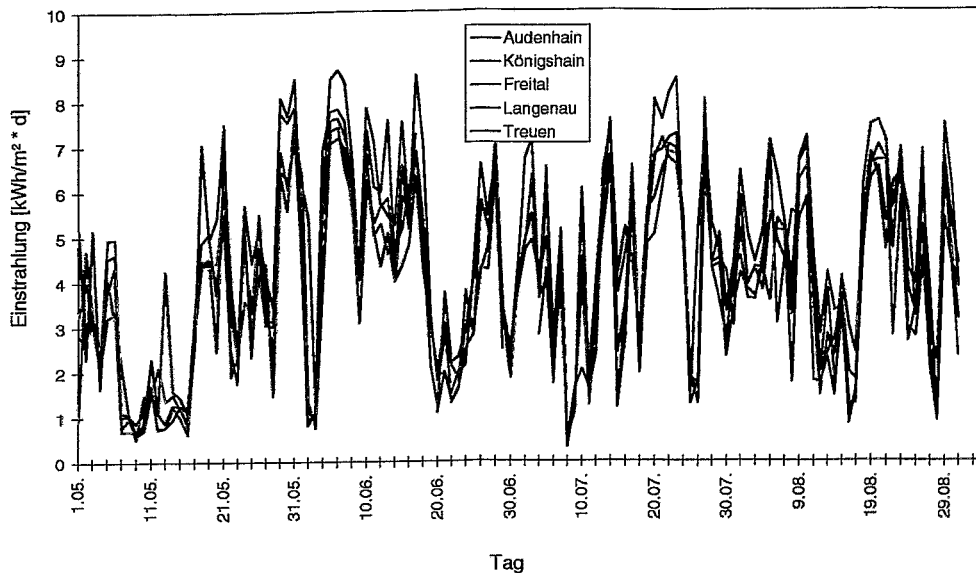


Bild 2.8: Tägliche Einstrahlung an 5 Standorten in Sachsen, Sommer 1996

2.3 Erträge und Performance Ratio

Zum Vergleich der Erträge unterschiedlicher PV-Anlagen ist es üblich, die erzeugte Energiemenge E_{PV} auf die STC-Leistung des Generators P_G zu beziehen. Diese Größe wird als spezifischer Ertrag bzw. Final Yield Y_F bezeichnet:

$$Y_F = \frac{E_{PV}}{P_G} \quad (2.1)$$

Grundsätzlich muß noch angegeben werden, in welchem Zeitabschnitt (Tag, Monat, Jahr) die jeweilige Energiemenge erzeugt wurde. Für den Fall eines Jahres entspricht der Final Yield dem in der Kraftwerkstechnik üblichen Begriff der Vollaststundenzahl. Die Vollaststunden sind die Anzahl von Stunden, die eine Anlage mit voller Leistung arbeiten müßte, um den tatsächlich erreichten Jahresertrag zu erzeugen. Hier wird der Final Yield -wenn nicht anders angegeben- auf den mittleren Tag eines Monats bezogen.

In der Tabelle A3 im Anhang sind die Ergebnisse der untersuchten Anlagen zusammengefaßt. Bild 2.9 zeigt den mittleren saisonalen Verlauf des Final Yield von 28 PV-Anlagen in den Jahren 1994 bis 1997. Der Kurvenverlauf zeigt bis auf geringfügige Abweichungen gute Übereinstimmung mit den gemessenen Mittelwerten der Einstrahlung an den PV-Anlagen (vgl. Bild 2.4). Im Sommerhalbjahr kann nach diesen Ergebnissen im Mittel mit einer erzeugten Arbeit von 2 - 3 kWh pro Tag und kW_p installierter Leistung gerechnet werden. Im Winterhalbjahr variiert dieser Wert zwischen 0,5 und 1,5 kWh pro Tag. Im Jahresmittel werden etwa 1,9 kWh/ kW_p *d erreicht. Im Bild 2.10 ist die Entwicklung des

jährlichen Yield für die 15 Anlagen dargestellt, die über 5 Kalenderjahre vermessen wurden. Trotz starker Ertragsdifferenzen zwischen den einzelnen Anlagen ist ein Trend zu signifikanten Ertragsänderungen nicht erkennbar, die im Jahr 1996 zu beobachtende Reduzierung der Erträge ist offensichtlich mit den niedrigen Einstrahlungen in diesem Jahr verbunden (vgl. Bild 2.4). Eine systematische Abhängigkeit der Erträge von der Höhenlage des Standortes konnte im untersuchten Bereich (100 m bis 700 m über N.N.) nicht nachgewiesen werden. Ebenso zeigten dachintegrierte Anlagen keine Ertragseinbußen gegenüber Anlagen mit aufgeständertem Generator.

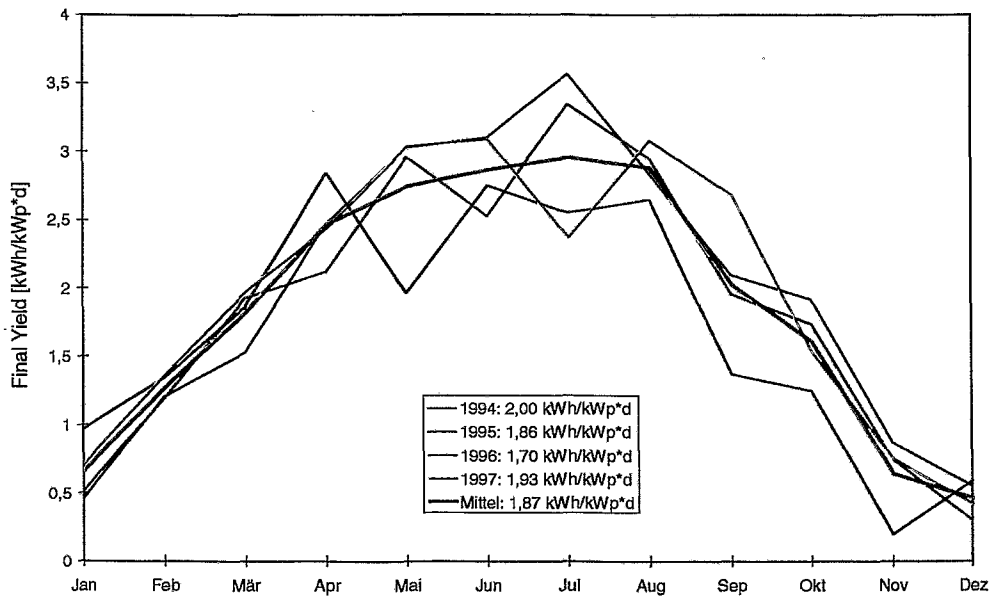


Bild 2.9: Monatsmittel des Yield aus 28 Anlagen der Jahre 1994-1997

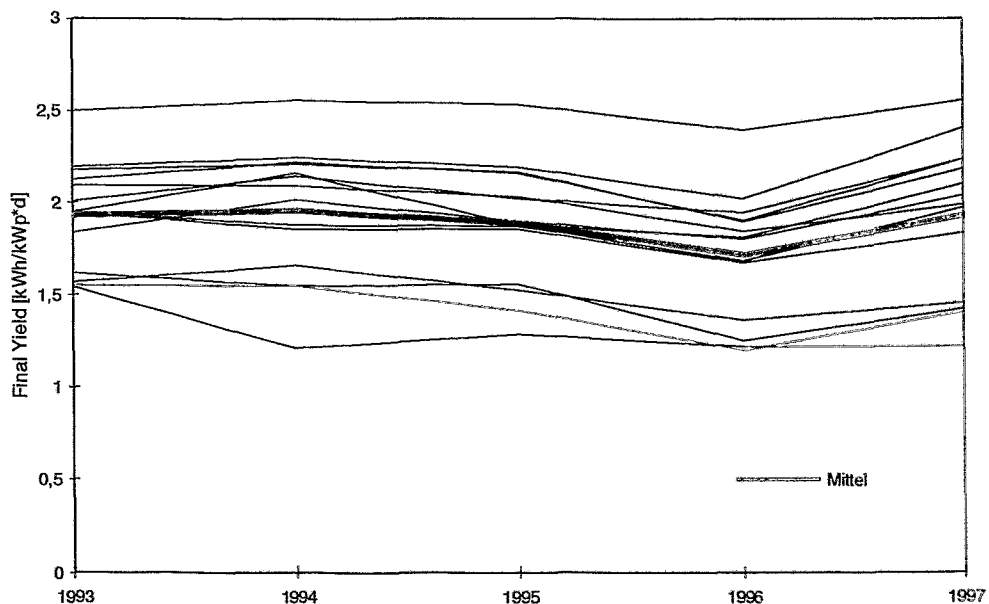


Bild 2.10: Verlauf des mittleren Yield von 15 Anlagen in Sachsen 1993-1997

Die Häufigkeitsverteilung des über die Jahre 1995 bis 1997 gemittelten jährlichen Yield aller 50 PV-Anlagen zeigt Bild 2.11. Die Klassen wurden in Stufen von 25 kWh/kW_p*a definiert, der belegte Gesamtbereich erstreckt sich über einen großen Bereich von 500 kWh/kW_p*a bis über 900 kWh/kW_p*a. Eine systematische Überprüfung der bereits früher aufgefallenen Anlage [3] mit dem Spitzenwert ergab, daß der hier vorhandene Wechselrichter mit zweiphasiger Einspeisung (SKN 305) insbesondere bei mittleren Leistungen zu fehlerhaften (zu großen) Meßwerten für die erzeugte Energie E_{PV} führte (vgl. Abschnitt 6.2). Der angegebene Wert ist demnach nicht real. Die besten Anlagen in Sachsen erreichten einen Yield von 800 bis 825 kWh/kW_p. Der Mittelwert der Erträge liegt bei 670 kWh/kW_p*a bzw. 1,83 kWh/kW_p*d. Die starke Variation der Anlagenerträge war bereits kurz nach der Inbetriebnahme der Anlagen beobachtet worden [3]. Seinerzeit konnte gezeigt werden, daß die auftretenden Ertragsdifferenzen nicht auf unterschiedliche Einstrahlungen (infolge der jeweiligen Generatororientierung) zurückzuführen waren, sondern im wesentlichen mit den eingesetzten Modultypen korrelierten.

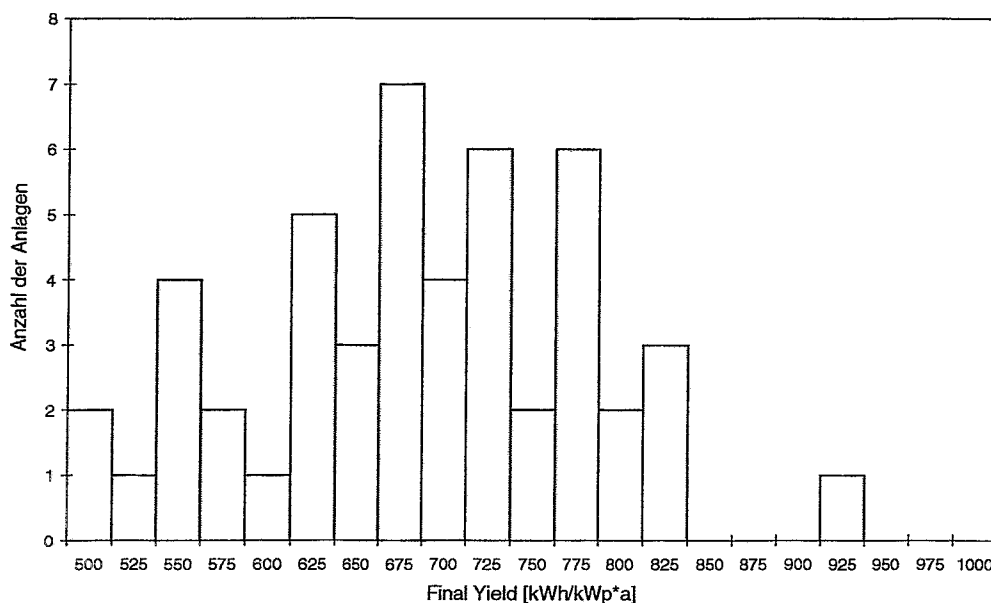


Bild 2.11: Häufigkeitsverteilung des auf ein Jahr bezogenen Yield (Vollbenutzungsstunden) von 50 Anlagen (jeweils gemittelt über die Jahre 1995-1997)

Der jährliche Yield von PV-Anlagen in den Jahren 1995 bis 1997 - geordnet nach den Herstellern der PV-Module - ist im Bild 2.12 dargestellt. Die höchsten Erträge erreichen die Module der Fa. Siemens, die geringsten diejenigen der Fa. Helios. Die sichtbaren Unterschiede haben systematischen Charakter, sie verändern sich zwischen den einzelnen Jahren kaum. Sie erreichen im Extremfall mehr als 20 %.

Eine geeignetere Größe zum Beurteilen der Leistungsfähigkeit einer PV-Anlage ist das Performance Ratio PR. Es ist ein Maß für die technische Qualität der eingesetzten Komponenten und des realisierten Anlagenkonzeptes. Das Performance Ratio ist definiert als das Verhältnis der abgegebenen Wechselstromenergie E_{PV} zum theoretisch möglichen Gleichstromenergieertrag E_{PV,t}

$$PR = \frac{E_{PV}}{E_{PV,t}} = \frac{E_{PV}}{H \cdot A_G \cdot \eta_{STC}} \quad (2.2)$$

mit H als der Einstrahlung, A_G als Generatorfläche und η_{STC} als Modulwirkungsgrad bei STC-Bedingungen. Der theoretisch mögliche Ertrag $E_{PV,t}$ ist unter der Voraussetzung erzielbar, daß die gesamte Einstrahlung auf die Generatorfläche mit einer senkrecht einfallenden Bestrahlungstärke von 1000 W/m^2 (entsprechend STC-Bedingungen) und bei einer konstanten Modultemperatur von $25 \text{ }^\circ\text{C}$ erfolgt. Stillschweigend wird zudem ein Betrieb des Generators im MPP vorausgesetzt.

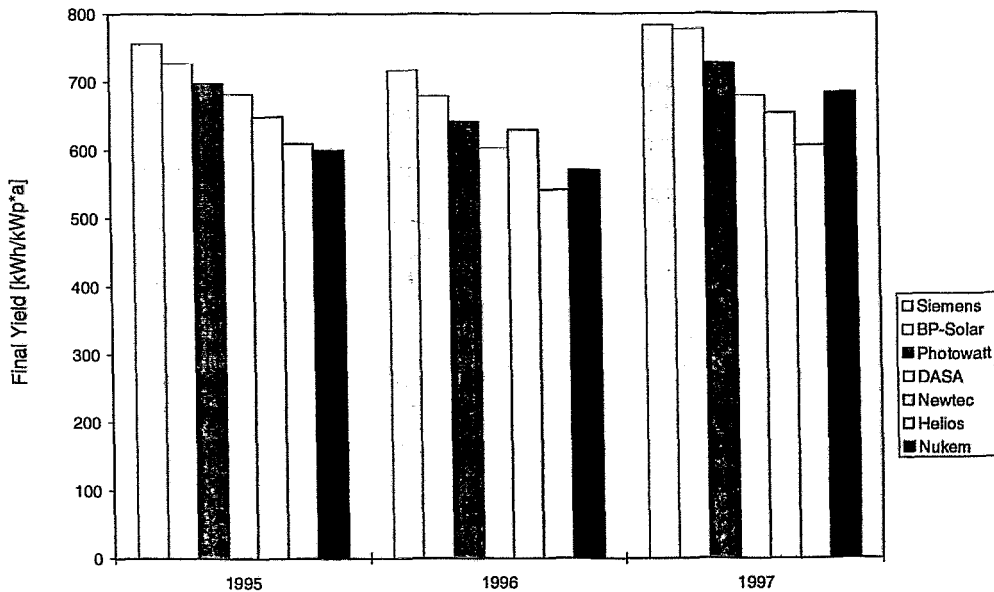


Bild 2.12: Final Yield nach Modulherstellern (Jahre 1995-1997, Sachsen)

Unter den genannten (unrealistischen) Bedingungen wird wegen

$$E_{PV} = \eta_{WR} \cdot E_{PV,t} \quad (2.3)$$

das Performance Ratio

$$PR = \eta_{WR} \quad (2.4)$$

gleich dem Nutzungsgrad des Wechselrichters. In Tabelle 2.3 sind für einige häufig eingesetzte Wechselrichter die jährlichen Nutzungsgrade angegeben.

Tabelle 2.3: Jahresnutzungsgrade von Wechselrichtern (aus [13])

Typ	Hersteller	Nutzungsgrad [%]
BWR 2500	Bahrmann	94
NEG 1600	Wuseltronik	88 - 92
PV-V-5000	Siemens Solar	86 - 90
PV-WR-1800	SMA Regelsysteme	85 - 87
PV-WR-5000	SMA Regelsysteme	87 - 88
SKN	SOLAR Konzept	92 - 94
SOLWEX 1065	Karschny Elektronik	84 - 87
SOLWEX 2065	Karschny Elektronik	89 - 91
TOPCLASS	ASP AG	87 - 91

Praktisch wird jedoch die erzeugte Energie einer netzgekoppelten PV-Anlage neben den Verlusten im Wechselrichter durch weitere Verlustquellen beeinflusst. Nach dem Konzept des Jahresnutzungsgrades [16] können die aus Abweichungen der Bestrahlungsstärke und der Modultemperatur von den STC-Bedingungen resultierenden "Verluste" summarisch durch einen effektiven Jahresnutzungsgrad η_{RRC} der Module beschrieben werden. Dieser Nutzungsgrad hängt von den regionalen klimatischen Bedingungen und den einzelnen Modulfabrikaten ab, für Deutschland gilt etwa

$$\eta_{RRC} = (0,85 \dots 0,9) \cdot \eta_{STC} \quad (2.5)$$

Der angegebene Bereich beschreibt unterschiedliche Modultypen. Weitere Verluste im PV-Generator treten infolge mismatch (d.h. nicht identischer Kennlinie der einzelnen Module) und durch ohmsche Verluste (in Kabeln, Sicherungen und Dioden) auf. Nach -allerdings sehr wenigen- verfügbaren Untersuchungen ([17], vgl. auch Abschnitt 5.3) liegen die dadurch verursachten Verluste bei etwa 3 - 4 %, d.h. ein fiktiver mismatch-Nutzungsgrad η_{MM} beträgt 96-97 %.

Letztlich werden die PV-Generatoren durch die MPP-Tracker der Wechselrichter nicht immer genau im MPP betrieben. Der daraus definierbare Anpassungsnutzungsgrad η_{Ad} liegt bei 97 % ([18], siehe auch Abschnitt 6.3). Unter Berücksichtigung aller genannten Faktoren ergibt sich für die erzeugbare Energie

$$E_{PV} = \eta_{RRC} \cdot \eta_{MM} \cdot \eta_{Ad} \cdot \eta_{WR} \cdot H \cdot A_G \quad (2.6)$$

und für das auf ein Jahr bezogene PR als Obergrenze (d.h. bei Nutzung der jeweils besten angegebenen Werte)

$$PR_{\max} = 80\% \quad (2.7)$$

Bei Verwendung der unteren Werte ergibt sich ein PR von etwa 70 %.

Im Bild 2.13 ist der saisonale Verlauf des Monatsmittels des Performance Ratio in den Jahren 1994 bis 1997 dargestellt. Es liegt -mit einer charakteristischen saisonalen Variation- im Jahresmittel zwischen 66 und 72 %. Zwei Maxima im Frühjahr und im Herbst werden durch zwei Minima im Sommer und im Winter getrennt. Das -den Ertrag in besonderer Weise beeinträchtigende- Sommerminimum resultiert aus den hohen Modultemperaturen, die zu einer Reduktion des effektiven Modulwirkungsgrades führen. Das Winterminimum wird durch die geringen Bestrahlungsstärken verursacht. Sie führen sowohl zu einer Reduktion von η_{RRC} als auch vom Wechselrichternutzungsgrad η_{WR} .

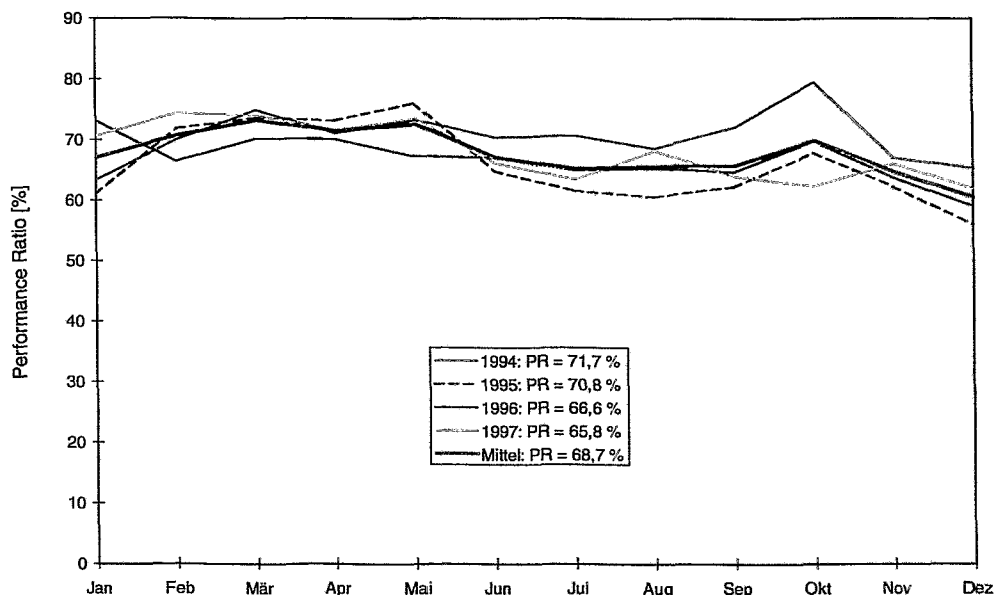


Bild 2.13: Monatsmittel des Performance Ratio von 20 Anlagen (1994-1997), Sachsen

Sinnvoll ist auch eine Auswertung von täglich ermittelten PR-Werten. Im Bild 2.14 sind für das Jahr 1996 die täglichen PR-Werte zweier Anlagen aufgetragen. Während der Verlauf bei einer Anlage zumindest im Sommerhalbjahr relativ stetig ist, sind bei der zweiten Anlage (Freital) viele Einbrüche zu beobachten. Die deutlich niedrigeren PR-Werte treten an einstrahlungsarmen Tagen auf. Die geringe Bestrahlungsstärke ist jedoch nicht Hauptursache für die sehr geringen PR-Werte. Vielmehr steigt einerseits bei Bestrahlungsstärken kleiner als 50 W/m^2 der Messfehler infolge Nullpunktsdrift stark an, und andererseits wird bei diesen Bedingungen das Ein- und Abschaltverhalten der Wechselrichter wesentlich (vgl. Abschnitt 6.4). Die Unterschiede zwischen beiden in Bild 2.14 dargestellten Anlagen werden durch die eingesetzten Wechselrichter verursacht.

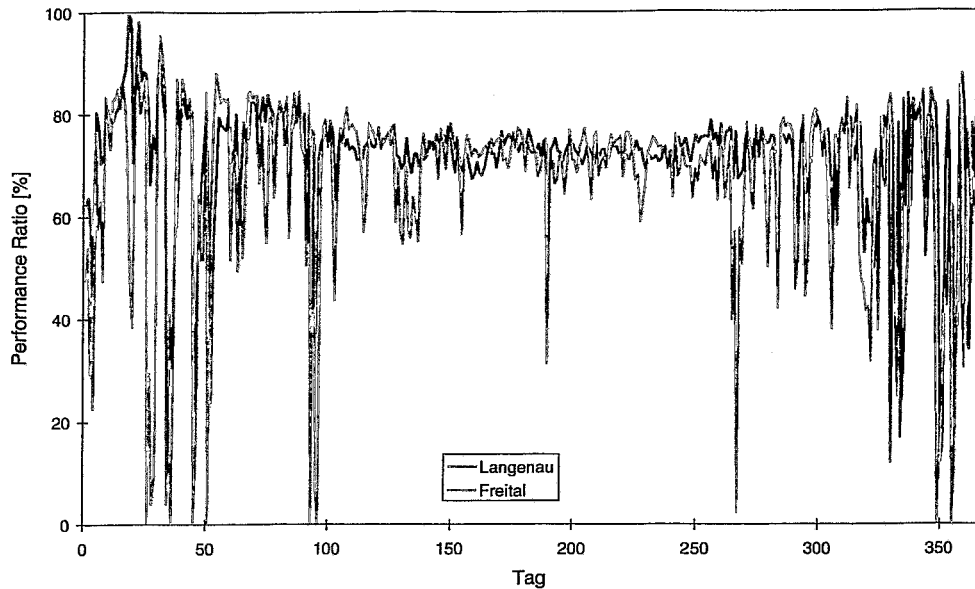


Bild 2.14: Tageswerte des Performance Ratio von 2 Anlagen (1996)

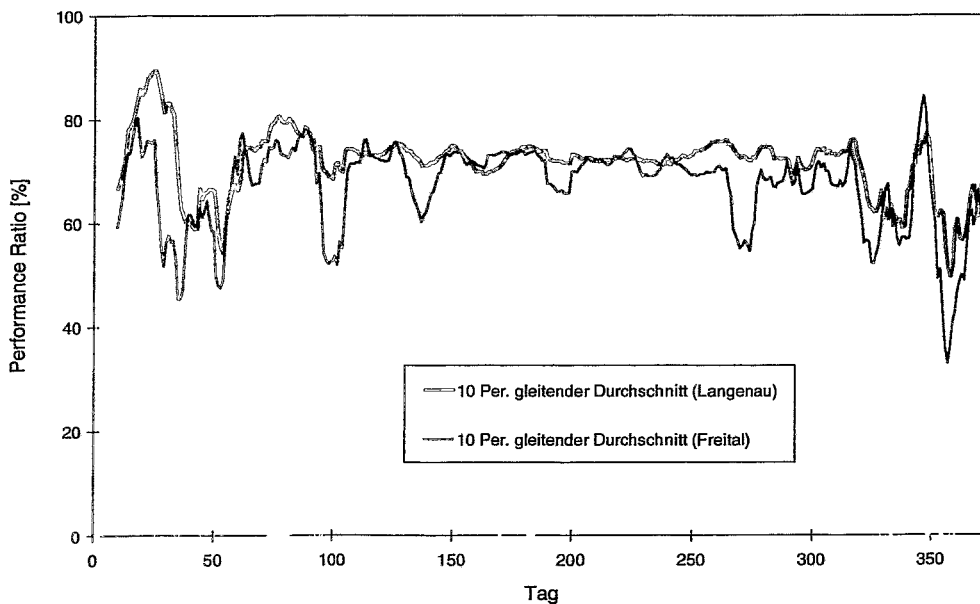


Bild 2.15: Gleitender Mittelwert (über 10 Tage) des Performance Ratio (Anlagen wie Bild 2.14)

Wird aus den täglichen PR-Werten ein gleitender Mittelwert über 10 Tage gebildet, so entsteht die im Bild 2.15 gezeigte Abhängigkeit. Wegen der oben diskutierten Abhängigkeiten ermöglicht das PR eine quantitative Aussage über die Energietransformation in einer PV-Anlage. Seine kontinuierliche Überwachung ermöglicht eine einfache Kontrolle der Gesamtanlage, Ausfälle von Modulen (bzw. Strängen) bzw. Störungen am Wechselrichter sind leicht identifizierbar [19]. Eine solche Überwachungsmöglichkeit sollte bei künftigen Anlagen grundsätzlich vorgesehen werden, da erfahrungsgemäß Anlagenbetreiber auch bei

ständiger Verfolgung der Anlagenerträge Abweichungen vom ordnungsgemäßen Betrieb kaum erkennen können.

Wird das Performance Ratio nach den einzelnen Modulherstellern geordnet (Bild 2.16) werden modulspezifische Unterschiede deutlich. Das höchste Performance Ratio weisen -in Übereinstimmung mit den Erträgen- die Module der Firma Siemens auf. Die übrigen Modulhersteller liegen in den beiden vergleichbaren Jahren 1996 und 1997 -allerdings mit starken Differenzen zwischen einzelnen Anlagen- dicht beieinander. Der niedrige Wert für Newtec-Module im Jahr 1997 wurde durch Strangausfälle im Generator infolge defekter Steckverbinder verursacht (vgl. Abschnitt 3).

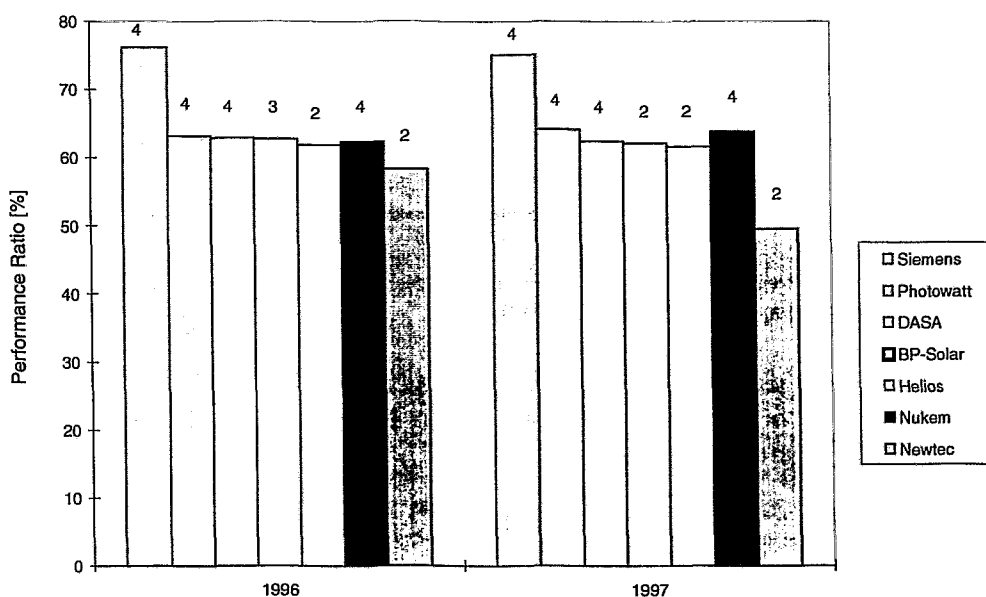


Bild 2.16: Jährliches Performance Ratio von PV-Anlagen nach Modulherstellern

2.4 Energiebedarfsdeckung in privaten Haushalten

Der Elektro-Energieverbrauch der Haushalte war kein Kriterium bei der Auswahl der untersuchten Anlagen. Generell liegt der Energieverbrauch bei Haushalten in Ein- und Zweifamilienhäusern deutlich über dem Durchschnittsverbrauch aller Haushalte. So wird in einer jüngst veröffentlichten Arbeit [20] der mittlere jährliche Energieverbrauch für diese Haushalte mit 4000 kWh angegeben, während der Verbrauch bei Familien in Mehrfamilienhäusern etwa bei 2200 kWh pro Jahr liegt. Im Versorgungsbereich des größten sächsischen Energieversorgungsunternehmens (EVS AG, Chemnitz) lag der Durchschnittsverbrauch aller Haushalte 1996/97 bei 2030 kWh, für Haushalte in Ein- und Zweifamilienhäusern lag er bei 2830 kWh [21].

Überraschenderweise war der Energieverbrauch der hier untersuchten PV-Anlagen-Betreiber mit etwa 8000 kWh/a deutlich höher. Im Bild 2.17 sind die saisonalen Energieverbräuche und Gesamtverbräuche der Haushalte von 28 PV-Anlagen-Betreibern in den Jahren 1994 bis 1997 dargestellt. Neben der starken saisonalen Variation (Winterspitze /Sommerminimum 2:1) ist auch eine Tendenz zu zunehmendem Energieverbrauch feststellbar.

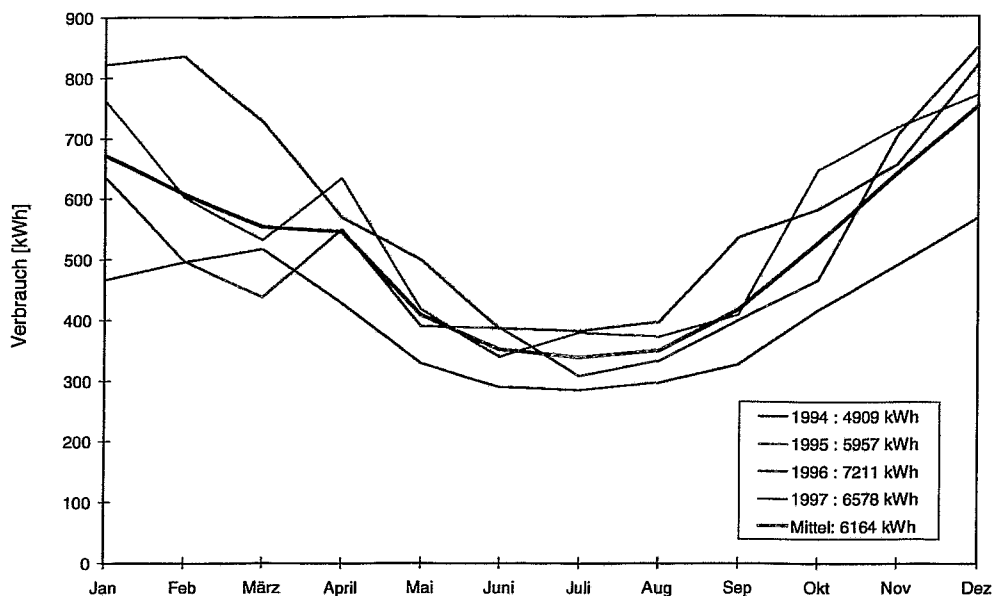


Bild 2.17: Entwicklung des mittleren monatlichen Energieverbrauches von 28 PV-Anlagen-Betreibern 1994-1997

Der Energieverbrauch (E_V) des Haushaltes ergibt sich aus der photovoltaisch erzeugten Energie E_{PV} , der vom öffentlichen Netz bezogenen Energie E_- und der in das öffentliche Netz eingespeisten überschüssigen Energie E_+ zu

$$E_V = E_{PV} - E_+ + E_- \quad (2.8)$$

Unter Direktverbrauch E_d wird der im Betreiberhaushalt direkt (d.h. ohne Netzeinspeisung) genutzte Teil der photovoltaisch erzeugten Energie verstanden:

$$E_d = E_{PV} - E_+ \quad (2.9)$$

In Bild 2.18 ist für das Jahr 1996 der monatliche Energieverbrauch von insgesamt 50 Anlagenbetreibern - unterteilt nach der Art der Heizung (Nachtspeicherheizung, Wärmepumpenheizung, konventionelle Heizung) - dargestellt. Während beim Verbrauchern mit konventioneller Heizung in den Wintermonaten etwa doppelt soviel Elektroenergie wie in den Sommermonaten verbraucht wird, beträgt dieser Faktor bei den Haushalten mit Wärmepumpenheizung etwa 3 und bei denjenigen mit Nachtspeicherofenheizung etwa 5. Der Gesamtverbrauch von 37 Normalverbrauchern betrug im Jahre 1996 knapp 6000 kWh, bei den Haushalten mit Wärmepumpenheizung betrug er reichlich 11000 kWh und bei den Haushalten mit Nachtspeicherheizung knapp 17000 kWh. Die Bandbreite lag bei Wärmepumpenheizungen zwischen 8000 kWh und 13000 kWh und bei Nachtspeicherheizungen zwischen 6000 kWh und 32000 kWh.

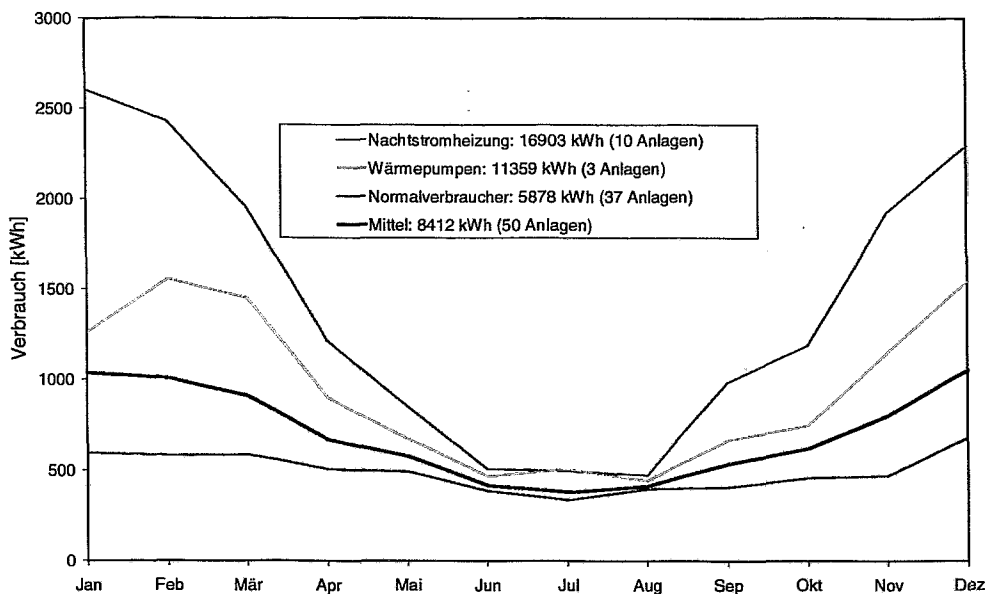


Bild 2.18: Monatlicher Energieverbrauch von 50 PV-Anlagen-Betreibern nach Art der Heizung (1996)

Im Bild 2.19 sind die saisonalen Energieverbräuche von Haushalten mit geringem (und daher eher typischen) Energieverbrauch dargestellt. Auch hier liegt die Winterspitze des Verbrauches etwa um den Faktor 2 über dem Minimum im Sommer. Dies ist ein Zeichen dafür, daß elektrische Zusatzheizungen nicht oder nur sparsam eingesetzt werden. Es ist weiterhin auffallend, daß Haushalte mit geringem Energieverbrauch auch im Sommer deutlich weniger Energie als die Haushalte mit hohem Energieverbrauch benötigten (bis zum Faktor 8). Dies ist sicherlich ein Zeichen dafür, daß bei den „Vielverbrauchern“ mehr elektrische Geräte vorhanden sind, die auch häufiger benutzt werden.

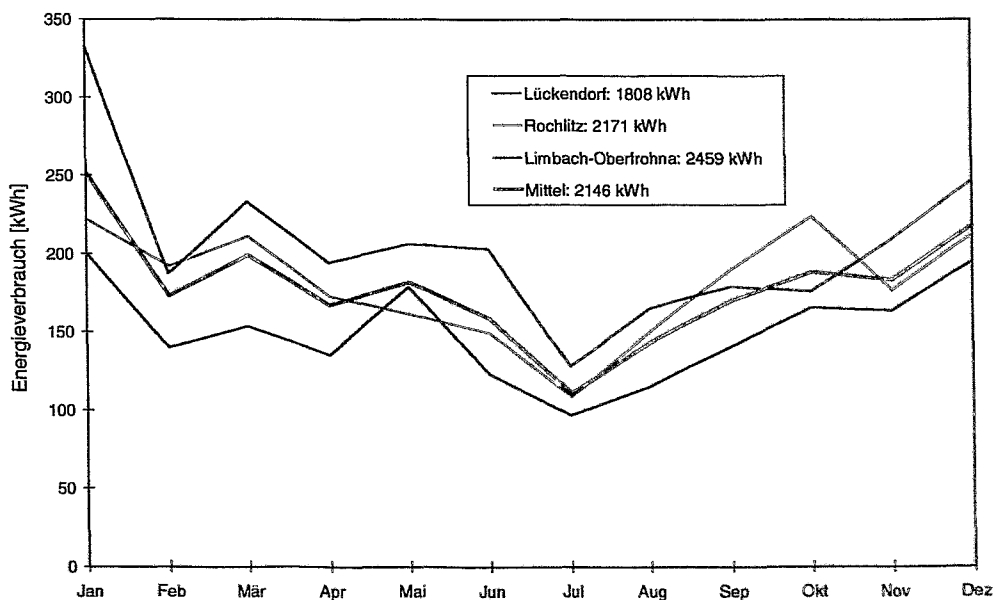


Bild 2.19: Monatlicher Energieverbrauch von „Normalverbrauchern“ (1996)

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß ein bewußtes Energiesparen in den untersuchten Betreiberhaushalten nur in Einzelfällen anzutreffen war. Dies bestätigt frühere Ergebnisse [3].

Der hohe durchschnittliche Energieverbrauch der Betreiberhaushalte wirkt sich entsprechend auf den erreichbaren solaren Deckungsgrad f_s aus. Er ist definiert als Verhältnis der photovoltaisch erzeugten Energie zum Energieverbrauch des Betreibers

$$f_s = \frac{E_{PV}}{E_V} \quad (2.10)$$

und ist im Bild 2.20 für 10 Haushalte mit niedrigem jährlichen Energieverbrauch (Durchschnitt 2770 kWh) im saisonalen Verlauf der Jahre 1994 bis 1997 dargestellt. Die Generatorgröße betrug im Mittel 2,8 kW_p. Wegen des gegenläufigen Verhaltens von erzeugter photovoltaischer Energie und elektrischem Energieverbrauch in den Sommer- und Wintermonaten beträgt der solare Deckungsgrad im Sommer ein Vielfaches im Vergleich zu demjenigen im Winter. Während die Sonneneinstrahlung im Winter generell niedrig ist (geringe Schwankungen in den Monaten November bis März), führt unterschiedlich starke Einstrahlung in den Sommermonaten zu deutlichen Variationen des solaren Deckungsgrades in den einzelnen Jahren. Im Mittel erreicht der solare Deckungsgrad im Monat Juli ein Maximum von etwa 120 %, in den Wintermonaten dagegen lediglich knapp 20 %. Der Jahresdurchschnitt liegt für die im Bild 2.20 dargestellten Haushalte bei etwa 70 %.

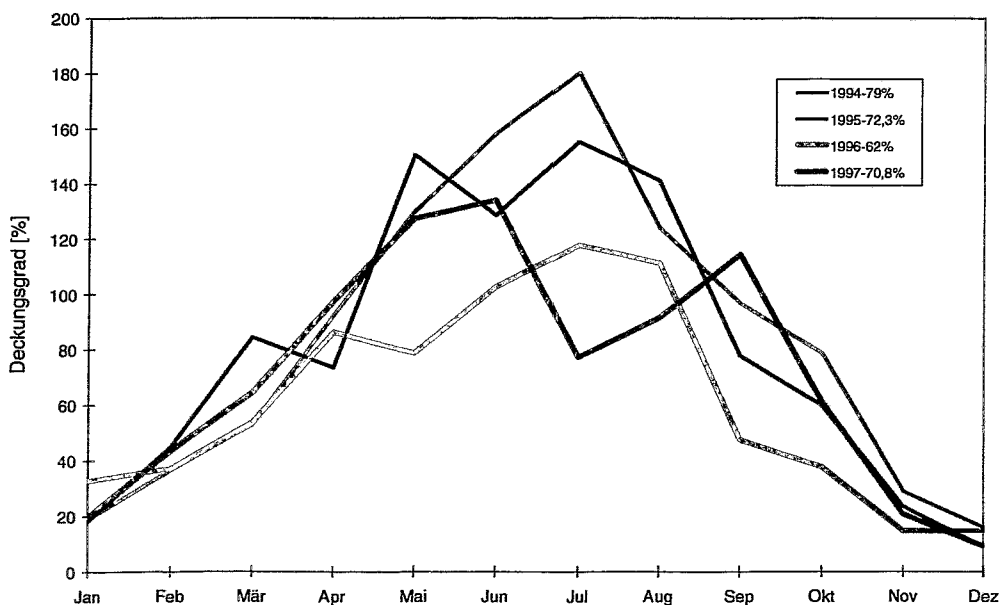


Bild 2.20: Monatlicher solarer Deckungsgrad von 10 sächsischen „Normalhaushalten“ (Durchschnittsverbrauch 2800 kWh/a, Anlage 2,8 kWp)

Der mittlere Deckungsgrad aller untersuchten Anlagen lag bei 40 %. Da er sowohl von der Größe der PV-Anlage als auch vom Energieverbrauch abhängt, zeigt der Deckungsgrad eine große Schwankungsbreite. Sie liegt zwischen 150 % (bei Haushalten mit großen Anlagen und kleinem Energieverbrauch) und weniger als 15 %.

Eine weitere wichtige Größe zur Charakterisierung von Haushalten mit PV-Anlagen ist der Direktnutzungsgrad f_d . Er wird definiert als Verhältnis der direkt genutzten Energie E_d zur gesamten photovoltaisch erzeugten Energie:

$$f_d = \frac{E_d}{E_{PV}} \quad (2.11)$$

Den Direktnutzungsgrad von 28 Anlagen (durchschnittlicher Verbrauch: 6160 kWh, Generatorgröße 3,36 kW_p) im Zeitraum von 1994 bis 1997 zeigt Bild 2.21. Er liegt im Mittel bei 40 %. Der Anteil direkt genutzter Energie ist im Winter wegen des größeren Bedarfs und des geringeren Angebotes größer als im Sommer. Aus der Darstellung des Direktnutzungsgrades im Jahre 1996 in Abhängigkeit von der Anlagengröße (Bild 2.22) ergibt sich, daß mit kleinen Anlagen (unter 1,5 kW Spitzenleistung) ein deutlich höherer Eigennutzungsgrad (53 %) erreichbar ist als mit größeren Anlagen mit 2,5 kW bis 5,0 kW Spitzenleistung (39 %).

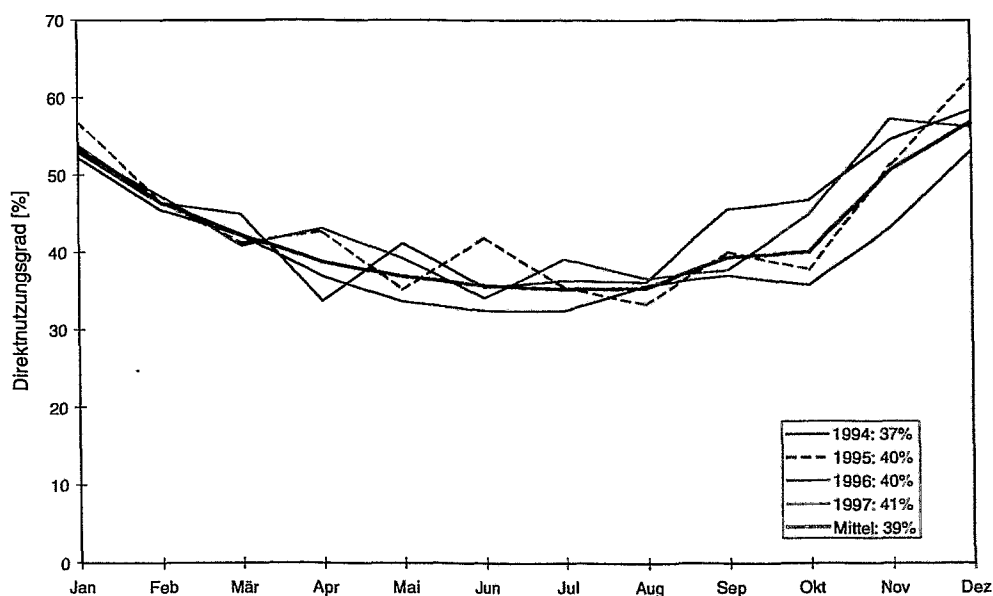


Bild 2.21: Direktnutzungsgrad in 28 Haushalten 1994-1997 (Durchschnittsverbrauch 6160 kWh/a, Anlagengröße, 3,8 kWp)

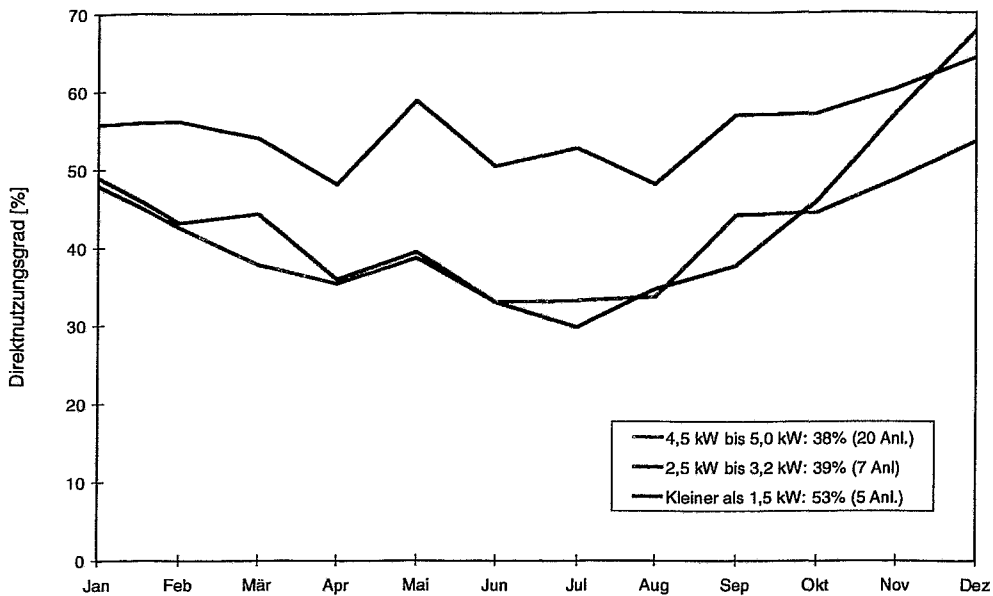


Bild 2.22: Direktnutzungsgrad in Abhängigkeit von der PV-Anlagen-Leistung (1996)

Zur Verdeutlichung der Zusammenhänge ist die Einführung des normierten Energieverbrauches sinnvoll. Unter normiertem Energieverbrauch eines Betreiberhaushaltes (E_{NV}) versteht man das Verhältnis des Energieverbrauches (E_V) zur STC-Generatorleistung der Anlage:

$$E_{NV} = \frac{E_V}{P_G} \quad (2.12)$$

Bild 2.23 zeigt den Direktnutzungsgrad als Funktion des normierten Verbrauchs von 28 Haushalten in den Jahren 1994 bis 1997. Die eingezeichnete Trendgerade weist über einen relativ breiten Bereich einen linear steigenden Verlauf auf, d.h. einem höheren normierten Verbrauch entspricht ein höherer Eigennutzungsgrad. Die maximal erreichten Direktnutzungsgrade liegen bei 70 %, sie werden auch bei normierten Energieverbräuchen von über 2000 kWh/kW_p nicht wesentlich überschritten. Der mittlere Direktnutzungsgrad liegt durchschnittlich bei etwa 44 %. Er variiert naturgemäß nicht nur infolge wechselnder Einstrahlungsbedingungen, sondern auch auf Grund sich ändernder Verbrauchergewohnheiten der einzelnen Haushalte. So weist der Haushalt der Anlage in Zettlitz in den Jahren 1995 und 1996 dicht beieinanderliegende Werte des normierten Verbrauchs (etwa 4700 kWh/kW_p und etwa 65 % Eigennutzungsgrad) auf, in den Jahren 1994 (2993 kWh/kW_p und 61 %) und 1997 (1184 kWh/kW_p und 42 %) lagen diese Werte deutlich darunter.

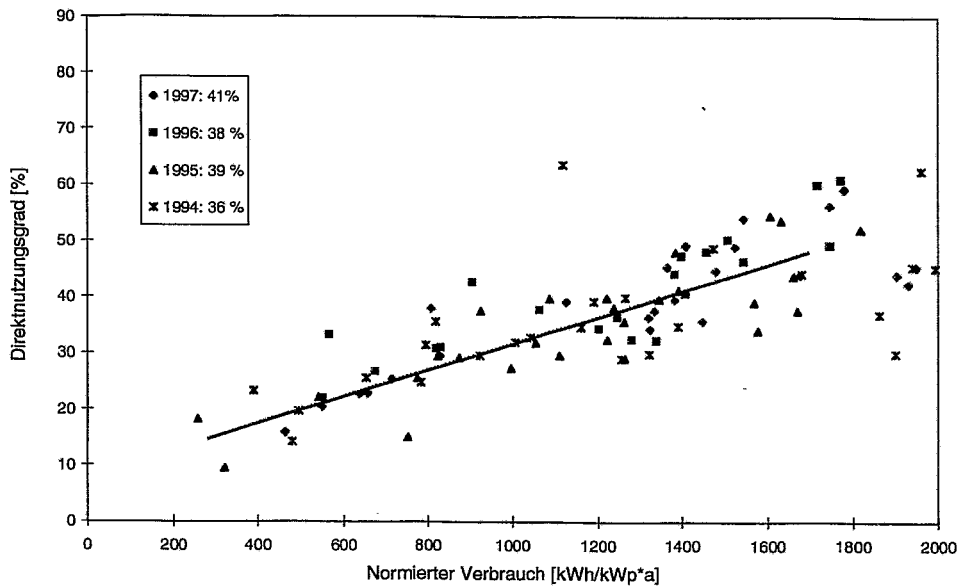


Bild 2.23: Direktnutzungsgrad als Funktion des normierten (d. h. auf die Anlagengröße bezogenen) Energieverbrauchs (1994-1997)

Der in Bild 2.24 dargestellte Zusammenhang zwischen Direktnutzungsgrad und Deckungsgrad in den Jahren 1994 bis 1997 lässt sich wie bereits früher gezeigt [3] ebenfalls durch eine Trendlinie approximieren. Die Abhängigkeit folgt der Gleichung

$$f_d = \frac{a}{f_s} + b \quad (2.13)$$

mit $a=0,12$ und $b=0,15$ in recht guter Übereinstimmung mit früheren Angaben.

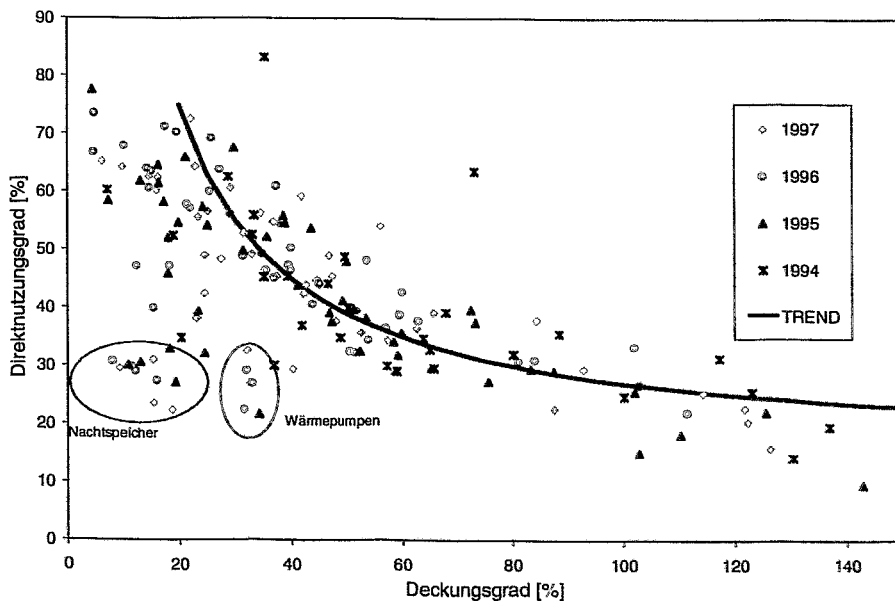


Bild 2.24: Abhängigkeit vom Direktnutzungsgrad und solarem Deckungsgrad

Danach ist ein hoher Direktnutzungsgrad in der Regel mit einem niedrigen Deckungsgrad verbunden. Deutliche Abweichungen von der Trendlinie ergeben sich naturgemäß bei Haushalten mit Wärmepumpen bzw. Nachtspeicherheizungen (siehe Bild 2.24). In beiden Fällen ist der zusätzlich auftretende Energiebedarf nicht mit der solaren Einstrahlung korreliert und führt insofern nicht zu einer Erhöhung des Direktnutzungsgrades.

Ein originäres Ziel des 1000-Dächer-Photovoltaik-Programms war die Untersuchung, inwieweit durch Änderungen des Verbraucherverhaltens eine Anpassung des Energieverbrauches an den Rhythmus der solaren Stromerzeugung erreicht werden kann. Im Bild 2.25 ist für 14 Anlagen der Zusammenhang zwischen der Direktnutzung und dem solaren Deckungsgrad im Verlauf von 5 beobachteten Jahren dargestellt. Zwei Haushalte fallen zunächst durch signifikante Änderungen des Deckungsgrades auf (Audenhain und Tirpersdorf). Wegen der stabilen solaren Erträge (vgl. Bild 2.10) wird diese Änderung nur durch Änderungen des Energieverbrauches verursacht (Elektroheizung). Bei den meisten anderen Anlagen ändern sich Deckungsgrad und Direktnutzung nur wenig. Insbesondere im Bereich von Deckungsgraden > 50 % bestätigen die Haushalte die aus Bild 2.24 abgeleitete Trendlinie. Lediglich bei drei Haushalten (Horka I, Neustadt und Pfaffengrün) wurde bei nahezu konstanten (und geringen) Deckungsgraden ein Ansteigen des Direktnutzungsgrades im Untersuchungszeitraum um 10 bis 20 % festgestellt. Dies deutet auf eine bewußte Nutzung des solar erzeugten Stromes hin.

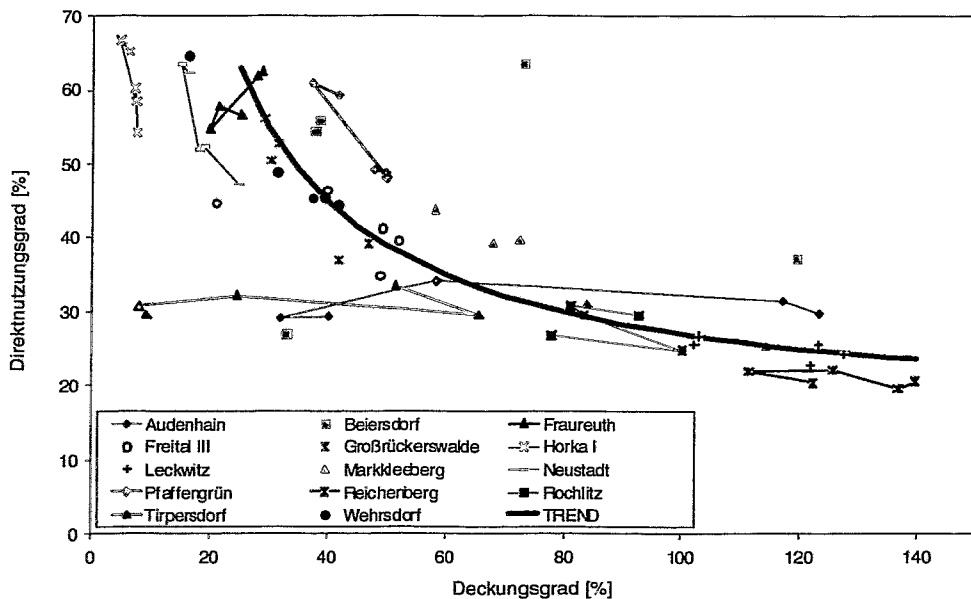


Bild 2.25: Verlauf von Direktnutzungsgrad und solarem Deckungsgrad von 14 Anlagen in den Jahren 1994-1997)

Insgesamt kann eingeschätzt werden, daß bewußte Umschichtungen bzw. Reduzierungen im Energieverbrauch der Haushalte im allgemeinen nicht nachgewiesen werden konnten. Lediglich der Einsatz von Wärmepumpen in einigen Fällen zeugt von genereller Akzeptanz neuer Energieerzeugungssysteme. Der auffallend starke Einsatz von Nachtspeicherheizungen ist möglicherweise auf die damit verbundenen besonderen Tarife zurückzuführen.

2.5 Optimale Größe einer PV-Anlage und aktuelle Kostenbilanz

Die Errichtung von netzgekoppelten PV-Anlagen im 1000-Dächer-Programm war u.a. darauf gerichtet, durch ausschließliche Nutzung von vorhandenen (Dach-) Flächen relevante Beiträge zur Energieversorgung von Haushalten in Ein- und Zwei-Familienhäusern zu liefern. Durch die vorgegebenen Anlagengröße zwischen 1 und 5 kW_p liegt nach Abschnitt 2.3 der mögliche jährliche Energieertrag zwischen 800 und 3200 kWh. Wird der durchschnittliche jährliche Energieverbrauch in den genannten Häusern mit 4000 kWh angenommen [20], so sind -im Mittel- solare Deckungsgrade zwischen 20 und 80 % erreichbar. Energiebewußt handelnde Haushalte können auch innerhalb der vorgegebenen Grenzen Deckungsgrade von 100 % erreichen.

Ein größerer Deckungsgrad führt allerdings wegen des damit verbundenen sinkenden Direktverbrauchs unter den Bedingungen des Stromeinspeisungsgesetzes [22] zu zunehmenden finanziellen Belastungen, die letztlich aus der Differenz der Kosten zwischen dem in das öffentliche Netz eingespeisten Strom und dem von dort bezogenen Strom herrühren. Deckungsgrade von mehr als 100 % sind deshalb nicht sinnvoll, Deckungsgrade unter 40 % sind andererseits energetisch wenig relevant. Der durch beide Zahlen definierte Bereich bestimmt unter diesen Gesichtspunkten eine "optimale" Anlagengröße.

Ohne Berücksichtigung von anfallenden Wartungskosten, jedoch mit Berücksichtigung der Förderung ergaben sich für die im 1000-Dächer-Programm errichteten Anlagen bei einer annuitätischen Wirtschaftlichkeitsabschätzung Stromgestehungskosten von etwa 0,70 DM/kWh [3]. Bei der -für private Haushalte eher typischen- zinslosen Abschreibung ergeben sich immerhin noch Kosten von 0,33 DM/kWh.

Auf der Basis des letztgenannten Wertes kann für einen sparsamen Haushalt (Energieverbrauch 3000 kWh/a) eine Kostenbilanz vorgenommen werden. Für einen angenommenen Deckungsgrad von 50 % ist eine Anlage mit einer Leistung von 2 kW_p erforderlich, die Abschreibung des Eigenanteils liegt bei einer 30-jährigen Nutzung bei 500 DM/a. Entsprechend Bild 2.24 werden 40 % (etwa 600 kWh) des photovoltaisch erzeugten Stromes selbst verbraucht, sie ersparen dem Betreiber den Bezug der entsprechenden Energie vom EVU zu Kosten von etwa 0,25 DM/kWh. Insgesamt spart der Betreiber dadurch 150 DM/a. Die restlichen 60 % (etwa 900 kWh) des erzeugten Stromes werden zu einem Preis von 0,17 DM/kWh an das EVU geliefert. Die Einnahmen daraus betragen 153 DM/a. Die Summe der Einnahmen liegt damit um etwa 200 DM/a unter den Abschreibungen, der Betreiber macht unter diesen Bedingungen Verluste. Wird im gleichen Haushalt eine doppelt so große Anlage (für einen Deckungsgrad von 100 %) installiert, so erhöhen sich die jährlichen Verluste sogar auf etwa 430 DM.

Die Zahlen verdeutlichen, wie weit die Photovoltaik -selbst unter Berücksichtigung der zwischenzeitlich deutlich reduzierten Kosten- derzeit noch von einer wirtschaftlichen Nutzung entfernt ist.

3. Ergebnisse der technischen Inspektionen

3.1 Inspektionsprogramm

Das Ziel der technischen Inspektionen war die Erfassung und Begutachtung des sich mit zunehmender Betriebszeit verändernden Anlagenzustandes. Die gemäß der VDEW-Richtlinie alle 3 Jahre durchzuführende Überprüfung der Überwachungsvorrichtungen für die Netzeinspeisung [23] kann dabei gleichzeitig erfolgen. Überprüfungen sind auch wegen der Montage der Hauptkomponente -dem PV-Generator einschließlich Verkabelung- im Freien ratsam, um die angestrebte Lebensdauer von 30 Jahren zu sichern. Das Prüfungsprogramm beruhte auf Vorgaben des TÜV Rheinland, Köln, und wurde in vergleichbarer Weise durch die Firma IST Augsburg und den TÜV an weiteren Anlagen des 1000-Dächer-Programms durchgeführt [24,25].

Bei den Prüfungen wurden im Einzelnen folgende Untersuchungen vorgenommen:

- Messung der Netzspannungen,
- Bestimmung der Abschalt- und Wiedereinschaltspannungen der 3 Phasen am Wechselrichter mittels Regeltrafo,
- wenn möglich : Prüfung der Isolationsüberwachung am Wechselrichter,
- Bewertung des Netzzinnenwiderstandes durch kurzzeitige Lastzuschaltung,
- Prüfung der Funktion des AC-Trennschalters, Typbestimmung,
- Querschnitt ,Typ und Länge des eingesetzten AC-Kabels,
- Typen und technische Daten der Energiezähler für Erzeugung, Rückspeisung und Bezug,
- Kontrolle der Stromform der einspeisenden Phase auf Oberwellengehalt,
- Typ, Funktionsweise, Anbringung und Daten des Gleichstromhauptschalters,
- Typ, Daten, Verlegeweise und Länge der Gleichstromhauptleitung,
- Gleichstromabzweigkasten, Typ und Eignung (Erd-und Kurzschlußsicherheit), einschließlich:
 - Typen und Daten von Strangsicherungen und Halterungen,
 - Messung des Spannungsabfalles über diesen Sicherungen,
 - Nach Entfernung der Sicherungen: Messung von Strang-Leerlaufspannung und -Kurzschlußstrom,
 - Typ und Daten von Überspannungsableitern,
 - Kontrolle der Erdverbindung der Überspannungsableiter,
 - Typ und Daten von Strangdioden,
 - Messung der Diodenflußspannungen sowie der Strang-MPP-Ströme,
 - Kontrolle der Festigkeit aller elektrischen Klemmverbindungen,
- Nach Entfernung der elektrischen Anschlüsse der Überspannungsableiter : Messung der Isolation des PV-Generators gegen Erde
- Typ und Anbringung der Modulkabel
- PV-Generator :
 - Zugänglichkeit,
 - Montagesystem des Untergestells, Typ und Abmessungen der eingesetzten Profilträger,
 - Anzahl, Material und Form der Ständer sowie Anbringung an der Dachkonstruktion,

- Sichtprüfung der PV-Module auf Defekte, Verfärbung, Verschmutzung,
 - wenn erreichbar : Öffnung der Modulanschlußboxen und Kontrolle der Kabelanschlüsse, evtl. Wassereintrich,
 - Blitzschutzanschluß am Montagegestell, Querschnitt und Erdanschluß des Ableiters,
- Kontrolle der durchgängigen Verbindung des Potential-Ausgleich-Systems sowie seiner Erdverbindung,
 - Prüfung der beim Betreiber vorhandenen Anlagenunterlagen,
 - Aufnahme der Kennlinien mit dem PV-Anlagenanalysator,
 - Gegebenenfalls Anfertigen einer Panoramaaufnahme im Blickwinkel des PV-Generators mit einer Panoramakamera (Öffnungs-Winkel:140°) zur Beurteilung von Abschattungen.

Eine Zusammenfassung aller Ergebnisse der durchgeführten Anlageninspektionen ist in [26] enthalten. Hier sind die wichtigsten in Sachsen erhaltenen Ergebnisse zusammengefaßt.

3.2 Sicherheitsrelevante Ergebnisse

Netzabschaltung

In den VDEW-Richtlinien [23] ist für netzgekoppelte PV-Anlagen ein Einstellbereich für den Spannungsrückgangsschutz (Unterspannungsabschaltung) von $1,0 U_N$ bis $0,7 U_N$, und für den Spannungssteigerungsschutz (Überspannungsabschaltung) von $1,0 U_N$ bis $1,15 U_N$ vorgeschrieben.

Die Ergebnisse der durchgeführten Netzabschaltprüfungen sind in den Bildern 3.1 und 3.2 dargestellt.

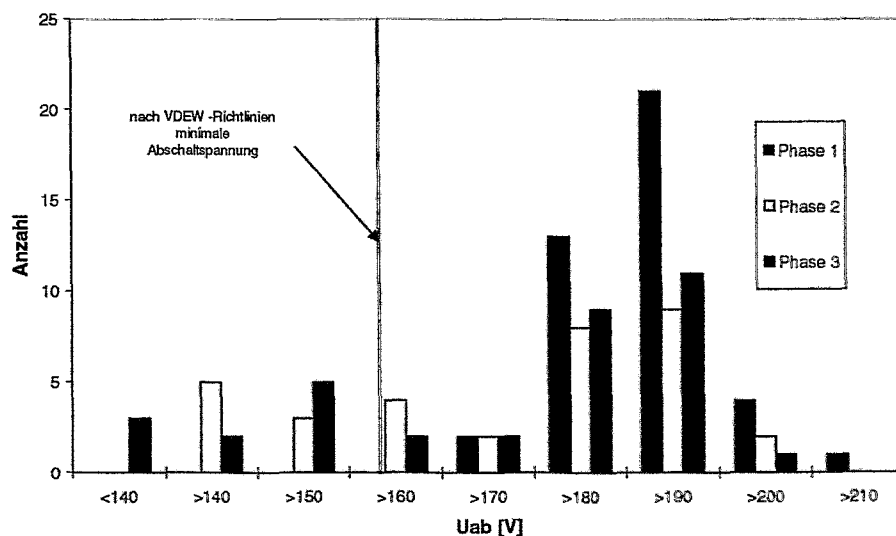


Bild 3.1: Prüfung der Unterspannungsabschaltung

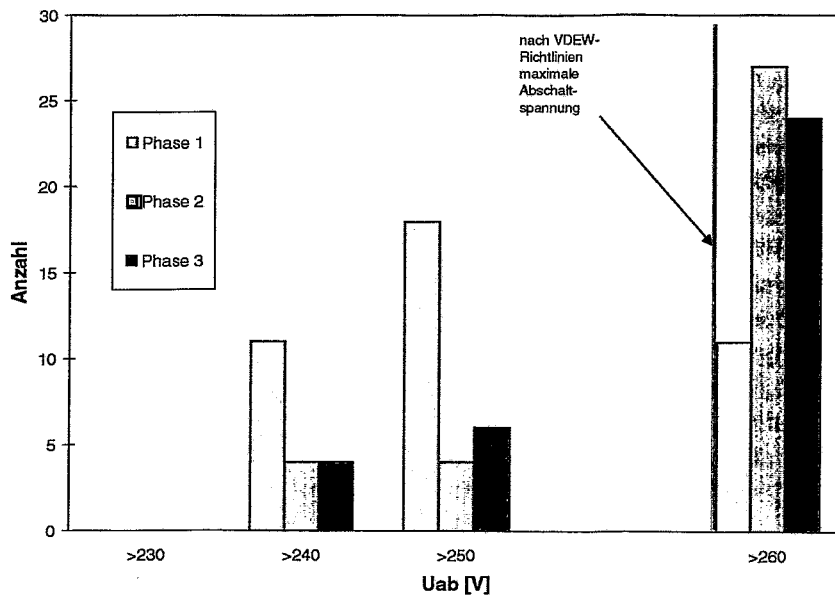


Bild 3.2: Prüfung der Überspannungsabschaltung

Die Unterspannungsabschaltung gewährleistet die Sicherheit bei Reparaturen am EVU-Netz, während die Überspannungsabschaltung den Wechselrichter der PV-Anlage schützt. Die Mehrzahl der Anlagen schaltet bei Unterspannungen bereits zwischen 180 V und 200 V ab. Dadurch kann es in Einzelfällen (Netzausläufer) zu Energieverlusten der PV-Anlagen kommen. Zusätzlich zur Korrektur der im Bild 3.1 sichtbaren unzulässigen Werte unter 160 V sollten deshalb fast alle Geräte neu eingestellt werden. Für die zur Einspeisung genutzte Phase bei einphasig einspeisenden Geräten wurden Unterspannungsabschaltwerte von < 160 V nicht festgestellt.

Die Messung der Überspannungsabschaltungen konnte aus technischen Gründen nur bis zur geforderten Abschaltspannung von 260 V vorgenommen werden, die meisten Anlagen schalteten allerdings bei dieser Spannung noch nicht ab (siehe Bild 3.2). Zu niedrig eingestellte Überspannungsabschaltung führte bei einigen Anlagen zur Abschaltung bei hohen Bestrahlungsstärken. Infolge zu hoher Netzimpedanz führt hier die Einspeisung durch den Wechselrichter selbst zu einer unzulässigen Netzspannungserhöhung. Auch bei der Einstellung der Überspannungsabschaltsschwellen sollte deshalb im Interesse einer maximalen Energieerzeugung der zulässige Spannungswert weitgehend ausgeschöpft werden.

Auf mögliche Besonderheiten bei der Netzspannungsüberwachung bei (veralteten) IT-Netzen war bereits früher hingewiesen worden [27]. Die Qualität der in das Netz eingespeisten Ströme wird durch die Wechselrichter bestimmt und ist im Abschnitt 6 ausführlich dargestellt.

Im Zusammenhang mit der AC-Prüfung des Wechselrichters wurden allgemeine Daten des Netzes überprüft. Dazu gehören die Werte der Netzspannungen, die AC-seitigen Abschaltvorrichtungen und die Leitungsquerschnitte. Wichtig für das Verhalten des Wechselrichters ist die Netzimpedanz. Da ein entsprechendes Meßgerät für die komplexe Größe der Netzimpedanz nicht zur Verfügung stand, wurde der Netzzinnenwiderstand R_i aus dem

Spannungsabfall bei Zuschalten einer 1-kW Last näherungsweise bestimmt. Zur Beurteilung des Verhaltens der Wechselrichter am Netz erscheint dieses Verfahren als ausreichend. In der Tabelle 3.1 ist die Häufigkeitsverteilung der entsprechenden Meßwerte eingetragen. Die Werte für jede der 3 Phasen in einer Anlage unterschieden sich nur sehr wenig.

Tabelle 3.1: Netzzinnenwiderstände (in Ohm)

R_i	<0,2	0,2...0,4	0,4...0,6	0,6...0,8	0,8...1	>1
Anzahl	6	16	14	5	5	1

Zur Lasttrennung des Wechselrichters wurden in 35 Anlagen Leitungsschutzschalter und in 9 Anlagen Schmelzsicherungen eingesetzt. In 4 Anlagen gibt es keine einfache Abschaltmöglichkeit des Wechselrichters vom Netz. In diesen Fällen ist nur über die Gebäudehauptschalter eine Trennung möglich.

Die Prüfung von Querschnitt und Verlegung der AC-Kabel ergab keine Beanstandungen.

Isolation

Die Isolation des PV-Generators muß wegen möglicher gefährlicher Spannungen bzw. Brandgefahr dauerhaft gewährleistet sein. Deshalb ist eine ständige Überwachung durch den Wechselrichter erforderlich, die gegebenenfalls zu einer Anzeige bzw. zu seiner selbsttätigen Abschaltung führt.

Isolationsfehler im DC-Kreis können zudem bei nicht galvanisch getrennten DC- und AC-Kreis zu gefährlichen Kriechströmen vom Netz führen. Bis auf einige wenige Hersteller (z.B. Solar Konzept) sind die DC-Eingänge jedoch galvanisch vom Netz getrennt.

Tabelle 3.2: Isolationswiderstände des PV-Generators (in MOhm)

R_i	< 1	<10	<50	<100	<200	> 200
Anzahl	1	3	5	10	1	25

In der Tabelle 3.2 sind die gemessenen Werte des Isolationswiderstandes R_i (trocken) dargestellt. Die Messungen erfolgten bei 500 V und waren bis 200 MOhm möglich. Mehr als 70% der Generatoren weist eine Isolation > 100 MOhm auf. Bei einer Anlage war ein Strang auf 400 kOhm abgesunken, während der Rest bei ca. 10 MOhm lag. Wegen der hohen anliegenden Spannung und teilweise schlecht erreichbarer Anschlußklemmen in den unterschiedlichen Wechselrichtern sowie der mitunter unklaren Fehlermeldung (z.B. Siemens-Wechselrichter mit Generator-Mittelpunktserdung) wurde von der Überprüfung der Funktion der Isolationsüberwachungen abgesehen.

Erdung

Zur Ableitung gefährlicher Spannungen muß sowohl das PV-Generatorgestell als auch der Wechselrichter am Potential-Ausgleich-System (PAS) geerdet sein. Alle Anlagen wurden auf den vorschriftsmäßigen Anschluß der Erdleitungen überprüft (Sichtprüfung). Eine Messung des Erdwiderstandes konnte wegen fehlender Meßtechnik nicht vorgenommen werden. Bei 28 Anlagen wurde als Blitzschutzender ein Staberder verwendet, dessen Funktion im Ernstfall zweifelhaft ist (zu flach oder zu trockene Erde). Die Erdung der Überspannungsableiter im Abzweigkasten war in allen Fällen ordnungsgemäß am PAS mit ausreichendem Querschnitt angeschlossen.

Gleichstromkreis

Die vor dem Wechselrichter geforderten Gleichstromtrennschalter ermöglichen das gefahrlose Arbeiten am Wechselrichter. Sie müssen den Stromfluß auch bei maximaler Leistung sicher unterbrechen. Dieser Aufgabe waren 8 Schalter nicht oder nur teilweise gewachsen. Die Auswahl und Verlegung der Gleichstromhaupleitung war bei allen Anlagen ohne Beanstandung. Die Gleichstromabzweigkästen führen die Strangkabel zusammen und enthalten neben den Strangdioden und -sicherungen auch die Überspannungsableiter gegen PAS. Den Anforderungen an Erd- und Kurzschlußsicherheit genügten 2 Abzweigkästen nicht und bei 18 Anlagen wurden behebbare Mängel beanstandet. Eine mangelhafte Verdrahtung ist als Beispiel im Bild 3.3 gezeigt.

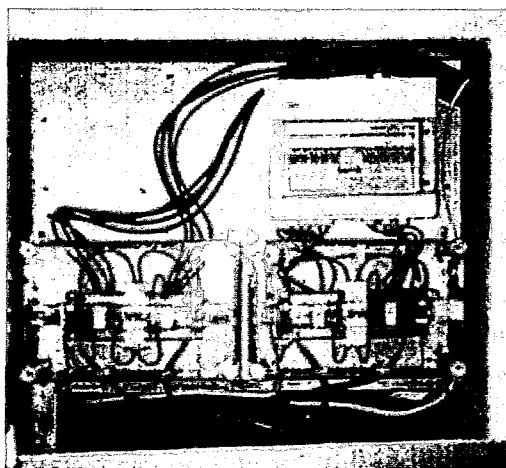


Bild 3.3: Mangelhafte Verdrahtung eines PV-Abzweigkastens

Aufständigung des PV-Generators

Bei Aufdachmontagen kommt dem Tragegestell sowohl die Tragfunktion als auch die elektrische Erdungsverbindung zu. Auftretende Korrosion wird durch falsche Materialauswahl verursacht (Bild 3.4). In einem Fall wurden Messingschrauben am verzinkten Gestell verwendet, die nach kurzer Zeit praktisch zerfielen und somit eine große Gefährdung darstellen. Hier mußten alle Schrauben komplett ausgetauscht werden. Die Aufständigung aller inspizierten Anlagen war fest und gut verankert. Klagen über undichte Dächer lagen -

auch bei dachintegrierten Anlagen- nicht vor. Rostfreie Schrauben einschließlich Unterlegscheiben und Muttern stellen zusammen mit Aluminium-Trägern eine optimale Kombination dar. Die Erdung erfolgt bei 21 Anlagen mit Alu-Kabel (25-50 mm²), bei 18 Anlagen mit Kupfer-Kabel (10-50 mm²) und bei 6 Anlagen mit Stahl-Draht (50 mm²).

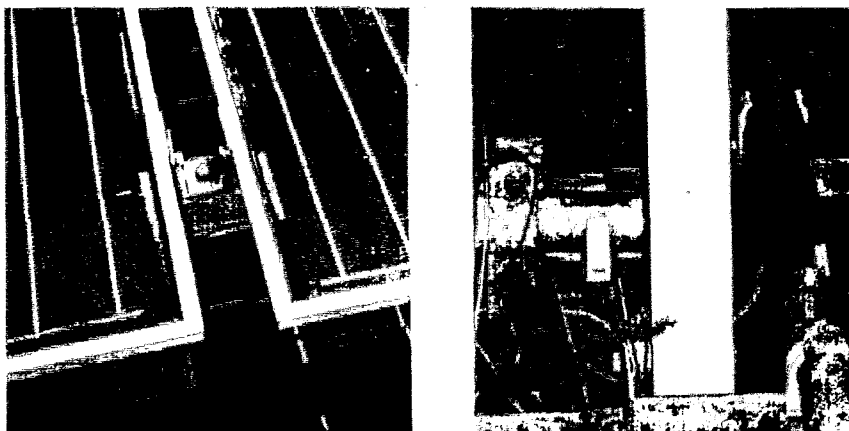


Bild 3.4: Korrosionserscheinungen am PV-Generatorgestell

3.3 Ertragsrelevante Ergebnisse

Die im Zusammenhang mit der Wechselrichter-Wirkungsgrad-Prüfung erhaltenen Ergebnisse sind im Abschnitt 6 dargestellt. Im Folgenden werden nur die Verluste innerhalb der DC-Kreise betrachtet.

Innerhalb der Abzweigkästen stellten sich als mögliche Verlustquellen die Strangsicherungen und -dioden heraus. An allen Anlagen wurden die Spannungsabfälle über den Strangsicherungen im "unberührten" Zustand gemessen. Der höchste gefundene Spannungsabfall betrug 0,3 V, das entspricht einer Leistung von 1W bei voller Einstrahlung. Die stetige Drift des Kontaktwiderstandes zwischen Sicherungen und Sicherungshaltern führt nach einiger Zeit zum Verschmoren der Sicherungshalter. Werden solche Sicherungen im Halter mechanisch verschoben oder bewegt so stellt sich wieder der normale Spannungsabfall von ca. 20 mV ein.

Noch größere Verluste konnten an den Dioden beobachtet werden. Jede Diode wird immer mit ca. 2 W belastet. Bei fehlender Kühlung können deshalb Isolierschläuche und Anschlußklemmen verkohlen (Bild 3.5). Alle Verluste im Abzweigkasten führen zu einer deutlichen Aufheizung gegenüber der häufig an sich schon warmen Umgebung (Bodenräume).

Die Verbindung vom Abzweigkasten zum PV-Generator wird über die Strangleitungen (Modulkabel) vorgenommen. Diese sind in allen Fällen ordnungsgemäß über Kabelkanäle oder Rohre durch die Dachhaut an die Module geführt. Außerhalb der Dachhaut sind die Kabel häufig mit Schellen am Gestell befestigt. Einige der eingesetzten Kabelschellen waren ungeeignet (nicht UV-beständig) und waren deshalb bereits nach wenigen Monaten unbrauchbar.

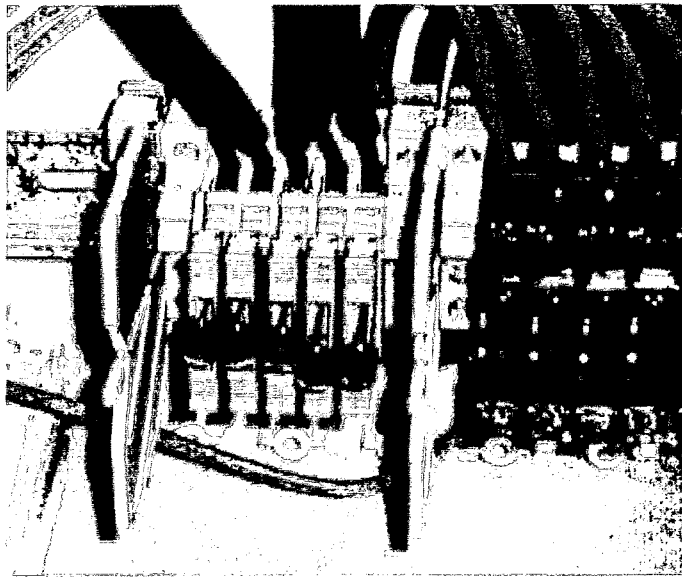


Bild 3.5: Überhitzungserscheinungen an der Diodenhalterung

Eine Sichtkontrolle der Module konnte in den meisten Fällen nur von oben erfolgen. Dabei wurden in mehreren Fällen (3 x NUKEM, 2 x DASA) die im Bild 3.6 dargestellten Verfärbungen beobachtet. Eine andere optisch sichtbare Anomalität ist im Bild 3.7 zu sehen (Kohäsionsbruch im Gießharz, NUKEM-Module). Eine direkt mit den optischen Veränderungen verbundene Leistungsminderung der Generatoren wurde nicht beobachtet. Defekte Module mit irreparablen Schäden wurden erstmals bei einem DASA-Modultyp 1997 beobachtet (Bild 3.8). Durch defekte Verbindungsleitungen zwischen den Solarzellen eines Moduls entstehen heiße Stellen, die in kürzester Zeit die Zelle und die Strombahnen zerstören. In der betroffenen Anlage (Module DASA PQ 49/50) traten diese Schäden an mehreren Modulen und zwar stets auf der rechten Modulseite kurz nacheinander auf. In diesem Fall muß der gesamte Generator ausgewechselt werden. Auch bei dem neueren Modultyp des gleichen Herstellers (MQ 36) wurde der gleiche Fehler beobachtet (Anlage Göda).

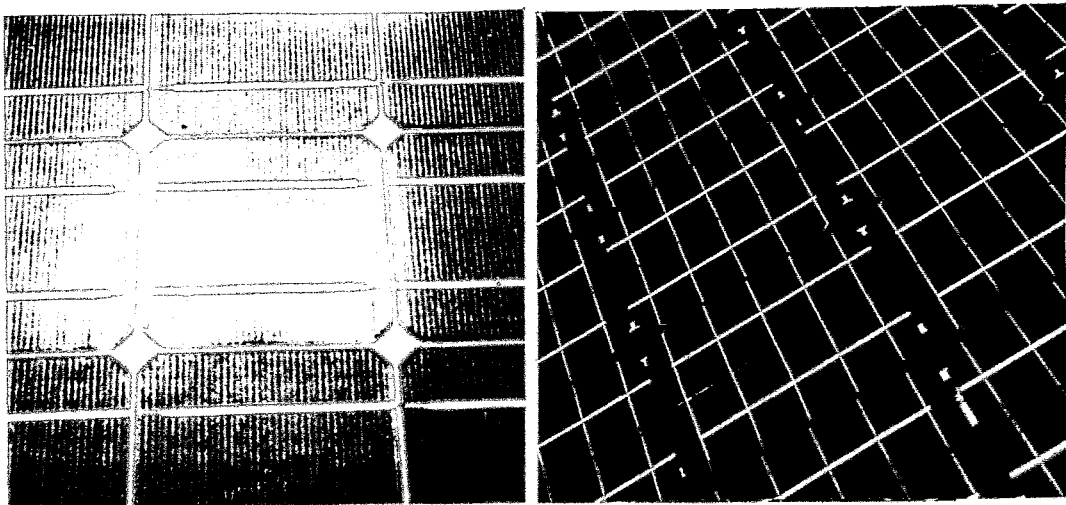


Bild 3.6: Verfärbungserscheinungen an Modulzellen

Im Bild 3.7 ist außerdem ein defekter Anschlußstecker der Solardachziegel (Newtec) abgebildet, der bei diesem Modultyp ebenfalls wiederholt auftrat. Nach Aussage des Herstellers ist dieser Fehler zwischenzeitlich behoben.

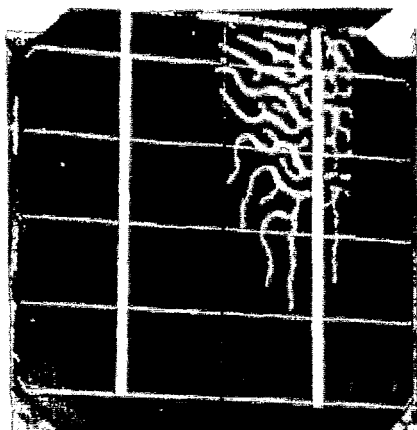
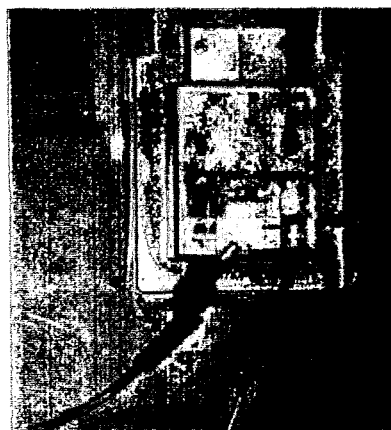


Bild 3.7: Kohäsionsbruch



Verschmorter Modul-Verbindungsstecker

Nach einer Betriebszeit von einigen Jahren wurde bei fast allen Modulen mit Metallrahmen an den Unterkanten Schmutz und organische Ablagerungen (Algen, Moos) gefunden. Leistungsverluste waren damit jedoch nicht verbunden.

Strangausfälle haben gravierende Auswirkungen auf den Ertrag von PV-Anlagen. Messungen zeigten, daß die Messung von Kurzschlußstrom und Leerlaufspannung nicht in allen Fällen zur Ermittlung defekter Stränge ausreichten. Insbesondere die Existenz der im Bild 3.8 gezeigten defekten Module konnten nur durch Messung der Strang-MPP-Ströme ermittelt werden.

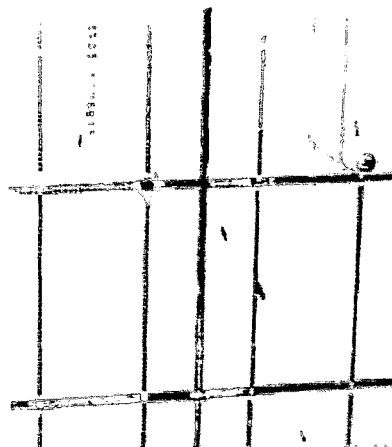


Bild 3.8: Defekte Zellenverbindungen (Vorder- und Rückseite)

Dazu wird der Strom über der Strangdiode gemessen -diese also kurzgeschlossen- während der Wechselrichter im MPP arbeitet. Da lediglich die Diodendurchlaßspannung von ca. 1 V im Messstrang entfällt, wird -ohne die Arbeitsweise der Anlage zu stören- so die Strangmessung auf einfache Art vorgenommen.

Von 35 nach dieser Methode durchgeführten Messungen wurde bei 7 Anlagen eine Differenz bis zu 5 % zwischen dem minimalen und dem maximalen Strangstrom gefunden. Bei 13 Anlagen lag die Differenz zwischen 5 und 10 %, und bei 9 Anlagen zwischen 10 und 30 %. An weiteren 5 Anlagen lagen die Abweichungen bei Werten von über 30 %, hier waren defekte Module verantwortlich. Wegen der manuellen Durchführung dieser Messungen kann ein Einfluß durch die sich möglicherweise ändernde Bestrahlungsstärke während der Messung nicht ausgeschlossen werden.

An zwei auf Flachdächern aufgeständerten Anlagen konnte durch Öffnen eine Kontrolle der Modulanschlußdosen erfolgen. In zwei Dosen wurde Wasser gefunden, ohne daß optisch eine Eindringstelle zu erkennen war.

An einer dieser Anlagen (Modul MQ 36) wurden bei praktisch konstanter Bestrahlungsstärke alle einzelnen Modulspannungen im MPP-Betrieb des Generators gemessen. Solche Messungen ermöglichen die Beurteilung auftretender mismatch-Effekte in PV-Generatoren. Das Ergebnis ist in der Tabelle 3.3 eingetragen.

Tabelle 3.3: Mismatch-Modulspannungen in Volt

Strang	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4	Strangstrom /A	Strang	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4	Strangstrom /A
1	17,3	18	17,9	18,4	1,6	2	17,4	17,6	18,1	17,9	1,6
3	17,1	17,6	16,9	17,1	1,7	4	17,6	17,4	16,9	17,3	1,7
5	16,9	16,8	17,2	16	1,78	6	15,7	15,3	17,6	16,4	1,78
7	8,6	18,9	19,2	18,9	1,3	8	16,3	16,5	17,2	17,1	1,8

Trotz leichter Veränderungen der Bestrahlungsstärke (ca. 850 W/m²), die die MPP-Generatorspannung während der Messungen leicht verschiebt, sind deutliche Abweichungen der Modulspannungen untereinander erkennbar. Das defekte Modul 1 im Strang 7 verursacht offensichtlich den um 25% geringeren Strangstrom. Die restlichen 3 Module müssen weit außerhalb ihres MPP arbeiten, weil dem Strang durch die Parallelschaltung aller Stränge am Wechselrichtereingang die MPP-Spannung "aufgezwungen" wird. Innerhalb der anderen Stränge sind Abweichungen bis zu 1 V vorhanden, im Strang 6 sogar ca. 2 V. Bei größerer Modulzahl je Strang würden sich diese Effekte noch deutlicher zeigen.

Eine Sichtprüfung des defekten Moduls 1 ergab keinerlei Befund. Dennoch zeigen die Messungen, daß die rechte Hälfte des Moduls infolge Unterbrechung der Strombahn nicht mehr zur Energieerzeugung beitrug. Sie wurde durch die in der Modulanschlußdose enthaltene Diode kurzgeschlossen. Dadurch wird zwar der Totalausfall des Stranges verhindert, zugleich aber die Fehlererkennung erschwert.

Einstrahlungsverhältnisse

Zur Beurteilung der Einstrahlungsverhältnisse am Standort der Anlagen wurde mit einer Panoramakamera (Öffnungswinkel :140°) das "Sichtfeld" des PV-Generators aufgenommen. Der Standort der Kamera wurde entsprechend den jeweiligen örtlichen Bedingungen, meist oberhalb bzw. unterhalb des Generators, gewählt. Nur in Ausnahmefällen konnte vom Zentrum des Generators fotografiert werden. Die Horizontlinie befindet sich auf den Bildern stets in halber Bildhöhe, die Bildmitte entspricht der azimutalen Ausrichtung des Generators. In den Bildern B1-B4 sind entsprechende Aufnahmen von 4 Anlagen gezeigt. Im Bild B1 "sieht" der nach Südwesten orientierte Generator einen weitgehend freien Himmel. Die insbesondere in bebauten Gebieten auftretenden Sichtfeldeinschränkungen sind bei einigen Anlagen erheblich (Bilder B2 bis B4). Eine Teilabschattung des Generators sollte -insbesondere im Sommerhalbjahr- unbedingt vermieden werden. Ausführlich wurde der Einfluß von Abschattungen in einem anderen Teilprojekt des Gesamtvorhabens untersucht. [28].

3.4. Ausfall-und Reparaturstatistik

In der monatlichen Zählerstandsmeldung der Anlagenbetreiber wurde auch die Zahl der jeweiligen Ausfalltage der Anlage erfaßt. Bei größeren Reparaturen oder längeren Ausfallzeiten (> 5 Tage) war ein separates Störmeldungsprotokoll ausfüllen, worin Details der Störung bis hin zu den möglichen Reparaturkosten erfragt wurden. Leider entsprach der Rücklauf dieser Meldungen nicht ganz den Erwartungen, so daß neben der Anzahl der Ausfalltage nur die häufigsten Ausfallursachen genannt werden können.

Während ihrer Betriebszeit hatten von den 50 untersuchten Anlagen 25 % (12 Anlagen) keinen Betriebsausfall. An weiteren 25 % der Anlagen trat einmalig ein kurzzeitiger Ausfall auf. Bei einem reichlichen Drittel der Anlagen traten wiederholt kurzzeitige Ausfälle auf. Als Hauptausfallursachen für kurzzeitige Ausfälle wurden die anlagenbedingte Abschaltung von Schutzschaltern bzw. der Ausfall von Sicherungen ermittelt. Nicht selten führten auch Netzbeeinflussungen (Überspannungen bei Gewittern) zu Anlagenausfällen.

Etwa 12 % der Anlagen hatten mehrfach langandauernde Ausfälle, die meist auf Reparaturen der Wechselrichter zurückzuführen waren. Dabei kamen Baugruppenausfälle und Blitzschlagschäden am häufigsten vor. Die auswertbaren Angaben für die Kosten der Wechselrichter-Reparaturen liegen einschließlich Transportkosten und MWST. zwischen 1200.- und 3200.-DM. Zwei Anlagen konnten trotz fortwährender Bemühungen der Installationsfirmen nicht in einen dauerhaften Funktionszustand versetzt werden. Auch hier lag die Hauptursache am Wechselrichter. In ca. 50 % der Fälle wurde die Wechselrichter-Reparatur durch die Hersteller auf dem Kulanzweg erledigt. Für Reparaturen kleinerer Fehler an der Anlage wurden Kosten zwischen 200.- und 500.- DM genannt.

3.5. Entwicklungstendenzen: Übergang zu Einstrang-PV-Anlagen

Eine kritische Auswertung der Ergebnisse der Anlageninspektionen führt im hier betrachteten Leistungsbereich sowohl aus installationstechnischen als auch energetischen Gründen relativ zwangsläufig zum Konzept der Einstrang-Anlage [29].

Im Bild 3.9 ist der prinzipielle Aufbau einer solchen Anlage mit den Betriebswerten der auftretenden Parameter dargestellt. Der PV-Generator mit einer maximalen Leistung von 5 kW_p (1) besteht aus Großmodulen (etwa 200 W_p) mit intern parallel geschalteten Zellenreihen mit Kurzschlußströmen bis 10 A . Einige bereits heute auf dem Markt befindliche Typen [30] mit integriertem Modulverbindungskabel für beide Leitungen und Steckverbindern erlauben auch eine gefahrlose Montage.

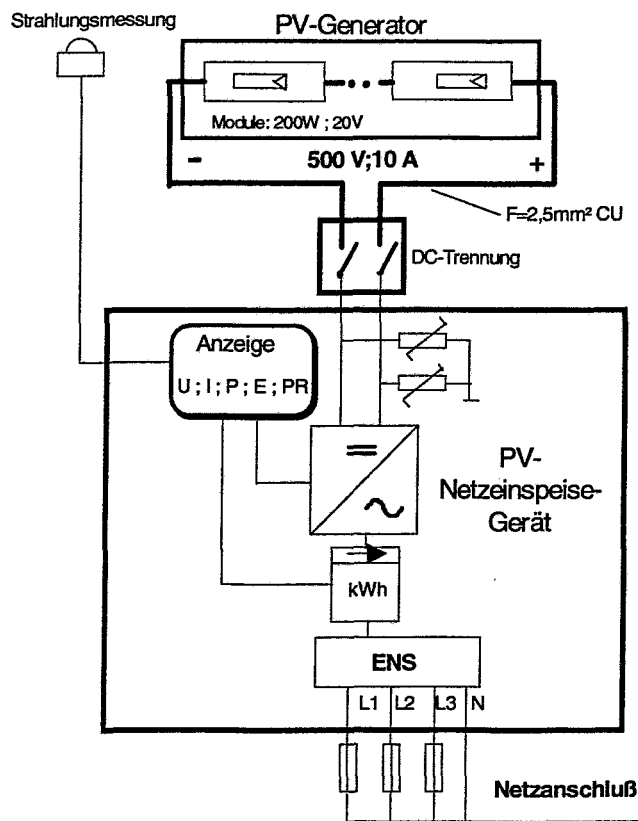


Bild 3.9: Aufbau einer Einstrang-PV-Anlage

Die resultierende Arbeitsspannung liegt bei maximal 500 V (für die 5-kW_p -Anlage). Die benötigten Kabelquerschnitte für die DC-Leitung übersteigen nicht die im Niederspannungsbereich üblicherweise verwendeten Querschnitte. Der Verkabelungsaufwand sinkt jedoch drastisch. Ein Abzweigkasten mit Strangdioden (Leistungsverlust) und -sicherungen (Kontaktunsicherheiten) wird nicht mehr benötigt.

Der DC-Trennschalter (2) kann -ebenso wie die Überspannungsableiter- im Netzeinspeisegerät (3) integriert werden. Ein künftiges integriertes Netzeinspeisegerät (3) enthält neben dem Wechselrichter noch eine Diagnose- sowie Anzeigeeinheit, die neben Strom-, Spannungs- und Leistungswerten mittels eines einfachen Solarimeters (4) das Performance Ratio errechnet und anzeigt. Dadurch ist ständig eine effektive Kontrolle der Funktion der gesamten Anlage möglich. Ebenfalls im Netzeinspeisegerät integriert ist eine Netzüberwachungskomponente (5, z.B. ENS) für Netzimpedanzmessung und Abschaltung im Fehlerfall.

Die dargestellte Anordnung besitzt folgende Vorteile:

- einfachere Montage
- geringere Kosten durch Wegfall von Komponenten
- Verringerung der DC-Verluste
- Erhöhung der Anlagenzuverlässigkeit.

4. PV-Anlagen-Analysator

4.1 Aufgabenstellung

Eines der Hauptziele des 1000-Dächer-Photovoltaik-Programms bestand darin, die Leistungsfähigkeit der gegenwärtig verfügbaren Komponenten (Module, Wechselrichter) unter unterschiedlichen technischen und meteorologischen Bedingungen zu erproben und zu bewerten. Neben der kontinuierlichen Auswertung der monatlichen Energieerträge waren vertiefende Vermessungen der Anlagen dazu unabdingbar.

Im Rahmen des Projektes wurde deshalb ein spezieller PV-Anlagen-Analysator (PVAA) weiterentwickelt [31] und eingesetzt, der während einer eintägigen Messung die Bestimmung aller wichtigen Anlagenparameter ermöglicht. Der Entwicklung lag folgende Aufgabenstellung zugrunde:

- kontinuierliche Messung der Einstrahlung in Modulebene, der Modul- und der Umgebungstemperatur,
- kontinuierliche Messung der DC-Leistung (Strom, Spannung) und der AC-Leistung,
- Messung der PV-Generatorkennlinien bei Erreichen voreingestellter Bestrahlungsstärken bzw. nach manueller Auslösung.

Der PVAA wurde als transportables, PC-gesteuertes Gerät konzipiert. Entsprechend dem vorhandenen Anlagenspektrum sollten bei der Kennlinienmessung Ströme bis 50 A und Spannungen bis 450 V gemessen werden. Die Ergebnisse der kontinuierlichen Messungen sollten als 10-Minuten-Mittelwerte gespeichert werden.

4.2 Schaltungskonzept

Dem realisierten Gerät wurden folgende Parameter zugrundegelegt:

- | | |
|---------------------|---|
| - Leistungsbereich | 1... 5 kW |
| - Spannungsbereich | 50...450 V, Auflösung <0,5 V |
| - Strombereich | 50 A, Auflösung <20 mA |
| - Isolation | galvanische Trennung zwischen Netz (PC) und PV-Anlage |
| - Gewicht (ohne PC) | 10 kg einschl. Transportkoffer |

Im Bild 4.1 ist die prinzipielle Funktionsweise des PVAA sowie seine Einbindung in die zu vermessende PV-Anlage dargestellt [29, 31]. Als zentrales Erfassungs- und Steuergerät wird ein transportabler PC (4) eingesetzt. Der PC steuert die Funktionen Messdatenerfassung, 10-min-Mittelwertbildung der Messwerte und Datenspeicherung sowie die Kennlinienmessung. Der Steuerrechner löst die Messung der Kennlinien sowohl zeitabhängig als auch bestrahlungsstärkenabhängig (stufenweise einstellbar) automatisch aus. Dazu wird die DC-Hauptleitung kurzzeitig unterbrochen.

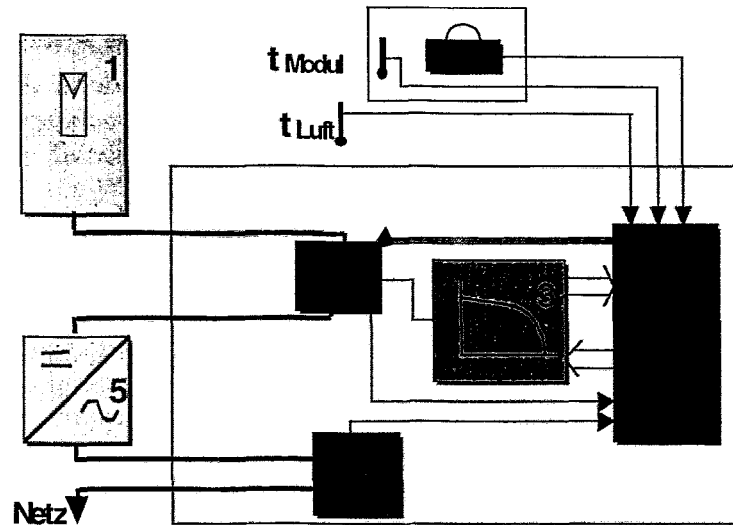


Bild 4.1: Funktion des PV-Anlagen-Analysators und seine Einbindung in die PV-Anlage

Der PVAA wird unmittelbar vor und nach dem Wechselrichter (5) elektrisch in die PV-Anlage eingebunden. Dabei wird in die Gleichstromhauptleitung der PV-Anlage eine Messbox mit Trennschalter (2) eingefügt. Der Trennschalter leitet den Generatorstrom zum Wechselrichter (5) oder - zur Kennlinienmessung - kurzzeitig in eine gesteuerte Last (3). Die zum Wechselrichter geführte Gleichstromleistung wird in der Messbox gemessen und vom PC übernommen. Die vom Wechselrichter ins Netz eingespeiste Momentanleistung wird mittels Messumformer (6) bestimmt und vom PC erfaßt. In der Nähe des PV-Generators sind in Modulebene zwei Einstrahlungssensoren (G) (der ESTI-Sensor wird gleichzeitig zur Modultemperaturmessung genutzt) angebracht. Zur Messung der Umgebungstemperatur dient ein Halbleiterschaltkreis.

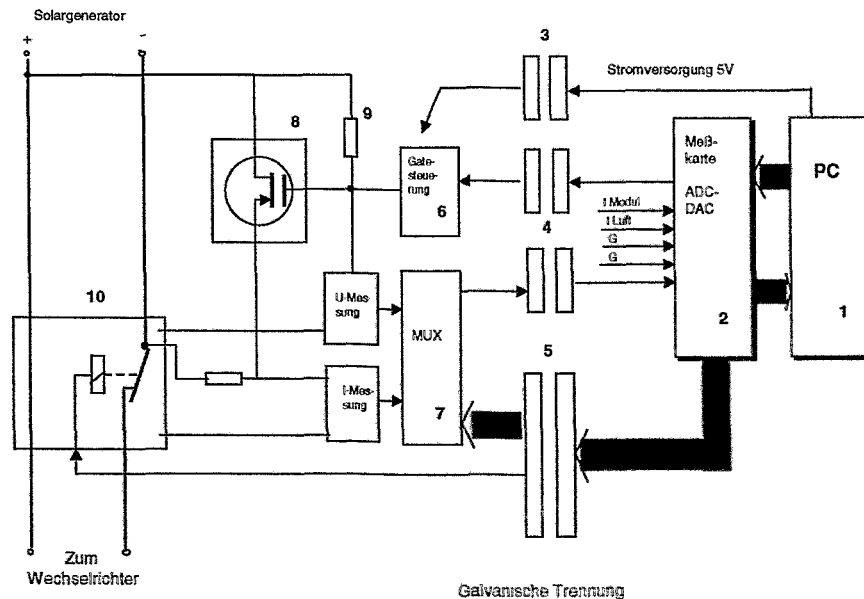


Bild 4.2: Blockschaltbild des PVAA

Das Blockschaltbild des entwickelten PVAA ist im Bild 4.2 gezeigt [31]. Die im PC (1) integrierte 8-kanalige ADC-DAC-Messkarte ME 30-2 (2) erfaßt alle Analogwerte mit einer Auflösung von 12 bit. Über Einzelkanäle werden gemessen:

- die Bestrahlungsstärke mittel ESTI-Sensor
- die Bestrahlungsstärke mittels CM 11-Sensor
- die Zellen-Temperatur im ESTI-Sensor (Näherungswert für T_{MOD})
- die Lufttemperatur.

Der Multiplexer (7) ermöglicht die Messung mehrerer Größen über den Präzisionstrennverstärker (4) durch die ADC-Meßkarte. So können Strom und Spannung am Wechselrichter-eingang (DC-Leistung) oder -während der Kennlinienmessung- Generatorstrom und Gate-spannung dem ADC zugeführt werden. In Fall einer Kennlinienmessung wird das Gate des MOS-Transistors (8) mittels einer zeitproportionalen Rampenspannung aus dem DAC der Meßkarte über (6) angesteuert. Die Steuerung von Multiplexer (7) und Umschalter (10) erfolgt über den Digital-Ausgang (Port 1) der ADC-Karte. Alle PC-Kanäle einschließlich der 5-V-Stromversorgung sind über optische (4),(5) oder magnetische Strecken (3) galvanisch getrennt. Die zeitlichen Abläufe sowie alle Ein- und Ausgaben auf der Bedienoberfläche werden durch ein PASCAL-Programm gesteuert.

4.3 Details des PVAA

4.3.1 Kennlinienaufnahme über eine gesteuerte Last

Abweichend vom bekannten Prinzip der Kondensatorlast-Geräte wurde eine elektronisch gesteuerte Last in Form eines MOS-Leistungs-Transistors verwendet. Die Belastung des kurzzeitig zugeschalteten PV-Generators wird über die Gatespannungssteuerung vom Leerlauf in den Kurzschluß vorgenommen. Die Kennlinie wird punktweise durchfahren; jeder der 1024 Punkte stellt ein Strom-Spannungs-Paar dar. Entsprechend der PV-Kennlinie erreicht die an der Last anliegende Leistung ihr Maximum im MPP. Da praktisch Werte bis über 4 kW auftreten können, muß die Kennlinie sehr schnell durchfahren werden, um eine thermische Zerstörung des MOS-Transistors zu verhindern. Dieses Problem bereitete einige Schwierigkeiten, weil - ungeachtet der schnellen Messung - die zulässige Kristalltemperatur wegen zu großer thermischer Impedanz zwischen Kristall und Gehäuse überschritten werden kann. Als Ausweg blieb letztlich bei Leistungen von über 3 kW nur die Verkürzung der Messdauer durch Begrenzung der Kennlinienaufnahme auf den Bereich zwischen der Leerlaufspannung und Spannungen etwas unterhalb der MPP-Spannung (siehe 4.3.3). Die gemessene maximale Leistung betrug 4,3 kW.

Zur Umgehung der sehr starken Nichtlinearität der MOS-Transistor-Eingangskennlinie sowie zur Erzeugung möglichst gleichmäßiger Spannungssprünge entlang der U-I-Kennlinie des PV-Generators dient eine spezielle Gate-Ansteuerschaltung (6- präziser Spannungs-Strom-Wandler). Die sich in 1024 Stufen erhöhende DAC-Ausgangsspannung steuert darüber das Gate des Last-MOS-Transistors und erzwingt über den Widerstand (9) konstante Spannungssprünge am PV-Generator. Anzahl und Abstand der DAC-Spannungssprünge kann verändert werden, um die Zeit des Durchfahrens der PV-Kennlinie zu verkürzen. Ein Vorteil des Verfahrens ist, daß eine direkte PV-Spannungsmessung wäh-

rend der Kennlinienaufnahme entfallen kann, da sie leicht aus der DAC-Ausgangsspannung, dem Umwandlungsfaktor des Strom-Spannungswandlers (6) und dem Widerstand (9) ermittelt werden kann. Die zur berechneten PV-Spannung noch zu addierende Gate-Spannung (ca. 5V) ist ebenfalls einfach meßbar. Wegen des nur einkanlig vorhandenen Präzisionstrennverstärkers (4) wird die Messung der Gate-Spannung allerdings gesondert durchgeführt. Der Generatorstrom wird als Spannungsabfall an einem entsprechend niederohmigen Source-Widerstand vom ADC gemessen. Sicherungsschaltungen verhindern ein unbeabsichtigtes Öffnen des Gates des MOS-Transistors.

4.3.2 Lastumschalter (10)

Das Abschalten größerer Gleichspannungslasten ist wegen des entstehenden Lichtbogens mit Relais-Kontakten nicht unproblematisch. Da im durchgeschalteten Zustand (normaler Anlagenbetrieb) ein geeignetes Halbleiter-Bauelement unvermeidlich Verlustleistung (Wärme) erzeugt, wurde einer Kombination von Relais und IGBT (in Parallelschaltung) der Vorzug gegeben. Die erforderliche Zeitsteuerung der realisierten Schaltung (Bild 4.3.) kann vom PC sehr gut realisiert werden.

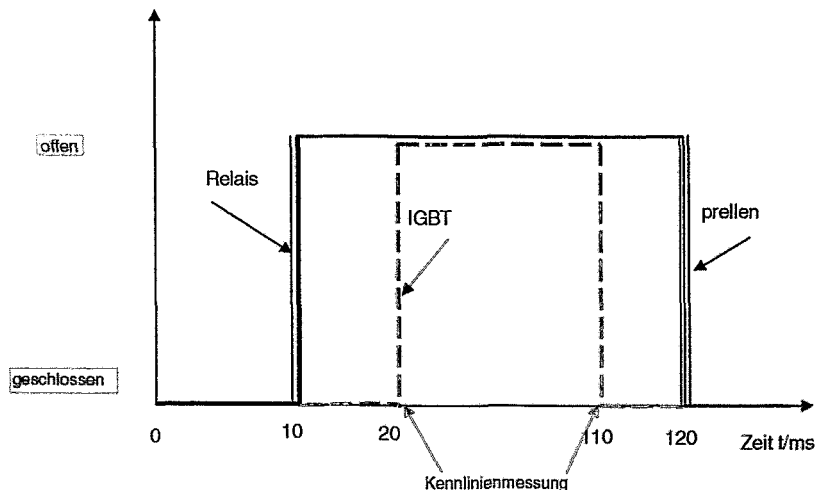


Bild 4.3: Zeitsteuerung des kombinierten DC-Schalters

4.3.3 Gerätesteuerung (Software)

Zu Beginn einer Messung (d.h. eines Messtages) werden die technischen Daten der zu vermessenden Anlage eingegeben. Weiterhin besteht die Möglichkeit, die Bedingungen für die Auslösung der Kennlinienmessung oder den Zeitrahmen der Mittelwertbildung zu verändern. Der interne Ablauf wird nach dem Start der Messung durch eine Echtzeitsteuerung vorgenommen. Das bedeutet u.a., daß die gesamte Messung nicht unterbrochen werden kann. Die 10-min-Mittelwerte werden aus Einzelmessungen berechnet, deren Messabstand 10 s beträgt. Vor jeder Einzelmessung werden 50 ms Einschwingzeit eingehalten.

Jede Tagesmessung wird in zwei Dateien abgelegt. Die erste Datei enthält neben der Zeitangabe die 10-min-Mittelwerte der Modultemperatur, der Bestrahlungsstärken von ESTI- und CM 11-Sensor, Generatorstrom und -spannung sowie die abgegebene Wechselrichterleistung. Die zweite Datei enthält die Kennlinien-Meßwerte. Neben den Messparametern (Modul- und Umgebungstemperatur sowie Bestrahlungsstärken) sind pro Kennlinie 1024 Wertepaare (Strom-Spannung) abgelegt.

Untersuchungen zum Zeitverhalten der Schaltung während der Kennlinienaufnahme führten zur Optimierung der Steuerung. Die Anstiegsgeschwindigkeit der Stromwerte am Leerlaufpunkt war für die analoge Verarbeitung (50-100 μ sec je Punkt) zu schnell, folglich wurde der Leerlaufspannungswert zu klein angegeben. Ursächlich für dieses Verhalten ist die funktionsbedingt notwendige starke Gatespannungsänderung (Kniespannung) von etwa 4 Volt zum Öffnen des Transistors. Durch große Gate-Source Kapazitäten von ca. 12 nF ergeben sich beachtliche Zeitkonstanten.

Deshalb wurde die Abtastgeschwindigkeit vom Messbeginn (Leerlauf des Generators) bis zum Erreichen eines Grenzstromes auf ca. 1 ms/Punkt verringert. Damit wird der Leerlaufspannungspunkt genauer bestimmt, ohne daß die Wärmebelastung kritisch wird. Die zur Verfügung stehende Zeit erlaubt für jeden Punkt Strom- und Gatespannungsmessung nacheinander einschließlich einer Mittelwertbildung aus 5 Messungen jedes Wertes. Der Grenzstrom beträgt etwa 5% vom Strombereichsendwert, er wird aus den eingegebenen Anlagendaten errechnet. Oberhalb des Grenzstromes wird dann die Kennlinie wieder mit der vollen Geschwindigkeit gemessen, weil in der Nähe des MPP die Stromänderung je Messpunkt (Tangente an die Kennlinie) ca. 10 mal geringer ist und die Gatespannungsänderung vernachlässigbar klein geworden ist.

Eine separate Messung der Leerlaufspannung erfolgt an den durch Schalter (10) geöffneten Generatorklemmen nach einer Beruhigungszeit von 3 sec im Kanal Spannungsmessung kurz vor der Lastaufschaltung zur Kennlinienmessung. Der Leerlaufspannungswert wird als Mittelwert aus 20 unmittelbar hintereinander gemessenen Werten (Abstand ca. 50 μ s) gebildet.

Zur Minimierung der thermischen Belastung des MOS-Leistungstransistors wurde -in Abhängigkeit von 2 Grenzwerten- der Messablauf modifiziert. Ab einer -entsprechend der aktuellen Bestrahlungsstärke- zu erwartenden MPP-Leistung von 1500 W wird kurz nach Durchfahren des MPP die Messung unterbrochen und nur noch der Kurzschlußstrom am Ende der Kennlinie ohne Gefahr für den MOS-Transistor bestimmt. Sollte die MPP-Leistung eine weitere Grenze (2500 W) überschreiten, so wird auch der vorgesehene zweite Durchlauf zur Gate-Spannungsmessung nicht gestartet. Die fehlende Gatespannung läßt sich aus den vorhandenen Kennlinien-Messwerten leicht extrapolieren. Da der Anteil der Gatespannungsänderung an der Generatorspannung im Aussteuerbereich bei unter 1 % liegt, ist der dadurch verursachte Fehler zu vernachlässigen.

Für die Strommessung ist zur Verbesserung der Auflösung des Analog-Kanales eine automatische Bereichsumschaltung -basierend auf den Messwerten im Normalbetrieb der Anlage- innerhalb des Vorverstärkers vorgesehen. Liegen die Messwerte nur knapp über der Umschalt-Schwelle von 6 A, führt dies in diesem Bereich zu größeren Messfehlern.

4.3.4 Ermittlung der MPP-Parameter

Im Verlauf der Untersuchungen zeigte sich, daß die Messungen der Kennlinien teilweise mit erheblichen Schwankungen (Rauschen) behaftet waren. Die Überprüfung des Messfehlers der gemessenen Wertepaare erfolgte mittels einer geeigneten idealen Spannungsquelle (150 V; 10 A) mit vorgeschaltetem definierten Widerstand. Entsprechend der Zweipoltheorie muß der MPP der gemessenen Widerstandskennlinie bei exakt der halben Leerlaufspannung liegen. Die Prüfung ergab Abweichungen zwischen - 5 % und + 3 % von diesem Wert.

Zur Glättung des Kennlinienverlaufes im Bereich des MPP wurden Ausgleichsverfahren verwendet. Die gemessenen Kennlinien-Datensätze wurden im interessierenden Bereich an Polynome 2. bis 5. Grades angepaßt (Bild 4.4) und anschließend die MPP-Werte $U_{MPPmeß}$ und $I_{MPPmeß}$ aus den geglätteten Kennlinien ermittelt.

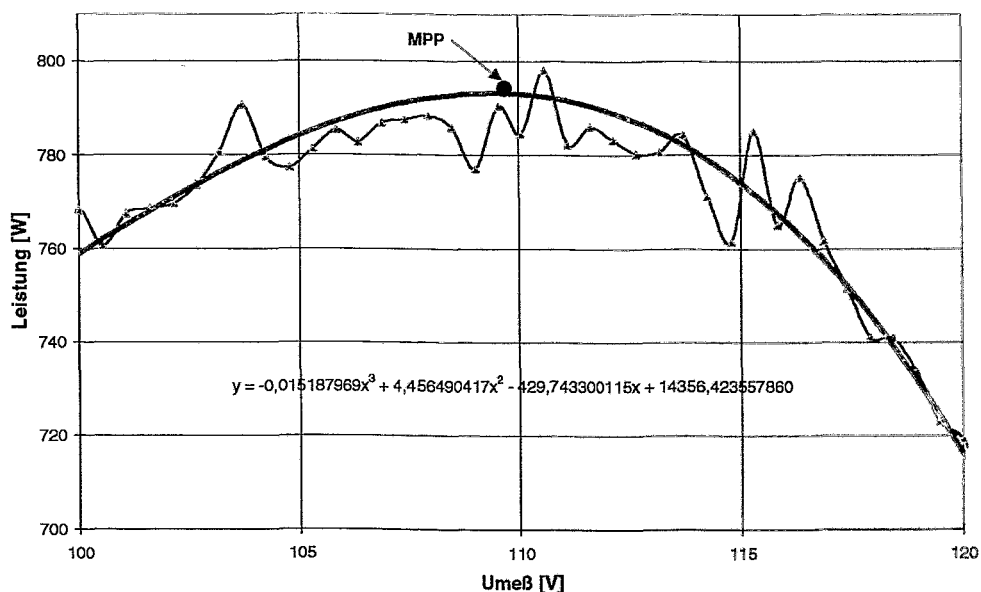


Bild 4.4: Bestimmung der MPP-Leistung durch Ausgleichsverfahren

4.4 Auswertung der Messungen

Die vom PVAA ermittelten 10-Minuten-Mittelwerte können direkt ausgewertet werden. Aus den Einstrahlungsdaten sowie den DC- und AC-Leistungen lassen sich die Wirkungsgrade des Generators, des Wechselrichters sowie der Gesamtanlage angeben. An klaren Tagen mit stabilen Einstrahlungsverhältnissen konnten so alle energetisch relevanten Parameter einer PV-Anlage ermittelt werden. An Tagen mit rasch wechselnder Bewölkung war allerdings die gewählte Integrationszeit zu groß.

In den Bildern 4.5 bis 4.8 sind typische Ergebnisse beispielhaft dargestellt.

Bild 4.5 zeigt den gemessenen Generatorwirkungsgrad in Abhängigkeit von der Einstrahlung und (implizit) der Temperatur. Durch eine Ein-Tagesmessung an einem sonnigen Tag kann grundsätzlich der gesamte Einstrahlungsbereich erfaßt werden. Die Verringerung des Wirkungsgrades bei niedrigen Einstrahlungen ist gut erkennbar, eine quantitative Auswertung dieser Ergebnisse ist jedoch wegen der gleichzeitig auftretenden Änderungen von Einstrahlung und Temperatur nicht ohne weiteres möglich. Bei sehr kleinen Einfallswinkeln der Strahlung können durch Reflexion zusätzliche Fehler auftreten.

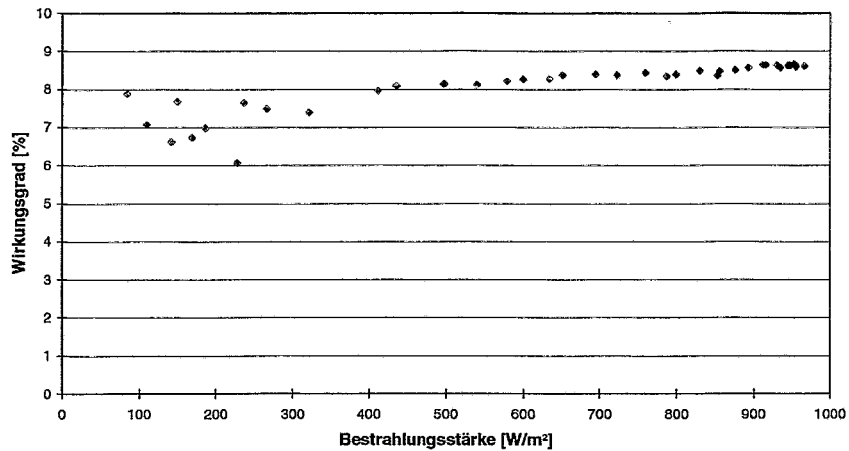


Bild 4.5: Gemessener Generatorwirkungsgrad einer PV-Anlage

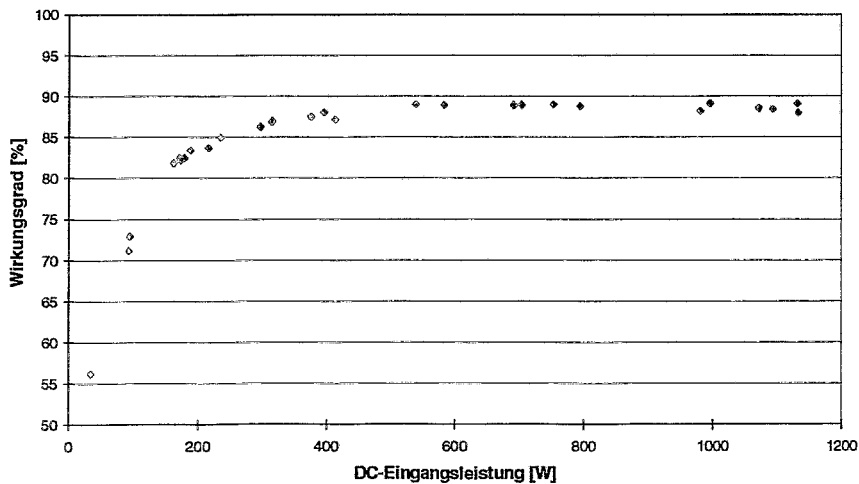


Bild 4.6: Wechselrichterwirkungsgrad als Funktion der DC-Leistung

Die ebenfalls leicht zu ermittelnde Kennlinie des Wechselrichters ist beispielhaft in Bild 4.6 dargestellt. Der erreichbare DC-Leistungsbereich wird wieder durch die Einstrahlungsbedingungen bestimmt. Die Kennlinie ist kaum von der Umgebungstemperatur abhängig, sie ist deshalb grundsätzlich mit den Datenblattangaben der Hersteller vergleichbar.

Im Bild 4.7 ist die spezifische AC-Leistung (bezogen auf die Nennleistung) einer Anlage als Funktion der Bestrahlungsstärke dargestellt. Die Abhängigkeit ist weitgehend linear, jedoch beginnt die Leistungsabgabe erst bei Bestrahlungsstärken größer als 50 W/m^2 . Über den Modultemperaturkoeffizienten ist der dargestellte Zusammenhang temperaturabhängig. In Abhängigkeit von den Einstrahlungsbedingungen und der Orientierung des Generators werden deshalb mitunter bei Messungen zu unterschiedlichen Tageszeiten unterschiedliche Abhängigkeiten gefunden [19].

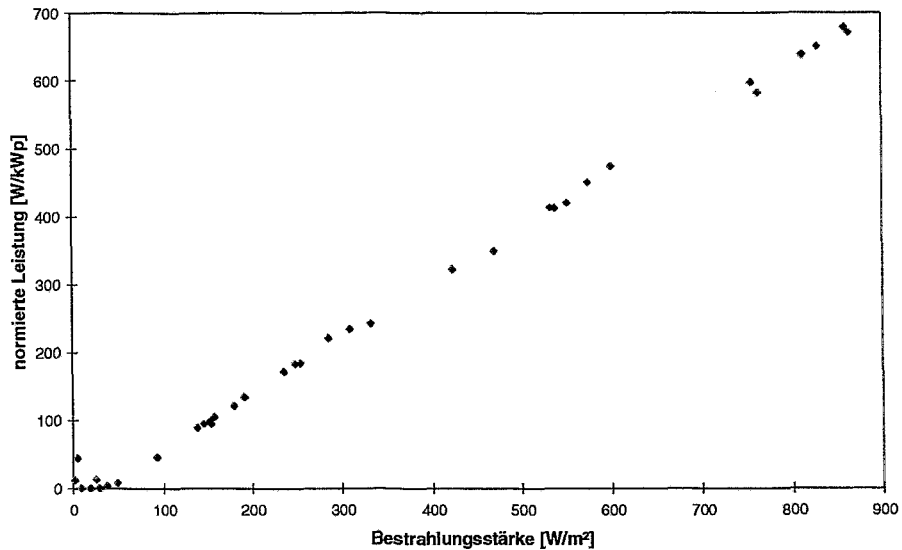


Bild 4.7: Normierter Ertrag einer PV-Anlage in Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke

Das Bild 4.8 zeigt einen gemessenen Kennliniensatz einer PV-Anlage. Erkennbar ist der Einfluß der Bestrahlungsstärke, welche sich proportional auf den Kurzschlußstrom und deutlich geringer auf die Leerlaufspannung auswirkt.

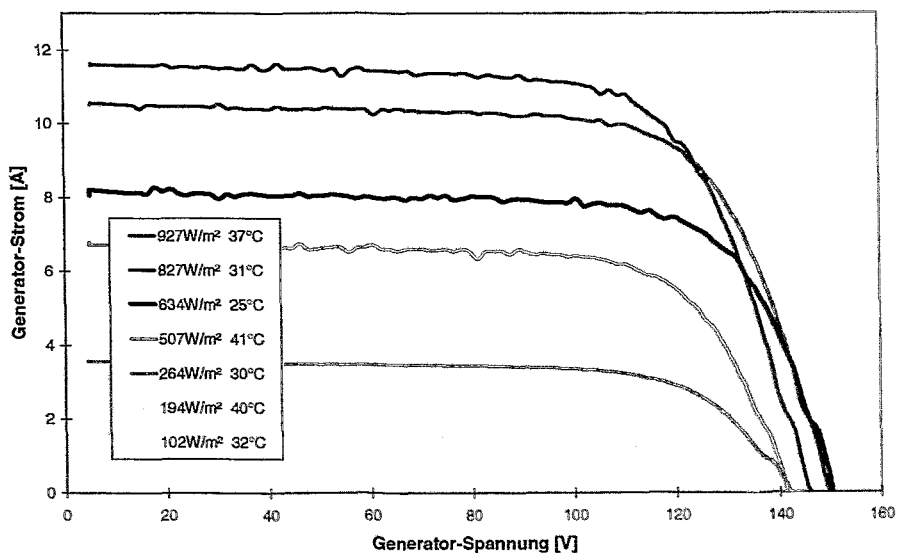


Bild 4.8: Kennlinienfeld einer PV-Anlage (Nennleistung 1,08 kWp)

5. Ermittlung der STC-Kennlinien und normierte Energieerträge

5.1. Untersuchte Verfahren

Die auf Standardtestbedingungen bezogene Nennleistung des PV-Generators ist die wichtigste Bezugsgröße bei der Beurteilung von PV-Anlagen. Sie wird gewöhnlich aus den Angaben der Modul-Datenblätter berechnet. Auftretende Abweichungen infolge mismatch der Module und ohmscher Verluste in der DC-Verkabelung werden dabei ebenso wie Abweichung der Modulleistungen von den Datenblattangaben nicht berücksichtigt. Einer möglichst genauen Kenntnis der tatsächlichen STC-Leistung einer PV-Anlage kommt deshalb große Bedeutung zu.

Die Kennlinien von PV-Generatoren können mit verschiedenen Methoden relativ leicht gemessen werden. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde der in Kapitel 4 beschriebene PV-Anlagen-Analysator eingesetzt. Die Kennlinien können allerdings nur unter realen Betriebsbedingungen gemessen werden, die sich sowohl in der Bestrahlungsstärke G als auch der Modultemperatur T_{MOD} deutlich von den STC-Bedingungen unterscheiden. Bei beiden Parametern treten - neben den allgemeinen Messfehlern - zusätzliche Ungenauigkeiten infolge nichtstationärer Umgebungsbedingungen sowie der inhomogenen Temperaturverteilung im PV-Generator auf. Die daraus resultierenden Fehler auf die Ermittlung der STC-Leistung sind deutlich größer als die Beiträge der Messfehler der elektrischen Größen.

Zur Umrechnung der gemessenen Kennlinien auf STC-Kennlinien wurden in den letzten Jahren eine Reihe von Verfahren entwickelt. Ihnen lag entweder das Ein- oder das Zwei-Dioden-Modell der Solarzelle zugrunde [32].

Die auf dem Ein-Dioden-Modell beruhenden Verfahren sind leichter zu implementieren und liefern - wie Vergleiche zeigten [32,33] - im Rahmen der Fehlergrenzen die gleichen Ergebnisse wie die komplexeren Zwei-Dioden-Modelle.

Die Ein-Dioden-Verfahren gehen wesentlich auf Arbeiten von BLÄSSER [34-37] zurück. Sie wurden mehrfach verfeinert, so daß streng genommen mehrere praktische Umsetzungen existieren. Generell wird davon ausgegangen, daß jedes gemessene Wertepaar $(U_{MEß}, I_{MEß})$ einer Kennlinie in ein entsprechendes Wertepaar (U_{STC}, I_{STC}) der STC-Kennlinie transformiert wird. Die Transformation erfolgt durch getrennte Korrekturen des Strom- bzw. Spannungswertes. Aus den Punkten jeder gemessenen Kennlinie kann somit eine STC-Kennlinie berechnet werden. Durch Abgleich freier Parameter oder durch Mittelwertbildung wird dann die gesuchte STC-Leistung im Maximum Power Point (MPP) des Generators ermittelt.

Die Umrechnung der Spannungswerte erfolgt durch Addition einer konstanten Korrekturspannung DV zu jedem Meßwert $U_{MEß}$ einer Kennlinie. Die Korrekturspannung wird aus dem Meßwert der Leerlaufspannung $U_{MEß,OC}$ nach folgender - aus dem Ein-Dioden-Modell ableitbarer - Formel ermittelt:

$$DV = U_{STC,OC} - U_{MEB,OC} = U_{MEB,OC} \left(a \cdot \ln\left(\frac{G_{STC}}{G}\right) + b (25^\circ C - T_{MOD}) \right) \quad (5.1)$$

Der Faktor a ist hier das Produkt aus kT/e (thermische Spannung) und einem Nichtidealitätsfaktor der Diode (meist 2,3), der Koeffizient b ist der Spannungstemperaturkoeffizient der Diode (Zelle) entsprechend Datenblatt. In Gleichung (5.1) sind beide Werte auf $U_{MEB,OC}$ bezogen. Die Größe a wird auch als Einstrahlungs-korrekturfaktor bezeichnet, ihr Standardwert beträgt 0,06. Da die Modultemperatur T_{MOD} weder einfach bestimmt und zudem auch nicht als konstant über den Generator angesetzt werden kann, kann die Modultemperatur näherungsweise auch über die Umgebungstemperatur ausgedrückt werden:

$$DV = U_{MEB,OC} \left(a \cdot \ln\left(\frac{G_{STC}}{G}\right) + b (25^\circ C - T_{UMG}) + c \cdot G \right) \quad (5.2)$$

Dabei wird ein linearer Zusammenhang der Modultemperatur von der Bestrahlungsstärke G angenommen:

$$T_{MOD} = T_{UMG} + c \cdot G \quad (5.3)$$

Für die hier vorgestellten Untersuchungen wurde ausschließlich Gleichung (5.1) verwendet. Wegen der einfachen Modelle und der unvermeidlichen Messfehler (insbesondere bei der Bestimmung von G und T_{MOD}) führt jeder Messwert $U_{MEB,OC}$ zu einem etwas anderen Wert von $U_{SCT,OC}$. Aus der Bedingung, daß $U_{SCT,OC}$ unabhängig von der jeweiligen Einstrahlung sein muß, kann durch Variation von a in den Gleichungen (5.1) und (5.2) der Wert von $U_{STC,OC}$ ermittelt werden. Dabei ist es von Vorteil, Leerlaufspannungsmessungen über einen großen Bereich der Bestrahlungsstärke vorzunehmen. Aus Messungen allein bei hohen Bestrahlungsstärken ist a nicht zu ermitteln.

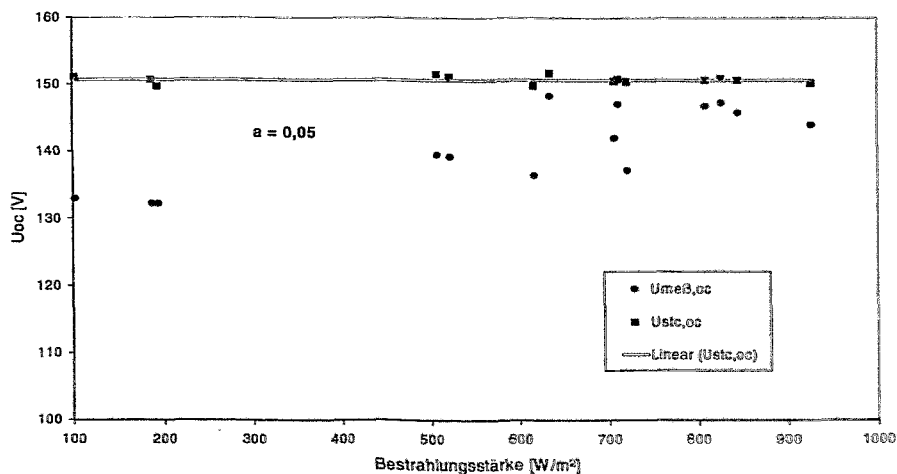


Bild 5.1: $U_{STC,OC}$ -Abgleich mit $a=0,05$

Im Bild 5.1 ist ein solches Abgleichbeispiel für die Leerlaufspannung eines Generators dargestellt. Aus insgesamt 14 Messwerten der Leerlaufspannung wird die -von der Bestrahlungsstärke unabhängige- Leerlaufspannung mit 151 Volt bestimmt. Der dabei ermittelte Wert von a wird der Berechnung der individuellen Korrekturspannung DV für jede Kennlinie gemäß Gleichung (5.1) zugrundegelegt.

Die Transformation der gemessenen Stromwerte I_{MEB} auf STC-Werte erfolgt nach dem aus der Ein-Dioden-Gleichung für den Kurzschlußfall ableitbaren Beziehung:

$$I_{\text{STC}} = I_{\text{MEB}} \cdot \left(\frac{G_{\text{STC}}}{G}\right) \cdot [1 + \alpha(25^\circ\text{C} - T_{\text{MOD}})] \quad (5.4)$$

In dem hier diskutierten Verfahren nach BLÄSSER wird die Gültigkeit dieser Gleichung für jeden Punkt einer Kennlinie vorausgesetzt. Wegen der geringen Größe des Strom-Temperaturkoeffizienten α wird der Term in eckigen Klammern häufig vernachlässigt.

Bei der Ermittlung der transformierten U_{STC} -Werte wird neben dem Spannungskorrekturterm nach Gleichung (5.1) noch ein - sicher in jedem Generator auftretender - Serienwiderstand R_s berücksichtigt:

$$U_{\text{STC}} = U_{\text{MEB}} + DV + R_s \cdot I_{\text{MEB}} \left(1 - \frac{G_{\text{STC}}}{G}\right) \quad (5.5)$$

R_s stellt einen Serienwiderstand dar, der vorhandene Verluste im Generator beschreibt. Seine Bestimmung erfolgt aus den vorhandenen Messungen durch eine Anpassung. Liegt nur eine Messung vor, kann ein Standardwert für R_s verwendet werden (z.B. 0 oder 0,5 Ω [32,38]).

Zur R_s -Berechnung werden aus den transformierten Wertepaaren (U_{STC} , I_{STC}) die reduzierten Kennlinien durch Division mit der Leerlaufspannung bzw. dem Kurzschlußstrom gebildet:

$$u_{\text{red}} = \frac{U}{U_{\text{STC,OC}}} \quad ; \quad i_{\text{red}} = \frac{I}{I_{\text{STC,SC}}} \quad (5.6)$$

Alle gemessenen Kennlinien eines PV-Generators werden nun in einem einzigen Diagramm mit x- und y-Koordinaten zwischen 0...1 eingetragen. Durch Verändern des Wertes von R_s in Gleichung (5.5) lassen sich alle in diesem Diagramm dargestellten reduzierten Kennlinien zur optimalen Überdeckung im Bereich des MPP bringen. Dieser Abgleich ist allerdings subjektiv und deshalb nur relativ unscharf durchführbar. Im Bild 5.2 ist ein Satz reduzierter Kennlinien im Abgleichfall ($R_s = 0,4 \text{ Ohm}$) dargestellt.

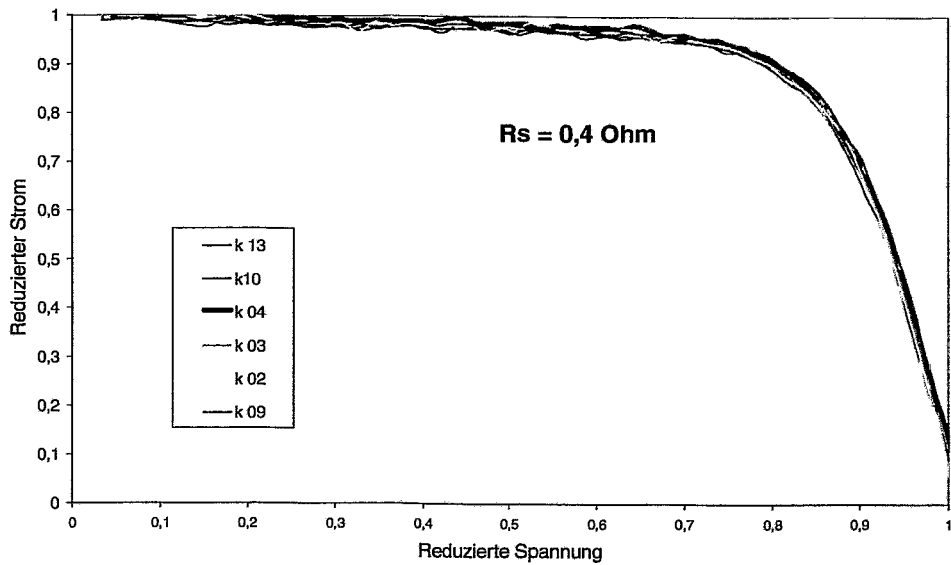


Bild 5.2: Ermittlung von R_s aus reduzierten Kennlinien

Die Variation von R_s wirkt sich in den reduzierten Kennlinien praktisch nur bei Spannungen größer als U_{MPP} aus. Untersuchungen ergaben, daß die Bestimmung von R_s deshalb auch auf einem einfacheren Weg möglich ist (Bild 5.3). Dabei wird im reduzierten Kennlinienfeld von jeder Kennlinie nur der MPP eingetragen. Es wird derjenige Widerstand R_s bestimmt, für den das entstehende Punktefeld die geringste Fläche einnimmt. Auch hier entscheidet der Auswerter allerdings subjektiv.

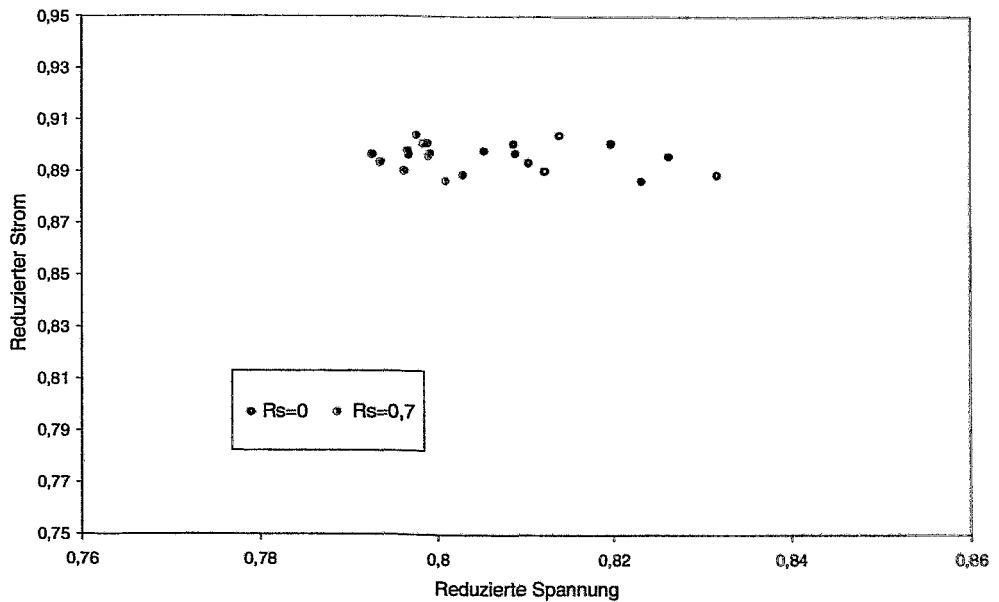


Bild 5.3: R_s -Optimierung mittels MPP der einzelnen Kennlinien

Im Bild 5.4 ist ein Kennliniensatz mit 6 gemessenen Kennlinien und der daraus berechneten STC-Kennlinie dargestellt. Die dargestellte STC-Kennlinie wurde als Mittelwert aus den einzelnen hochgerechneten Kennlinien ermittelt. Die gesuchte STC-Leistung ergibt sich als MPP der dargestellten STC-Kennlinie.

Die gesuchte STC-Leistung des Generators kann auch aus jeder einzelnen hochgerechneten Kennlinie ermittelt werden :

$$P_{STC,MPP} = U_{STC,MPP} \cdot I_{STC,MPP} \quad (5.7)$$

Der endgültige P_{STC} -Wert des Generators wird dann als Mittelwert aller $P_{STC,MPP}$ der einzelnen Kennlinien bestimmt.

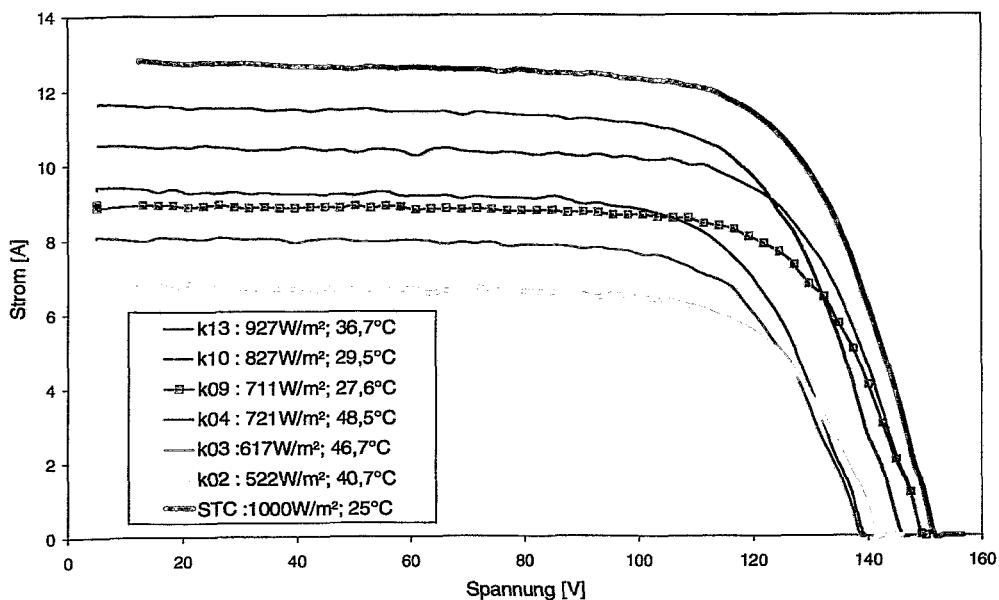


Bild 5.4: Kennliniensatz und berechnete STC-Kennlinie

Ein neuerer Vorschlag von BLÄSSER [37] basiert auf der empirisch gestützten Annahme der Invarianz der reduzierten Kennlinien gegenüber den Umgebungsbedingungen (T und G). Die Füllfaktoren FF jeder Kennlinie eines Generators sind in erster Näherung gleich groß. Wegen

$$FF = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (5.8)$$

gilt:

$$P_{STC} = FF_{STC} \cdot I_{STC,SC} \cdot U_{STC,OC} \quad (5.9)$$

Die Größen $I_{STC,SC}$ und $U_{STC,OC}$ werden wie oben beschrieben gewonnen. Durch Einführen der reduzierten Differenzspannung Dv

$$Dv = \frac{U_{STC,OC} - U_{ME\beta,OC}}{U_{ME\beta,OC}} \quad (5.10)$$

und des reduzierten (dimensionslosen) Serienwiderstandes r_s

$$r_s = \frac{R_s \cdot I_{STC,SC}}{U_{STC,OC}} \quad (5.11)$$

folgt für den Füllfaktor bei STC-Bedingungen FF_{STC} in erster Ordnung für jede reduzierte Kennlinie [36]

$$FF_{STC} = FF_{ME\beta} + \left[\frac{I_{ME\beta,MPP}}{I_{ME\beta,SC}} \left(1 - \frac{U_{ME\beta,MPP}}{U_{ME\beta,OC}} \right) \cdot Dv \right] - \left[\left(\frac{I_{ME\beta,MPP}}{I_{ME\beta,SC}} \right)^2 \cdot r_s \left(\frac{G_{STC}}{G} - 1 \right) \right] \quad (5.12)$$

Mit einem Startwert für r_s (z.B. 0,5) werden die FF_{STC} aller Kennlinien gebildet. Ein Abgleich auf das optimale FF_{STC} kann durch Variation von r_s mit Hilfe der Methode der kleinsten Quadrate ermittelt werden. Analog zum Vorgehen bei der Bestimmung von a nach (5.1) kann FF_{STC} auch durch die Forderung nach der Bestrahlungsstärke unabhängig von FF_{STC} gefunden werden. Das letztere Verfahren ist im Bild 5.5 dargestellt.

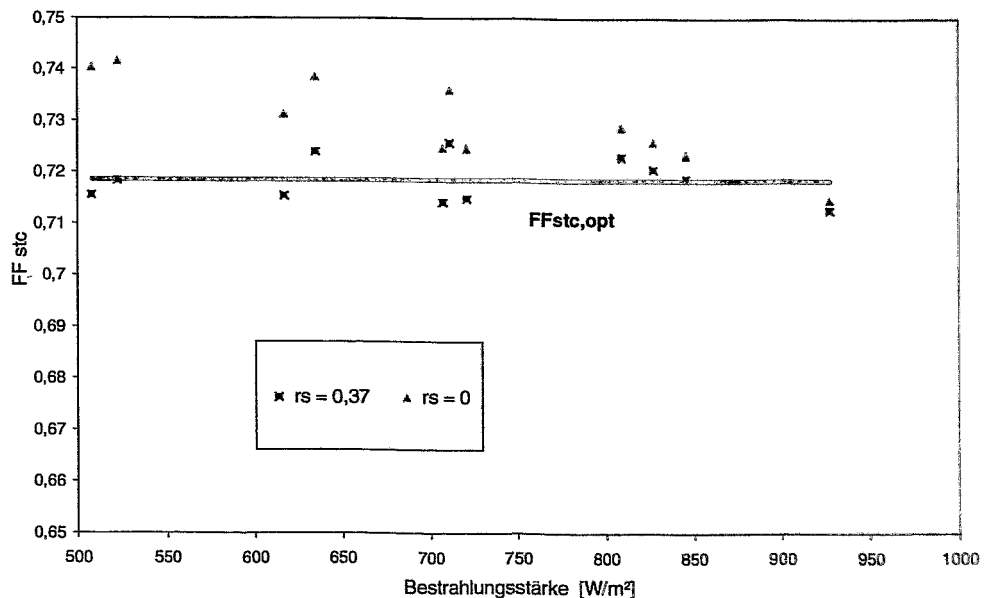


Bild 5.5: Anpassung des Füllfaktors durch Variation von r_s und Forderung der Unabhängigkeit von der Bestrahlungsstärke

5.2 Sensitivität der Umrechnungsverfahren

Durch Vergleich der beschriebenen Verfahren kann eine Abschätzung der erreichbaren Genauigkeit bei der Ermittlung der STC-Leistung der Generatoren vorgenommen werden. Der in den Bildern 5.1 bis 5.5 verwendete Kennliniensatz umfaßte insgesamt 11 nutzbare (d.h. $G > 500 \text{ W/m}^2$, weitgehend stationäre Messbedingungen) Kennlinien. Sie sind in Tabelle 5.1 zusammengestellt. Aus jeder einzelnen Kennlinie läßt sich unter Verwendung der Standardwerte $a=0,06$ und $R_s=1\Omega$ nach den Gleichungen (5.8) bzw. (5.13) die Generatorleistung ermitteln, die Werte sind in den Spalten 4 und 5 der Tabelle angegeben. Die nach beiden Verfahren für jede Kennlinie bestimmten Generatorleistungen unterscheiden sich um bis zu 30 Watt, lediglich bei den Kennlinien bei Bestrahlungsstärken von etwa 500 W/m^2 ergeben sich größere Abweichungen. Als Mittelwerte aus allen Messungen erhält man 1370 bzw. 1360 Watt. Die absoluten Abweichungen einzelner Werte vom jeweiligen Mittelwert liegen beim Verfahren nach Gl. (5.8) mit 60 Watt mehr als doppelt so hoch als beim Verfahren nach der Füllfaktormethode.

Tabelle 5.1: Kennlinienparameter und ermittelte STC-Leistungen ($a=0,06$, $R=1$)

k - Nr	G[W/m ²]	t [°C]	P _{MPP} [W]	P _{FF,STC} [W]
k13	927,1	36,65	1346	1346
k12	845,8	32,4	1384	1381
k10	827,3	29,43	1383	1378
k11	809,2	29,69	1321	1316
k14	707,3	37,56	1384	1369
k04	721,2	48,52	1383	1372
k09	711,4	27,6	1367	1352
k08	634,8	25,03	1401	1373
k03	616,7	46,71	1392	1363
k01	507,63	40,56	1433	1369
k02	522,04	40,67	1390	1334

Tabelle 5.: STC-Leistungen aus zwei Kennlinien

Kennl 1	Kennl 2	a	R _s	P _{MPP} [W]	r _s	P _{FF,STC} [W]
k 13	k 01	0,0341	1,01	1373	0,3	1385
k 12	k 03	0,0675	1,05	1390	0,28	1415
k 10	k 02	0,0458	0,75	1387	0,31	1398

Tabelle 5.3: STC-Leistung nach beiden Verfahren

Abgleichwerte	Mittelw. ($P_{STC,MPP}$)	Mittelw. (FF_{STC})
$a = 0,05; R_s = 0,4$	1397,5 W	
$a = 0,05; r_s = 0,37$		1390,8 W

Bereits bei zwei verfügbaren Kennlinien können durch Fitting von a und R_s optimierte Werte für die Generatorleistung ermittelt werden. In Tabelle 5.2 sind für 3 Kennlinienpaare die Ergebnisse dargestellt. Trotz relativ großer Unterschiede in den angepaßten a -Werten zwischen den Paaren wird die Streuung der bestimmten Generatorleistungen deutlich geringer, als Mittelwert ergeben sich mit 1383 W und 1399 W etwas höhere Werte.

Bei Einbeziehung aller Kennlinien ergibt sich schließlich nach Gl. (5.8) eine Generatorleistung von 1397 Watt und nach Gleichung (5.13) eine Leistung von 1391 Watt. Die ermittelten Parameter für a und r_s sind in Tabelle 5.3 angegeben.

Als Test für die Genauigkeit der gesamten Umrechnungsprozedur (einschließlich der Fehler der Messungen) gilt die Berechnung einer gemessenen Kennlinie aus den Messungen aller anderen Kennlinien. Von den im Bild 5.3 dargestellten 6 Kennlinien wurden 5 zur Berechnung der Kennlinie k09 verwendet. Dazu wurden in allen Gleichungen die STC-Werte durch die für die Kennlinie k09 gemessenen Werte ($G = 711 \text{ W/m}^2$, $T = 27,6^\circ \text{ C}$) ersetzt. Für die gemessene Kennlinie k09 wurde eine MPP-Leistung von 963 W bestimmt. Im Bild 5.6 sind die umgerechneten Kennlinien und die "Ziel"-Kennlinie dargestellt. Die MPP-Leistungen der umgerechneten Kennlinien liegen zwischen 945 Watt und 975 Watt. Nach Gleichung (5.8) wird eine Leistung von 974 Watt und nach Gleichung (5.13) von 973 Watt gefunden. Die sehr gute Übereinstimmung (1 %) mit dem gemessenen Wert von k09 bestätigt die Brauchbarkeit der beschriebenen Verfahren.

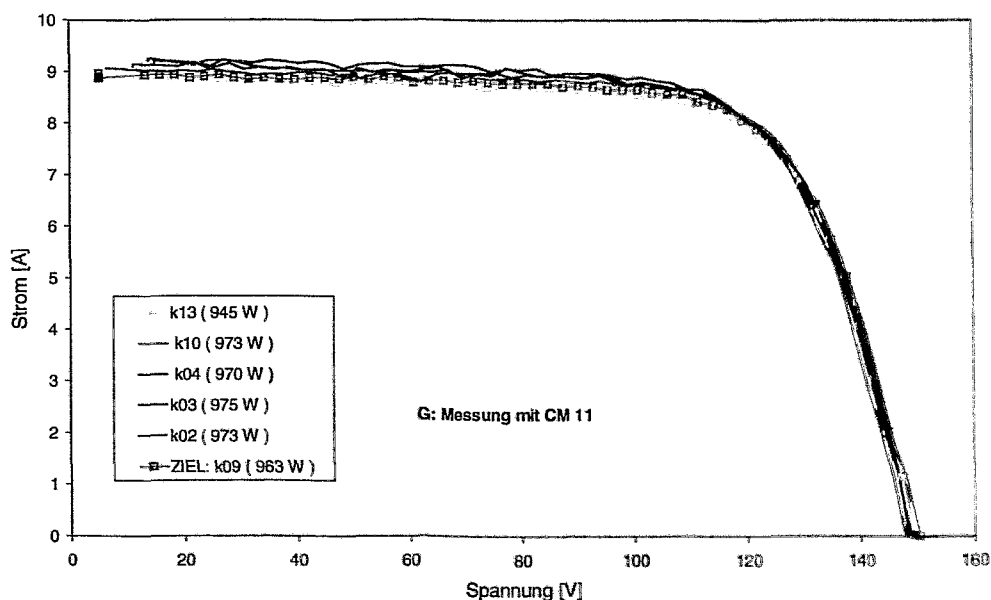


Bild 5.6: Berechnung einer gemessenen Kennlinie aus anderen gemessenen Kennlinien

Der Fehler der ermittelten Leistungsangabe wird bestimmt durch:

- Messfehler (Strom, Spannung, Einstrahlung, Temperatur),
- Fehler infolge outdoor-Messung (spektrale Zusammensetzung des Lichtes, Einfallrichtung, Inhomogenität der Generatortemperatur),
- Fehler durch die verwendete Näherung zur Umrechnung.

Systematische Fehler bei der Einstrahlungsmessung (etwa durch schlecht geeichte Sensoren) führen direkt zu entsprechenden Fehlern in der Leistungsangabe. Werden z.B. statt des Pyranometers CM 11 für die diskutierte Messreihe die Werte eines in gleicher Ebene liegenden ESTI-Sensors genutzt (sie liegen vormittags stets einige 10 Watt/m² unter den CM 11-Werten, Bild 5.7), so erhält man statt der in Tabelle 5.3 angegebenen STC-Leistungen Werte von 1433 bzw. 1436 Watt.

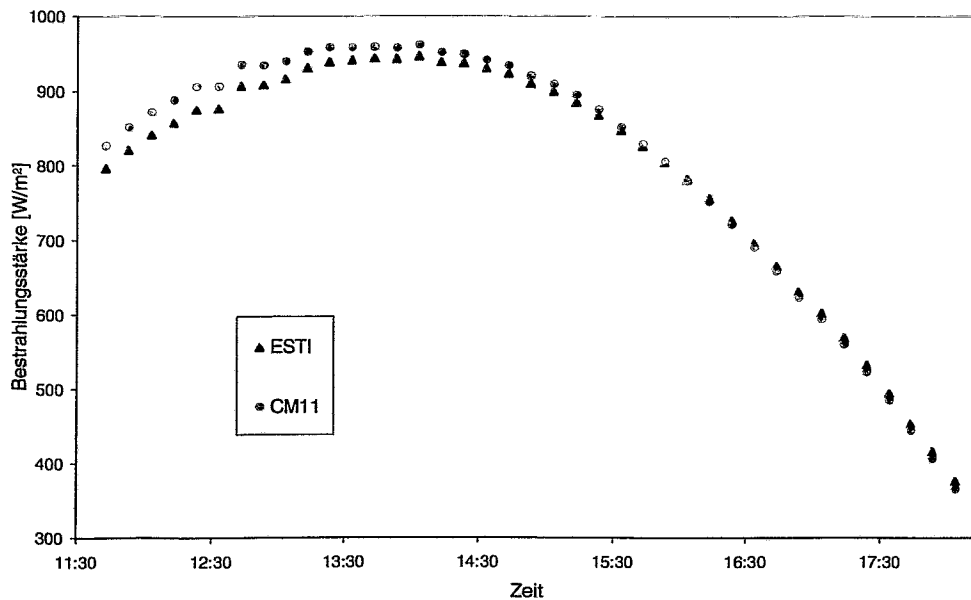


Bild 5.7: Bestrahlungsstärke-Messung mit unterschiedlichen Sensoren

Eine detaillierte Untersuchung [38,25] der einzelnen Fehlerquellen führt zu einem Gesamtfehler der Leistungsangabe des Generators aus einer einzelnen Messung von etwa 5 %.

5.3 Ergebnisse der Messungen

In der Tabelle A4 sind die Ergebnisse der Berechnung der STC-Leistungen von 43 vermessenen Anlagen zusammengefasst. Die gewählte Ordnung nach Modultypen erleichtert den Vergleich der Anlagen. In der Spalte 3 der Tabelle ist die Nennleistung des Generators bei Inbetriebnahme entsprechend Datenblattangaben eingetragen. Die in der Spalte 4 angegebene Leistung ist die Generatorleistung nach Datenblatt zum Zeitpunkt der Kennlinienmessung, sie liegt im Einzelfall wegen ausgefallener Stränge bzw. Module unter der Nennleistung bei Inbetriebnahme. Unterschiede entstehen auch, wenn unterschiedlich ausgerichtete Teil-Flächen des Generators vermessen wurden. Bei 31 Anlagen ist diese Angabe allerdings mit der Abnahmeleistung identisch.

In den Spalten 5 und 6 sind die jeweils ermittelten Parameter a und R_s angegeben. Spalte 7 enthält die nach der Gleichung (5.8) bestimmte Generatorleistung. Die Spalten 8 und 9 enthalten die nach der Füllfaktormethode (Gleichungen (5.12) und (5.10)) ermittelten Werte von r_s und P_{STC} . Der prozentuale Anteil der experimentell bestimmten Generatorleistung (Spalte 9) zur Generatorleistung nach Datenblatt (Spalte 4) ist in Spalte 10 der Tabelle angegeben. Der Mittelwert der Angaben aus Spalte 10 für die einzelnen Modulhersteller ist in Spalte 11 enthalten.

Für die Berechnungen wurde grundsätzlich der Bestrahlungsstärke-Wert des CM11-Sensors verwendet. Die gleichzeitige Messung der Bestrahlungsstärke mit CM11- und ESTI-Sensor am zu untersuchenden Generator erwies sich dennoch als vorteilhaft. Einerseits konnten dabei die auftretenden systematischen Unterschiede bei Nutzung beider Sensoren untersucht und ausgewertet werden (Bild 5.7). Andererseits erlaubte das unterschiedliche Zeitverhalten der beiden Sensoren die Eliminierung von Kennlinienmessungen bei instationären Bestrahlungsstärken, da schnelle Wechsel der Bestrahlungsstärke (etwa bei Durchzug von Wolkenfeldern) zu starken Differenzen ($> 30 \text{ W/m}^2$) zwischen der Anzeige beider Sensoren führen.

Der erhebliche Einfluß der Modultemperatur auf die Bestimmung der STC-Leistung zeigte sich insbesondere bei einem dachintegriertem Generator (Anlage Pesterwitz). Bei der Berechnung der STC-Leistung ergaben sich für diesen Generator zunächst völlig unrealistische Werte für den Parameter a ($a = 0,005$). Durch die auf der Generatorrückseite angebrachte Wärmedämmung ist die Generatortemperatur (trotz Belüftung) sicherlich deutlich höher als die mit dem ESTI-Sensor bestimmte "Modultemperatur". Wurden der Kennlinienumrechnung -geschätzte- 10°C höhere Generatortemperaturen als die gemessenen Werte zugrundegelegt, konnte die Ermittlung von P_{STC} problemlos mit den in der Tabelle angegebenen Parametern erfolgen.

Zur Überprüfung der Ergebnisse der ermittelten Generatorleistungen P_{STC} wurden für einige Anlagen die Kennlinien der einzelnen Stränge aufgenommen und untersucht. Als Beispiel wird die Anlage in Tirpersdorf hier diskutiert. Faktisch besteht diese Anlage aus 2 getrennten, ansonsten jedoch völlig identischen Einzelanlagen. Praktisch wurde dazu die "normale" Generatormessung gegen 14 Uhr unterbrochen und kurz hintereinander bei annähernd konstanter Bestrahlungsstärke (G : ca. 650 W/m^2) die 6 Stränge einer Teilanlage vermessen. An den 6 einzelnen Kennlinien sind keine Besonderheiten erkennbar. Die STC-Berechnung wurde mit den konstanten Faktoren $a = 0,06$ und $R_s = 1$ vorgenommen, da mit nur einer Messung je Kennlinie kein Abgleich möglich ist. In der Tabelle 5.4 sind die Messergebnisse eingetragen.

Tabelle 5.4: Strang Einzelmessungen Anlage Tirpersdorf

	Strang 1	Strang 2	Strang 3	Strang 4	Strang 5	Strang 6	Summe	Wert Gesamt-generator
Leistung [W _p]	262,2	258,6	260,2	258,3	260,9	250,5	1551	1558
I _{STCMPP} [A]	2,55	2,49	2,48	2,49	2,51	2,44	14,96	15,42
U _{STCMPP} [V]	102,9	103,9	104,9	103,7	104,1	102,8		102,9

Im Ergebnis zeigt sich, daß die Summe der STC-Leistungen der einzelnen Stränge etwa die STC-Leistung des Gesamtgenerators ergibt. Die geringfügige Differenz ist auf Schwankungen der Bestrahlungsstärke während der Messung zurückzuführen. Die Leistung der 6 Stränge unterscheidet sich um maximal 4 % (mismatch). Das mismatch spiegelt sich sowohl in den Strangströmen als auch in der Spannung wider.

Zum Vergleich der Ergebnisse der STC-Leistungsermittlung sind in der Tabelle 5.5 die Mittelwerte der ermittelten Generatorleistungen (bezogen auf die Generatorleistung nach Modul-Datenblatt) für die einzelnen Modulhersteller zusammengefaßt.

Tabelle 5.5: Mittelwerte der Generatorleistungen verschiedener Modulhersteller (in % bezogen auf die Generatorleistung nach Datenblatt)

BP	Helios	Siemens	DASA	NUKEM	Photowatt	Newtec
89,6	74,7	92,7	80,4	81,6	82,4	86,1

Ungeachtet der Tatsache, daß nicht alle Anlagen unter identischen Messbedingungen untersucht werden konnten -im Zeitraum zwischen Juli 1994 und August 1997 wurden mehrere Veränderungen im Messregime vorgenommen- liegt die ermittelte Generatorleistung generell deutlich unter der Generatorleistung entsprechend Modul-Datenblattangaben.

Üblicherweise wird die STC-Leistung eines einzelnen Moduls durch die Hersteller mit einer Toleranz von 5 % garantiert. Die mismatch-Verluste bei der Verschaltung der einzelnen Module zum Generator liegen in der Größenordnung von 2-4 %, weitere Verluste entstehen im Gleichstromkreis durch Widerstände bzw. Übergangswiderstände der Kabel, Klemmstellen und Sicherungen. Letztere liegen auch in der Größenordnung von 1-2 %. Die in Tabelle 5.5 angegebenen Werte sollten deshalb über 90 % liegen. Solche Werte werden allerdings nur von 2 Herstellern erreicht.

Für die Generatoren der anderen Hersteller wurden STC-Leistungen bestimmt, die 15 - 25 % geringer als die Leistungen nach Datenblatt waren. Dies sind im Grunde unakzeptable Abweichungen. Offensichtlich bestanden zur Zeit der Fertigung der eingesetzten Module (1991 bis 1994) teilweise erhebliche Qualitätsprobleme bei einigen Herstellern, die bereits

früher bei der Auswertung der erreichten Energieerträge vermutet wurden [3,29,40]. Durch das realisierte integrale Meßverfahren für den gesamten Generator kann nicht entschieden werden, ob die gefundenen Minderleistungen Resultat von "gleichmäßigen" Minderleistungen aller eingesetzten Module oder entsprechend großer Abweichungen einzelner Module des Generators sind. Deshalb ist die -gelegentlich noch zu findende [38]-Angabe einer "mittleren STC-Modulleistung" als Ergebnis einer Messung des gesamten Generators nicht sinnvoll.

5.4 Neubewertung der Erträge der PV-Anlagen

Die ermittelten, z.T. deutlich reduzierten STC-Generatorleistungen führen zu erheblichen Konsequenzen bei der Bewertung der erreichten energetischen Erträge der Anlagen. Wie in Abschnitt 2 erläutert, geht die STC-Generatorleistung sowohl in den Yield als auch das Performance Ratio entsprechend der Gleichungen (2.1) bzw. (2.2) ein. Bei allen Auswertungen im Abschnitt 2 wurden die STC-Leistungen nach Datenblatt als Nennleistung zugrundegelegt. Die nunmehr ermittelten tatsächlichen Leistungen führen insoweit zu einer Neubewertung der in Abschnitt 2 dargestellten Resultate.

In der Tabelle A5 sind die relevanten Ergebnisse -geordnet nach Modulherstellern- zusammengefaßt. Es sind nur 33 Anlagen aufgeführt, da Anlagen mit Ausfällen von mehr als 10 Tagen im Jahr hier nicht berücksichtigt wurden. Neben dem Anlagenstandort und dem jeweils eingesetzten Modultyp wird die Nennleistung nach Datenblatt (Spalte 3) und die ermittelte STC-Leistung nach dem Füllfaktorverfahren (Spalte 4) angegeben. In Spalte 5 sind die Mittelwerte des (auf die Nennleistung bezogenen) Yield für die Jahre 1995 bis 1997 enthalten. Ebenso wurde ein mittleres Performance Ratio für die genannten Jahre (Spalte 6) gebildet.

In den Spalten 7 und 8 sind die auf der Basis der STC-Leistungen aus Spalte 4 ermittelten spezifischen Jahreserträge (Yield) der Anlagen und das Performance Ratio angegeben. Der Mittelwert der erreichten Yields steigt infolge der Umbewertung für die untersuchten Anlagen von 694 kWh/kW_p auf 818 kWh/kW_p. Der Mittelwert des Performance Ratios erhöht sich um 15 % auf reichlich 80 %. Beide Mittelwerte repräsentieren die real erreichbaren Werte in Sachsen, sie sind sicher auf große Teile Deutschlands übertragbar.

Bei einem Vergleich der Ergebnisse der einzelnen Anlagen sind dennoch einige Besonderheiten auffällig. Bei Anlagen, die bereits in Spalte 6 PR-Werte größer 80 % erreichten, werden die Neuberechneten Werte unrealistisch groß. An der Anlage Audenhain wird dies durch die falsche Ertragmessung hervorgerufen (vgl. Abschnitt 6.2), bei den Anlagen Markkleeberg und Dresden X wird eine fehlerhafte (integrale) Strahlungsmessung vermutet. Bei der Anlage Dresden X kommt zudem hinzu, daß bisher die Eignung des verwendeten Kennlinienumrechnungsmodells für amorphe Solarzellen nicht verifiziert wurde. Die extremen Werte der Anlage Crosta sind auf Messfehler während der Kennlinienmessung (HF-Störung durch Wechselrichter Top-Class) zurückzuführen. Bei weiteren 4 Anlagen liegen die neuen PR-Werte innerhalb der Fehlergrenzen (5 %) oberhalb der 80 %-Marke. Bei einzelnen anderen Anlagen bleiben die Yields bzw. PR-Werte auch nach der Umrechnung bei unterdurchschnittlichen Werten. Auch dies kann grundsätzlich durch technische Probleme der betreffenden Anlagen erklärt werden. So ist der Zeitpunkt der -später

nachgewiesenen-Strangausfälle der Anlagen Nardt (664 kWh/kW_p, PR = 66%) und Tirpersdorf (650 kWh/kW_p) nicht bekannt, durch die die Jahreserträge ab einem bestimmten Zeitpunkt zu gering ausfielen. Die Anlage Neustadt (611 kWh/kW_p) ist bekanntermaßen falsch dimensioniert mit der Folge eines geringen Wechselrichterwirkungsgrades.

Die Neubewertung der Anlagenenerträge ermöglicht auch die Ermittlung einiger energiewirtschaftlich interessanter Parameter aus den 5 mit Datenloggern ausgerüsteten PV-Anlagen. Im Bild 5.8 ist die mittlere Jahresdauerlinie der AC-Leistungsabgabe der Anlagen-bezogen auf eine STC-Generatorgröße von 1 kW_p- dargestellt. Durch Vergleich mit der ebenfalls eingetragenen Jahresdauerlinie der Bestrahlungsstärke wird ersichtlich, daß die mit hohen Bestrahlungsstärken (etwa > 500 W/m²) verbundenen hohen Modultemperaturen zu deutlichen Verlusten führen. Lediglich etwa 250 Stunden im Jahr gibt ein 1-kW_p-Generator Leistungen von größer 600 W ab, Leistungen zwischen 800 und 850 W/kW_p werden nur 5 h im Jahr erreicht.

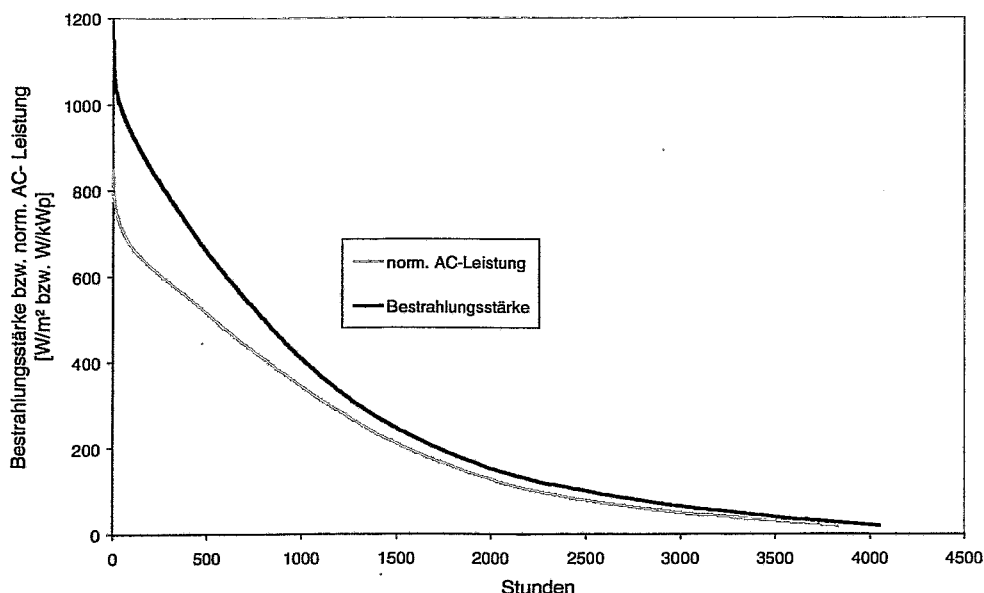


Bild 5.8: Jahresdauerlinie der Bestrahlungsstärke und der AC-Leistung von PV-Anlagen

Im Bild 5.9 ist der mittlere tägliche Verlauf der von einem 1-kW_p-Generator im Sommerhalbjahr abgegebenen Leistung dargestellt. Bei den untersuchten -und hinsichtlich der Generatororientierung als typisch geltenden- Anlagen liegt das Maximum mittags bei etwa 380 W/kW_p. Der zeitliche Verlauf der Kurve stimmt bis gegen 14 Uhr mit der allgemeinen Lastkurve des Elektroenergieverbrauches überein (vgl. z.B. [41]). Netzgekoppelte PV-Anlagen können deshalb zur Deckung dieses Tagesmaximums des Elektroenergieverbrauches beitragen, allerdings erfordert die Deckung einer Lastspitze von ca. 1000 MW (typisch für Sachsen) die Installation von PV-Anlagen mit etwa 3000 MW_p Generatorleistung.

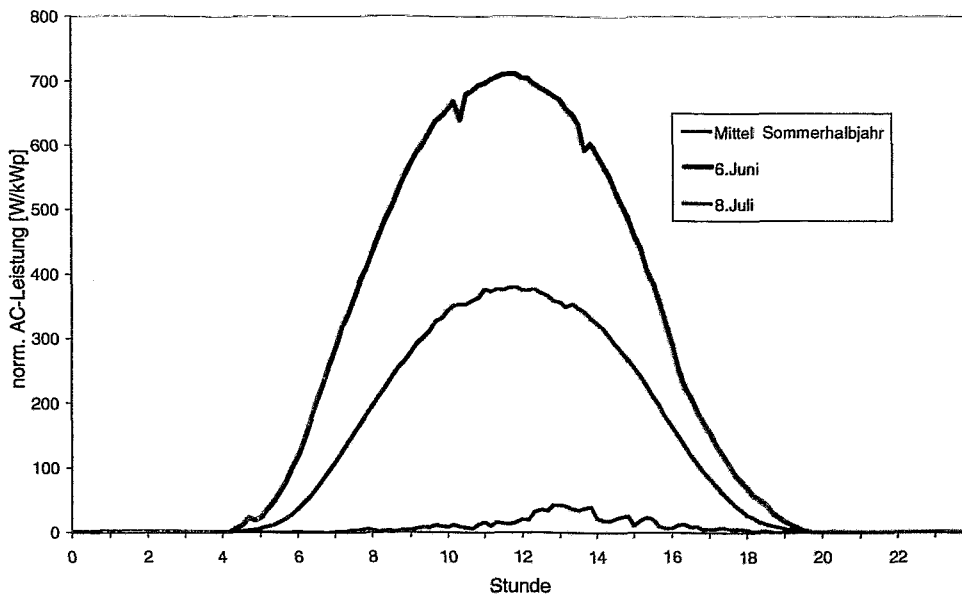


Bild 5.9: Mittlerer Verlauf und Extremwerte der täglichen Leistungsabgabe einer PV-Anlage im Sommerhalbjahr

Im Bild 5.9 sind neben der mittleren Ertragskurve auch die Ertragsverläufe am einstrahlungsstärksten und einstrahlungsschwächsten Tag des betrachteten Sommerhalbjahres eingetragen. Danach liegt die gesicherte Leistung (d.h. auch am Tag mit der geringsten Einstrahlung im Sommer verfügbar) nur bei unter 10 % der mittleren verfügbaren Leistung oder etwa 3 % der installierten Leistung. Die gesicherte Leistung von netzgekoppelten PV-Anlagen bleibt somit auch bei Begrenzung auf das Sommerhalbjahr sowie auf den Zeitraum zwischen 6 und 18 Uhr vernachlässigbar klein. Dies gilt insbesondere unter Berücksichtigung der Tatsache, daß der Energiebedarf an trüben Tagen im Sommer bis zu 10 % über dem durchschnittlichen Energiebedarf liegt [42]. Eine entsprechende Leistungsvorhaltung in konventionellen Kraftwerken ist deshalb auch bei massiver Nutzung der Photovoltaik unumgänglich.

6. Betriebsverhalten der eingesetzten Wechselrichter

6.1. Allgemeines

Wechselrichter spielen eine zentrale Rolle in netzgekoppelten PV-Anlagen. Sie ermöglichen einerseits die -möglichst effiziente- Einspeisung von Energie in das öffentliche Netz. Andererseits bestimmen sie durch ihre Eingangsparameter (Spannung und Leistung) praktisch den Aufbau des PV-Generators und übernehmen zudem sämtliche Überwachungs-, Schalt- und Regelfunktionen der PV-Anlage.

Die wichtigsten Kenndaten eines Wechselrichters sind:

- Nennleistung
- Eingangsspannungsbereich
- Wandlungsprinzip
- Wirkungsgrad (Jahresnutzungsgrad)
- Sicherheitskonzept
- Störemissionen
- Geräuschentwicklung
- Größe und Gewicht
- Preis.

Mit der im 1000-Dächer-Programm vorgegebenen Anlagengröße war das Spektrum der Nennleistungen festgelegt. Entsprechend der zum Zeitpunkt der Installation der Anlagen (1990-1995) dominierenden Meinung lag der Eingangsspannungsbereich der meisten Wechselrichter aus Sicherheitserwägungen (Personenschutz) bei Leerlauf-Spannungen unter $200 V_{DC}$ oder sogar im Schutzkleinspannungsbereich (unter $120 V_{DC}$).

Das Typenspektrum der in den 50 untersuchten Anlagen eingesetzten Wechselrichter ist in der Tabelle A6 eingetragen. Es kamen sehr unterschiedliche Wandlerprinzipien zum Einsatz. Die Entwicklungen wurden teilweise direkt durch das 1000-Dächer-Programm stimuliert, allerdings wurden nur sehr wenige Typen in Stückzahlen > 100 gefertigt. Die Preise bewegten sich seinerzeit zwischen 1700 und 6100 DM/kW, derzeit liegen sie im Mittel bei etwa 2000 DM/kW.

Im Folgenden wird insbesondere auf die erreichten Nutzungsgrade sowie die Stromqualität eingegangen.

6.2 Statische Kennlinien

Der PVAA erfaßt u.a. die 10-Minuten-Mittelwerte der Ein- und Ausgangsleistungen der jeweiligen Wechselrichter. Da bei einer Anlagenmessung während eines Sommertages praktisch das gesamte Spektrum der Bestrahlungsstärke auftritt, kann aus diesen Werten punktweise die statische Kennlinie des Wechselrichters in Abhängigkeit von der aufgenommenen DC-Leistung ermittelt werden:

$$\eta = \frac{P_{AC}}{I_{DC} \cdot U_{DC}} \quad (6.1)$$

In den folgenden Bildern sind einige Wirkungsgradkennlinien eingesetzter Wechselrichter dargestellt. Jedes Bild zeigt die vom Hersteller angegebene Kennlinie (durchgezogene Linie) zum Vergleich. In einem Bild sind in den meisten Fällen Messwerte von mehreren Geräten des gleichen Typs eingezeichnet. In den Bildern 6.1, 6.2 und 6.3 ergibt sich für die Typen PV-WR1800, PV-WR 5000 und NEG 1600 eine gute Übereinstimmung mit den Herstellerangaben. Eine Streuung der gemessenen Werte um einige Prozent ist allerdings bei allen Typen sichtbar.

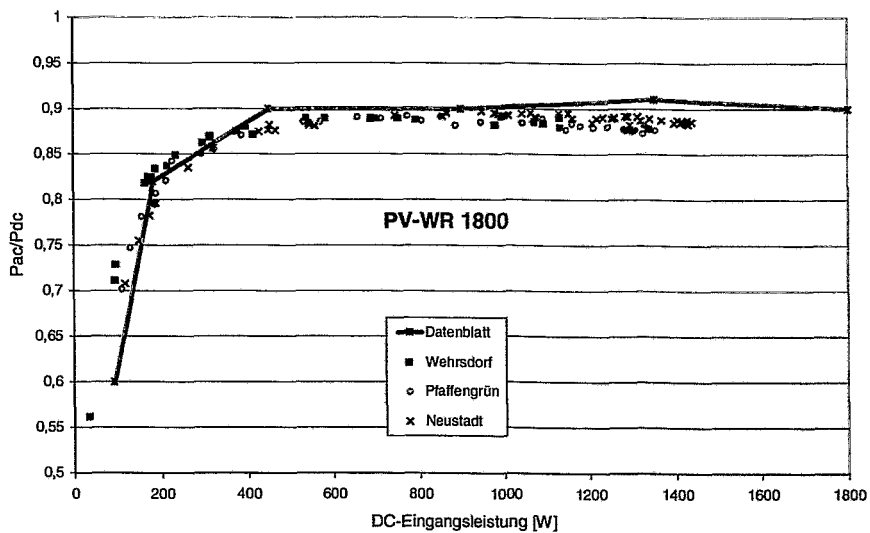


Bild 6.1: Statische Kennlinien des Wechselrichters PV-WR 1800 (SMA)

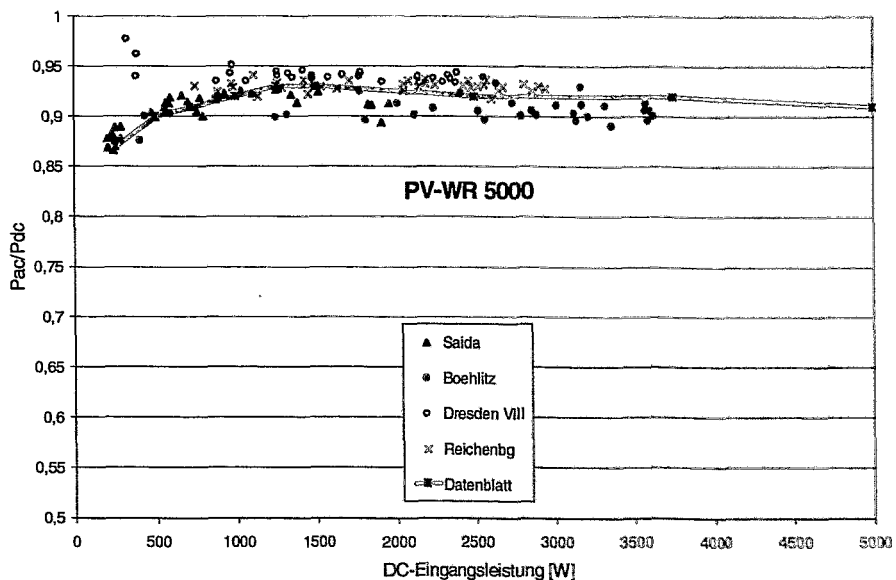


Bild 6.2: Statische Kennlinien des Wechselrichters PV-WR 5000 (SMA)

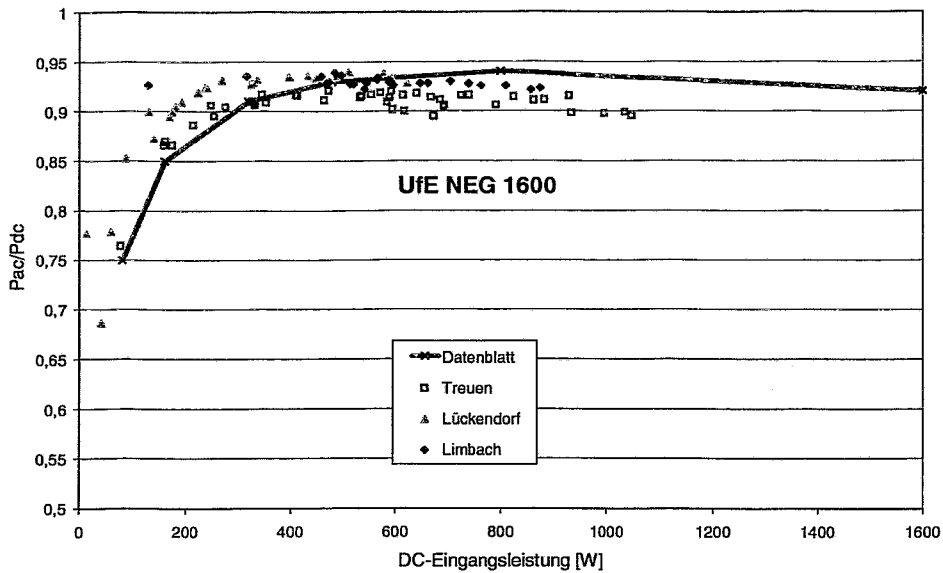


Bild 6.3: Statische Kennlinien des Wechselrichters NEG 1600 (UFE)

Bei dem im Bild 6.4 dargestellten Wechselrichter (Siemens Wechselrichter (3kW-Typ)) werden bei geringen Leistungen die angegebenen Datenblattwerte deutlich überschritten. Von zwei vermessenen SOLWEX-Wechselrichtern (Bild 6.5) war in einem Fall wegen ungünstiger Witterung nur ein Teil des Bereiches meßbar. Bei ASP Top Class im Bild 6.6 fällt in einem Fall eine deutliche Unterschreitung des Garantiewertes auf. Noch deutlicher trat dies bei der einzigen untersuchten Anlage mit dem Wechselrichter EGIR 010 St (Bild 6.7) auf. Das betreffende Gerät arbeitete ohne MPP-Tracker (bei diesem Typ nur optional verfügbar). Für die Geräte SKN 201 (Bild 6.8) wird eine tendenziell andere (deutlich fallende) Kennlinie gegenüber der Herstellerangabe gefunden. Diese Geräte arbeiten nicht mit einer MPP-Regelung. Bei den untersuchten Geräten war offenbar die (einstellbare) feste Generatorspannung nicht optimal gewählt, so daß es zu den sichtbaren Verlusten kam.

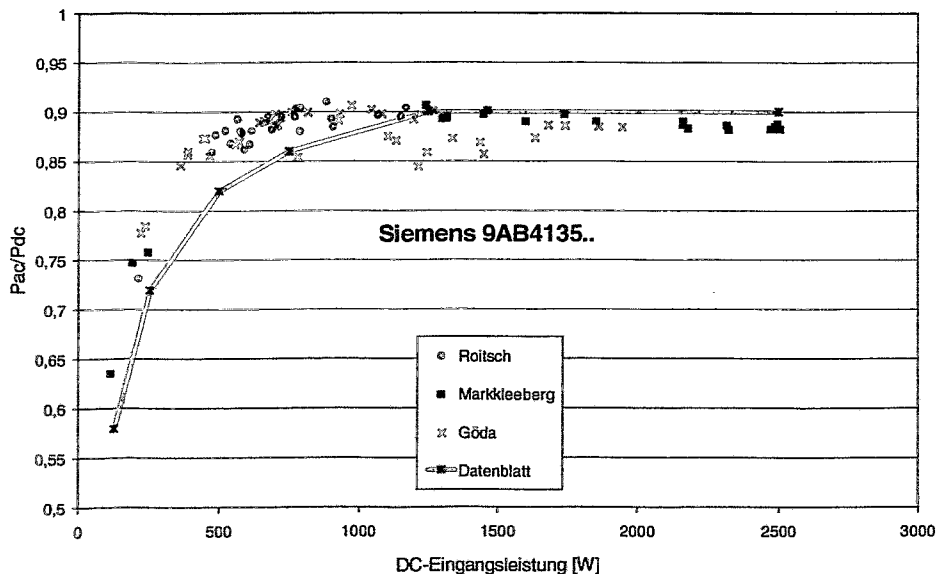


Bild 6.4: Statische Kennlinien des Wechselrichters 9AB4135-3DE34 (Siemens)

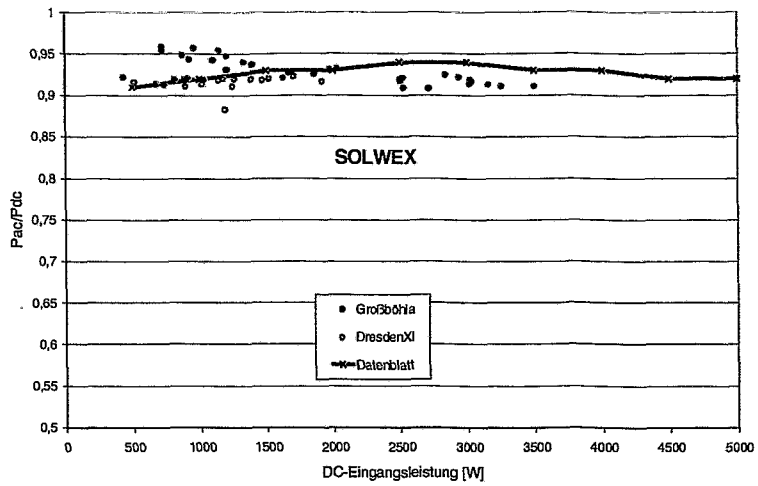


Bild 6.5: Statische Kennlinien des Wechselrichters SOLWEX 4090 (Karschny-Elektronik)

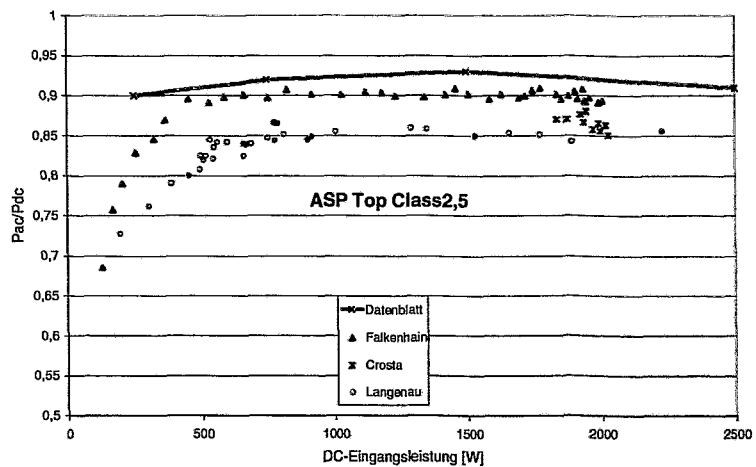


Bild 6.6: Statische Kennlinien des Wechselrichters Top Class 2,5 (ASP)

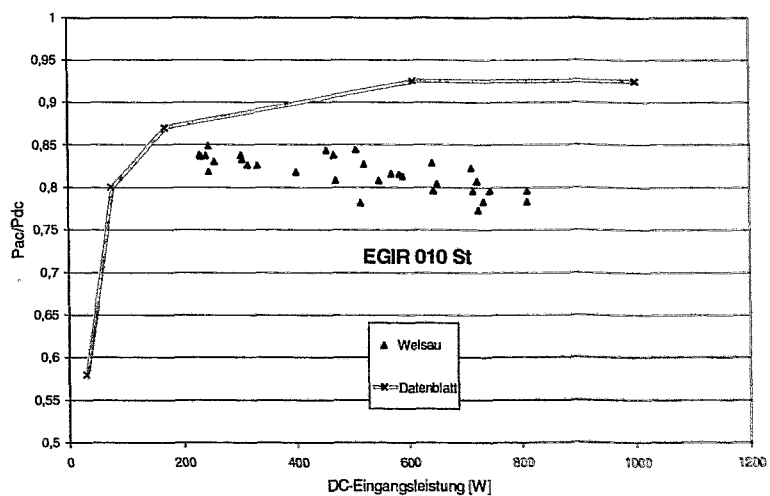


Bild 6.7: Statische Kennlinie des Wechselrichters EGIR 010St (Solar Diamant)

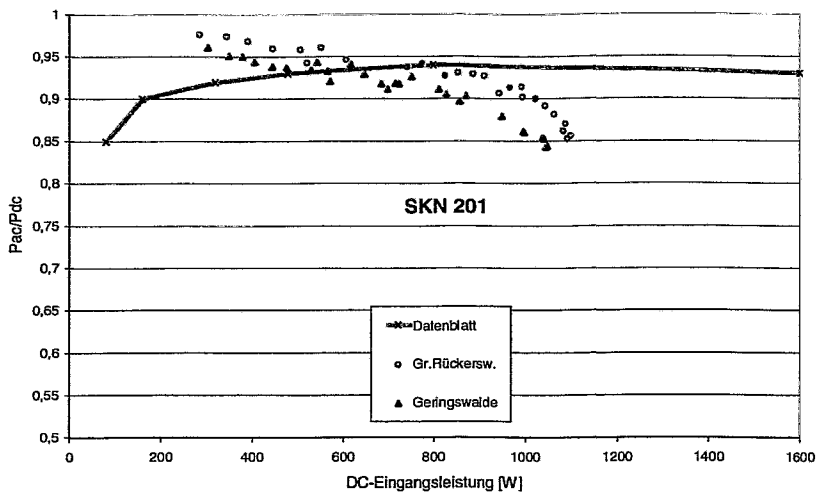


Bild 6.8: Statische Kennlinien des Wechselrichters SKN 201 (Solar Konzept)

Im Bild 6.9 sind die ermittelten, jedoch offensichtlich falschen Kennlinien der Wechselrichter SKN 305 eingetragen. Bei kleinen Leistungen wurden Wirkungsgrade deutlich über 100 % bestimmt. Erst bei ca. 1/3 der Aussteuerung werden die Herstellerangaben erreicht. Diese Geräte speisen in zwei Phasen des Drehstromnetzes ein. Dabei entnimmt bei fehlender DC-Leistung eine dieser Phasen eine Wirkleistung von ca. 900 W aus dem Netz; die andere Phase speist diese Leistung wieder ins Netz zurück. Steigt die umzuwandelnde DC-Leistung an, so ergeben sich Übergangszustände zwischen Blind- und Wirkleistung in beiden Phasen bis schließlich bei PV-Maximalleistung beide Phasen jeweils die halbe Wirkleistung einspeisen. Messungen mit separaten in jede Phase eingeschalteten Einphasen-Ferraris-Zählern ohne Rücklaufsperr bestätigten dieses Verhalten.

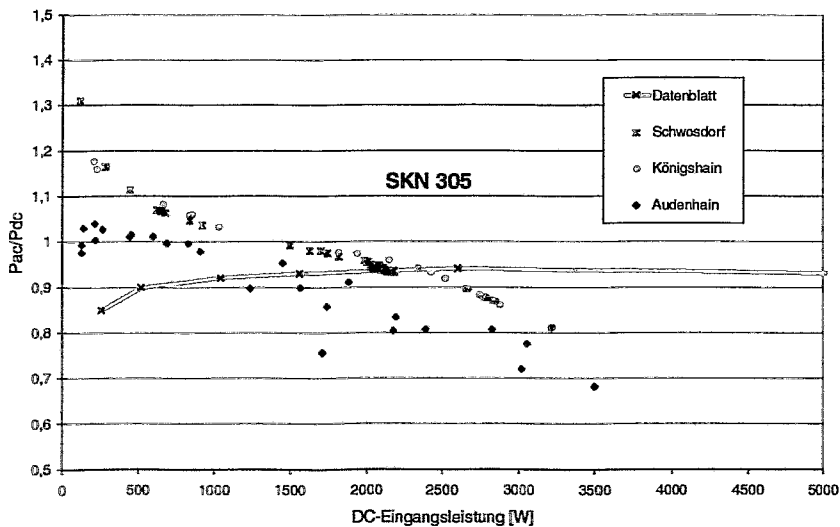


Bild 6.9: Statische Kennlinien des Wechselrichters SKN 305 (Solar Konzept)

Die im PVAA eingesetzte Messvorrichtung für die AC-Leistung (Contrans E-Messumformer-Hartmann & Braun) führt ebenfalls zu fehlerhaften Wirkleistungs-Angaben besonders bei kleineren Leistungen wahrscheinlich infolge Übersteuerung der Strompfade (starke Abweichung von der Sinusform). Die daraus berechneten Wirkungsgrade von über 100% im Bild 6.9 sind - da die Gleichleistung exakt gemessen wurde - eindeutiges Indiz für eine Falschmessung. Anders als in [43] (Untersuchung u.a. des einphasig einspeisenden Wechselrichters SKN 201) muß die Genauigkeit der Energiemessung mit den EVU-Zählern am SKN 305 deshalb grundsätzlich in Frage gestellt werden (vergl. Abschnitt 2.3).

6.3 Anpassungswirkungsgrad

Im Gegensatz zur elektromechanischen Energieerzeugung (Generatorinnenwiderstand gegen Null - Betrieb quasi im Leerlauf) muß ein PV-Generator zur maximalen Energieerzeugung angepaßt (d.h. im MPP) betrieben werden. Die sich ständig ändernden Einstrahlungsbedingungen (Solarstrahlung, Temperatur) erfordern deshalb eine laufende Nachregelung des dem Generator nachgeschalteten Abnehmers (Wechselrichters). Die meisten Wechselrichter verfügen am Eingang über entsprechende elektronische Regler (MPP-Tracker). Nur wenige Typen arbeiten mit -in gewissen Grenzen manuell einstellbarer- Festspannungsregelung.

Die Festspannungsregelung ist offensichtlich mit Energieverlusten verbunden, diese treten jedoch auch bei MPP-Trackern auf. Zur Bestimmung des jeweils richtigen MPP wird durch die Tracker nach einem bestimmten -bei jedem Typ unterschiedlichen- Zeitintervall ein kleiner Bereich um den bisher ermittelten MPP des Generators durchfahren, um die weitere Gültigkeit des MPP zu überprüfen bzw. einen neuen MPP zu bestimmen. Der PV-Generator wird in dieser Zeit nicht im MPP betrieben, bei zuvor erfolgten Änderungen des MPP liegt auch hier bereits eine Abweichung vom MPP-Betrieb vor. Der mögliche energetische Ertrag wird durch das MPP-Tracking gemindert.

Mit dem PVAA können die mit dem MPP-Tracking der Wechselrichter verbundenen Verluste quantitativ untersucht werden. Unmittelbar vor den Kennlinienmessungen werden die vom Wechselrichter momentan eingestellten Werte I_{DC} und U_{DC} gemessen und abgespeichert. Mit Hilfe der unmittelbar folgenden Kennlinienmessung wird die tatsächliche MPP-Leistung P_{MPP} ermittelt. Das Verhältnis beider Werte definiert den sogenannten Anpassungswirkungsgrad η_{Ad} :

$$\eta_{Ad} = \frac{I_{DC} \cdot U_{DC}}{P_{MPP}} \quad (6.2)$$

Das Ergebnis einer einzigen Messung stellt ein mehr oder weniger zufälliges Resultat dar (entsprechend dem jeweiligen Regelzustand), die Mittelung vieler Messungen (> 10) über einen Tag ermöglichen jedoch eine quantitative Angabe des Anpassungswirkungsgrades für die einzelnen Wechselrichter.

In der Tabelle 6.1 sind die Mittelwerte des Anpassungswirkungsgrades für verschiedene Wechselrichtertypen eingetragen. Meist wurden mehrere Exemplare der Typen untersucht. Der Mittelwert wird aus den jeweils vorhandenen 10 bis 20 Kennlinien-Messungen der Anlagen bestimmt.

Tabelle 6.1: Anpassungswirkungsgrade verschiedener Wechselrichter

Typ	TC 4000	SOLWEX	SKN 201	PV-WR 1800	NEG 1600	PV-WR 5000	Siemens-3DE	SKN 305
Anzahl Geräte	1	2	3	4	3	4	2	4
η_{Ad} [%]	99,8	98,2	97,7	97,6	97,4	96,1	94,8	89,5

Die ermittelten Anpassungswirkungsgrade liegen zwischen 95 und 99 %, im Fall der Festspannungsregelung (SKN 305) erreichen die Verluste sogar 10 %. In der Erhöhung des Anpassungswirkungsgrades liegen für einige Typen größere Reserven als in der Erhöhung des statischen Wirkungsgrades. Zudem wurde beobachtet, daß die MPP-Suche einiger Typen (z.B. PV-WR 1800) in zu großen Intervallen erfolgt und damit z.B. bei stark wolkegem Wetter kaum wirksam wird. Da die hier vorgestellten Untersuchungen stets bei sonnigem Wetter erfolgten, wird in diesen Fällen der auf ein Jahr bezogene Anpassungswirkungsgrad u.U. noch merklich niedriger liegen.

Im Bild 6.10 ist der Anpassungs-Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Generatorleistung eines falsch eingestellten festspannungsgeregelten Wechselrichters (SKN 204) gezeigt. Bei höherer Leistung kommt es durch Strombegrenzung zu Verlusten. Durch Neueinstellung auf den richtigen Spannungswert konnte der Anlagenertrag deutlich verbessert werden.

Auch das Einschaltverhalten der Geräte muß betrachtet werden, es ist abhängig vom gewählten Arbeitsprinzip und der konkreten Geräteeinstellung. Im Bild 6.11 ist das Einschaltverhalten von zwei Anlagen an einem einstrahlungsarmen Tag dargestellt. Die Anlage in Audenhain (Wechselrichter:SKN) gibt schon bei Bestrahlungsstärken unter 20 W/m² Energie ab, während die Anlage Treuen (NEG 1600) sich erst bei 40 W/m² zuschaltet.

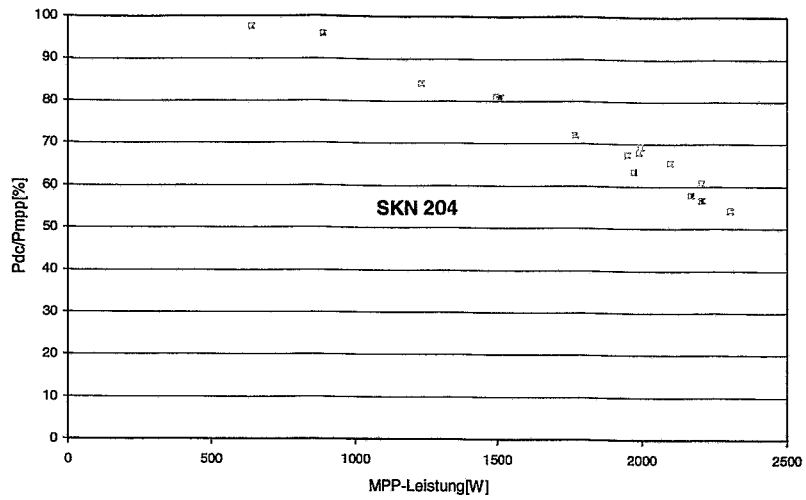


Bild 6.10: Anpassungswirkungsgrad eines Wechselrichters ohne MPP-Regelung

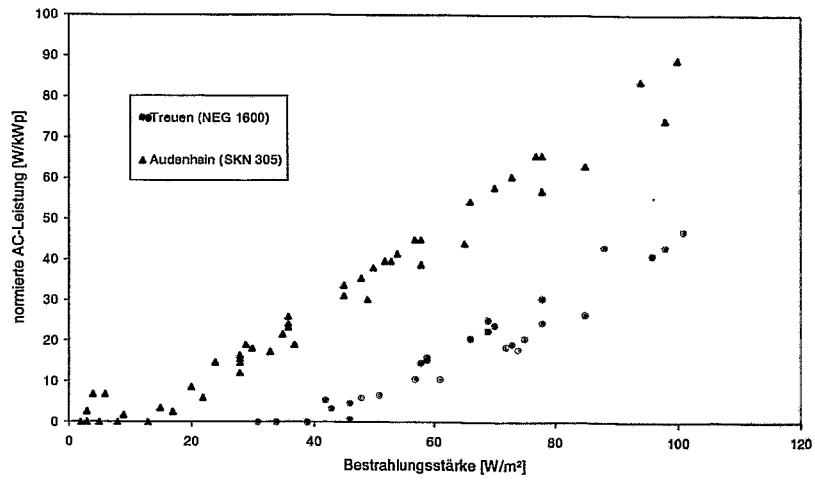


Bild 6.11: Einschaltverhalten unterschiedlicher Wechselrichter

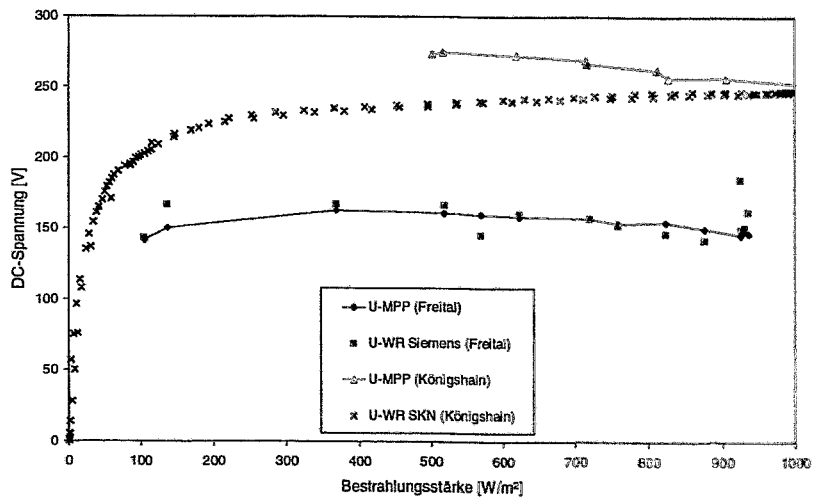


Bild 6.12: DC-Eingangsspannung bei Aussteuerungsänderung verschiedener Wechselrichter

Zur weiteren Charakterisierung des für den Energieertrag wichtigen Regelverhaltens der Wechselrichter kann die DC-Spannung in ihrer Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke genutzt werden. Diese Abhängigkeiten liegen sowohl als 10-min-Mittelwert als auch als Momentanwert aus der Kennlinienmessung vor. Im Bild 6.12 sind diese Abhängigkeiten für zwei Geräte sowie die gemessenen MPP-Spannungen der zugehörigen Generatoren dargestellt. Typisch ist, daß sich beim MPP-regelnden Gerät (Siemens) die MPP-Spannungen des Generators immer innerhalb der sich einstellenden Wechselrichterspannung befinden. Die Differenzen entstehen durch das MPP-Tracking. Eine große und zudem systematische Diskrepanz zwischen diesen Spannungen tritt demgegenüber beim festeingestellten Gerät (SKN) auf. Durch die falsch eingestellte Festspannung wird die MPP-Spannung des Generators erst bei Vollaussteuerung (höchste Bestrahlungsstärke) erreicht. Bei mittleren Bestrahlungsstärken treten große Verluste auf. Für dieses Gerät sind nur die 10-min-Mittelwerte verwendet worden, die sich aber von den Momentanwerten aus den Kennlinienaufnahmen nicht nennenswert unterscheiden.

6.4. Jahresnutzungsgrad

Der Jahresnutzungsgrad η_{JN} ist der energetisch entscheidende Parameter eines Wechselrichters. Er ergibt sich aus dem Verhältnis der Jahressumme der dem PV-Generator entnommenen Energie E_{DC} zur vom Wechselrichter abgegebenen Energie E_{PV} :

$$\eta_{\text{JN}} = \frac{E_{\text{DC}}}{E_{\text{PV}}} \quad (6.3)$$

Die Ermittlung des Jahresnutzungsgrades von Wechselrichtern kann -im Gegensatz zur Ermittlung der Kennlinie- praktisch nur durch Langzeitmessungen an einer Anlage erfolgen. Der Jahresnutzungsgrad hängt von verschiedenen Faktoren ab. Der wesentlichste Faktor ist zunächst die in Abschnitt 6.2 dargestellte statische Kennlinie. Der Anpassungswirkungsgrad beeinflusst den Jahreswirkungsgrad indirekt. Abweichungen vom MPP-Betrieb führen stets zu einer Verringerung der vom Wechselrichter aufgenommenen DC-Leistung.

Eine andere Beeinflussung des Jahresnutzungsgrades erfolgt durch das Ein- bzw. Abschaltverhalten der Wechselrichter. Bei geringsten Bestrahlungsstärken (d.h. $< 50 \text{ W/m}^2$) haben die Wechselrichter auch den geringsten Wirkungsgrad. Ein Betrieb unter diesen Bedingungen führt deshalb zu einer Senkung des Jahresnutzungsgrades des Wechselrichters, erhöht jedoch den Energieertrag. Umgekehrt führt ein Ausschluß dieser Betriebsbedingungen (durch Nichteinschalten) formal zu einer Erhöhung des Jahresnutzungsgrades (vgl. Bild 6.11).

Wegen dieser Zusammenhänge ist klar, daß der an einer Anlage gemessenen Jahresnutzungsgrad eines Wechselrichters nicht getrennt von den anderen Kenngrößen der Anlage betrachtet werden darf. Der Wechselrichter SKN 305 aus Bild 6.11 nutzt immerhin die vom PV-Generator bei niedrigen Bestrahlungsstärken gelieferte Energie, während der zweite Typ diese gar nicht verarbeitet. Praktisch wird in letzterem Fall ein hoher Jahresnutzungsgrad des Wechselrichters durch eine entsprechende Reduktion des Jahresnut-

zungsgrades des PV-Generators erkaufte. Dies spiegelt sich zudem deutlich in den Tageswerten für das Performance Ratio wieder, es nimmt für Wechselrichter mit hoher Einschaltsschwelle an einstrahlungsschwachen Tagen sehr niedrige Werte an (vgl. Bild 2.14).

Von den fünf im Rahmen des Langzeitmessprogramms mit Datenloggern ausgerüsteten Anlagen wurde in 3 Fällen sowohl die DC- als auch die AC-Energie der Wechselrichter gemessen. In der Tabelle 6.2 sind die aus den jeweiligen 10-Minuten-Mittelwerten ermittelten Jahresnutzungsgrade für die 3 untersuchten Anlagen im Zeitraum 1993 bis 1997 eingetragen.

Tabelle 6.2: Gemessene Jahresnutzungsgrade von Wechselrichtern in 3 Anlagen (Angaben in %)

	1993	1994	1995	1996	1997
PV-V2000	91,4	90,3	90,3	90,5	90,5
SKN 305			91,3	90,3	90,6
TC 4/2,5				90,4	91,3

Aus der Tabelle folgt für den Jahresnutzungsgrad der untersuchten Wechselrichter im Mittel ein Wert 90,5 % . Ein Vergleich mit Tabelle 2.3 zeigt, daß für den Typ TC 4/2,5 etwa die gleichen Werte wie im IMAP gefunden wurden. Dagegen liegen die Werte für den Typ SKN - bedingt durch die unkorrekte Festspannungseinstellung - hier um 2-3 % niedriger.

Analog dem Jahresnutzungsgrad lassen sich für einen Wechselrichter auch monatliche Nutzungsgrade definieren.

Im Bild 6.13 ist der saisonale Verlauf der monatlichen Nutzungsgrade eines Wechselrichters Siemens PV-V-2000 in mehreren Jahren dargestellt. Bedingt durch das Meßverfahren der AC-Leistung (Optische Impulsabnahme an der Zählerscheibe des Erzeugungszählers) werden die AC-Leistungswerte bei kleinen Bestrahlungsstärken ($G < 50 \text{ W/m}^2$) und damit die Wirkungsgrade sehr stark gefälscht, so daß diese -vorrangig im Winter auftretenden- Werte nicht im Diagramm dargestellt sind. Das sichtbare Absinken im Hochsommer wird möglicherweise durch die erhöhte Betriebstemperatur des Wechselrichters (infolge höherer Umgebungstemperatur und höherer Verlustleistung) verursacht. Auch das Absinken des statischen Wirkungsgrades bei höherer DC-Leistung kann dazu beitragen. Der ebenfalls vermessene SKN-Wechselrichter zeigt ein ähnliches Verhalten.

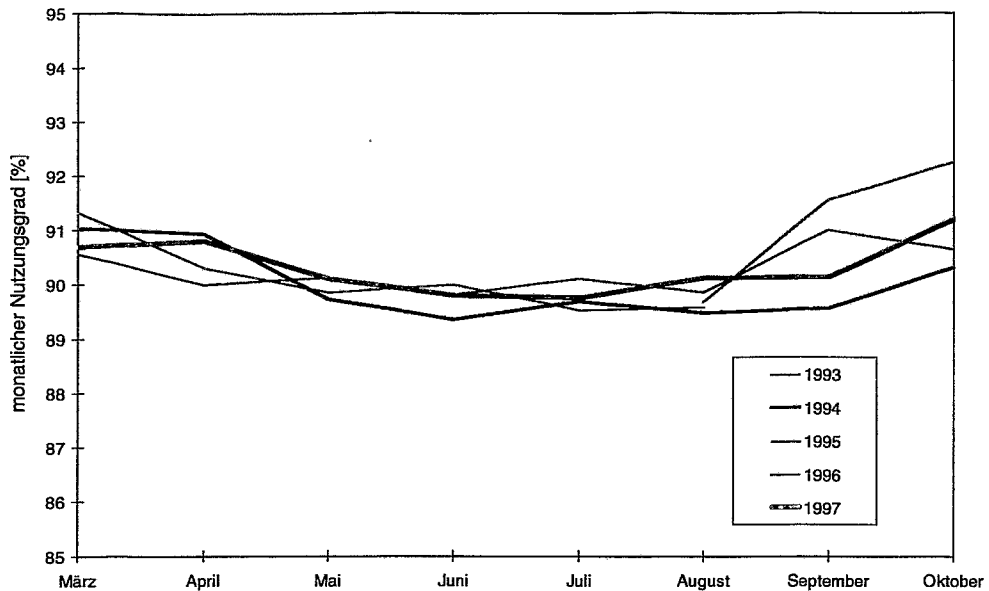


Bild 6.13: Monatlicher Nutzungsgrad eines Wechselrichters über 5 Jahre

Grundsätzlich kann der Jahresnutzungsgrad eines Wechselrichters an einem vorgegebenen PV-Generator bei bekannter Wechselrichter-Kennlinie auch rechnerisch ermittelt werden. Dazu muß die jährliche Häufigkeitsverteilung der vom PV-Generator abgegebenen DC-Leistungen bekannt sein. Sie wird wiederum bestimmt von der jährlichen Häufigkeitsverteilung der Bestrahlungsstärke (wie im Bild 2.7 dargestellt) und der Generatortemperatur. Die Zugrundelegung der sogenannten Europaformel für den Jahresnutzungsgrad ([44],[45]), die allein auf der Berücksichtigung der Verteilung der Bestrahlungsstärken beruht, ist eher ungeeignet.

Aus den drei verfügbaren Anlagen wurden für die Jahre 1996 und 1997 die gesuchte Häufigkeitsverteilung der von den PV-Generatoren abgegebenen DC-Leistungen ermittelt. Dabei wurden die Resultate aller drei Anlagen auf eine Generatorleistung von 1 kW_p normiert und gemittelt. Für die Normierung wurden die in Abschnitt 5.3 ermittelten STC-Leistungen der Generatoren zugrundegelegt. Die Ergebnisse sind im Bild 6.14 dargestellt. Nach Abschnitt 2.2 war 1996 ein einstrahlungsschwaches und 1997 ein einstrahlungstarkes Jahr. Deshalb wurde für die weiteren Berechnungen die ebenfalls in Bild 6.14 dargestellte (über beide Jahre) gemittelte Häufigkeitsverteilung verwendet. Sie kann insofern als repräsentativ gelten.

Im Bild 6.14 stellt die x-Achse die jeweils betrachtete DC-Leistung eines PV-Generators einer Leistung von 1 kW_p dar. Die DC-Leistungen wurden mit einer Klassen-Breite von 10 W/kW_p sortiert. Die innerhalb jeder Klasse im Lauf eines Jahres erzeugte DC-Energie (y-Achse) wurde durch Summation der klassierten 10-min-Mittelwerte der Leistung erhalten und über die drei vermessenen Anlagen gemittelt. Es sei hier ausdrücklich darauf hingewiesen, daß der oben diskutierte Anpassungswirkungsgrad der Wechselrichter in diesen Ergebnissen enthalten ist. Der dadurch verursachte Fehler bleibt allerdings mit 2 % relativ gering.

Ein Vergleich der im Bild 6.14 gezeigten Häufigkeitsverteilung mit der im Bild 2.7 gezeigten Häufigkeitsverteilung für die Bestrahlungsstärke zeigt insbesondere bei größeren

Leistungen eine systematische Veränderung. Die DC-Energieabgabe eines 1-kW_p-Generators steigt zwischen 300 W und 800 Watt deutlich (um etwa 100 %) an und fällt danach rasch ab. Leistungen größer als 900 Watt tragen nur zu 2 % zum gesamten Energieertrag bei. Die physikalische Erklärung für dieses Verhalten liegt nahe: Die hohen Bestrahlungsstärken im Sommer sind auch mit hohen Generatortemperaturen verbunden. Infolge des dadurch verringerten Modulwirkungsgrades verringern sich die vom Generator abgegebenen Leistungen, die bei Bestrahlungsstärken > 800 W/m² einfallende Energie führt zu Generatorleistungen unter 800 W pro kW_p. Die gesamte von einem 1-kW_p-Generator in einem mittleren Jahr abgegebene DC-Energie liegt nach diesen Ergebnissen bei 935 kWh.

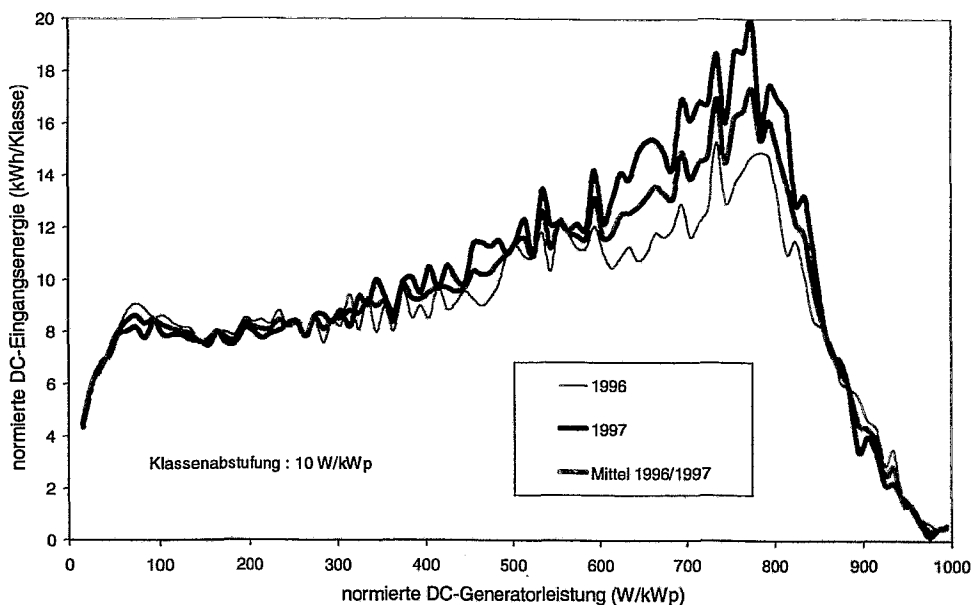


Bild 6.14: Häufigkeit der normierten PV-Generatorleistung für einstrahlungsschwaches und einstrahlungsstarkes Jahr

Der Jahresnutzungsgrad eines Wechselrichters kann auf der Basis des in Bild 6.14 dargestellten Zusammenhanges nunmehr leicht ermittelt werden. Zunächst wird die (gemessene oder dem Datenblatt entnommene) Kennlinie des Wechselrichters auf seine jeweilige Nennleistung normiert. Falls die Wechselrichter-Nennleistung (DC-Eingangsleistung) mit der STC-Leistung des Generators identisch ist, wird sein Jahresenergieertrag E_{PV} durch punktweise Multiplikation seiner Kennlinie mit der in Bild 6.14 gezeigten Häufigkeitsverteilung und nachfolgender Summation ermittelt.

In der Tabelle 6.3 sind so berechnete Jahresnutzungsgrade für einige Wechselrichtertypen zusammengestellt. Die Berechnungen wurden für alle drei im Bild 6.14 dargestellten Häufigkeitsverteilungen durchgeführt. Sie gelten für identische Nennleistungen von Generator und Wechselrichter, die Variation zwischen den einzelnen Jahren bleibt allerdings vernachlässigbar. Der im Rahmen des 1000-Dächer-Programms gefundene hohe Jahresnutzungsgrad der Typs BWR 2500 [13] wird durch die Simulation bestätigt. Er muß als Maßstab bei allen künftigen Entwicklungen von Wechselrichtern angesehen werden.

Tab. 6.3: Jahresnutzungsgrade von Wechselrichtern nach verschiedenen Datensätzen

	Daten 1996	Daten 1997	Mittelwert (Mittleres Jahr)
TopClass TC 4	90,2	90,2	90,2
BWR 2500	94,9	95	94,9
SonnyBoy 700	90,7	90,9	90,8

Nach dem gleichen Verfahren läßt sich auch die Abhängigkeit des Jahresnutzungsgrades eines Wechselrichters vom Verhältnis der Wechselrichterleistung zur Generatorleistung quantitativ untersuchen (Bild 6.15). Diese Abhängigkeit wurde in den letzten Jahren mehrfach -allerdings teilweise widersprüchlich- diskutiert [46, 47].

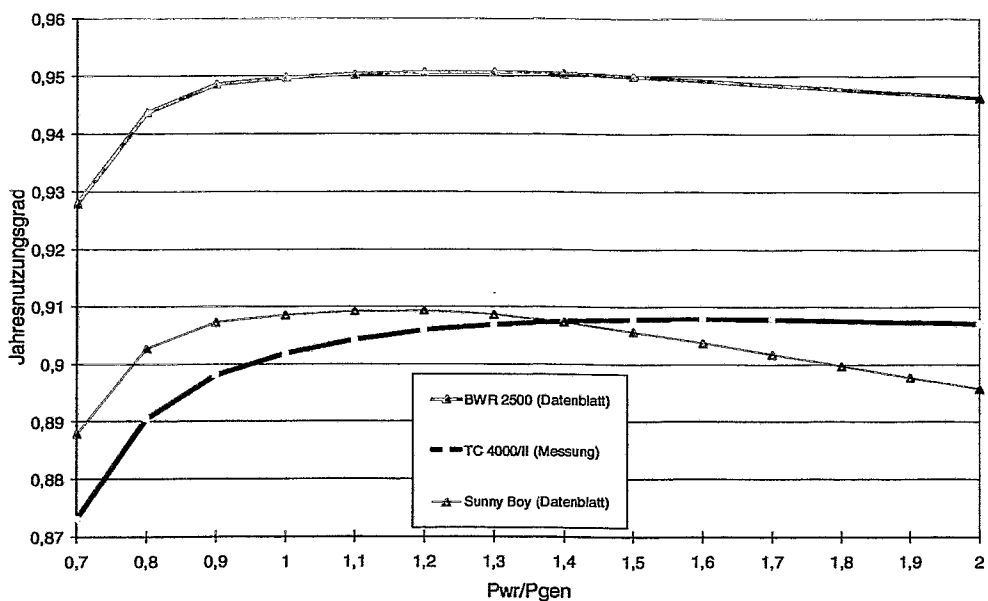


Bild 6.15: Abhängigkeit des Jahresnutzungsgrades von der Größe des Wechselrichters zur Größe des Generators

Für dieses Bild wurde eine gemessene Wechselrichter-Kennlinie (TC 4/2,5 [48]) und zwei Datenblatt-Kennlinien (Wechselrichter BWR 2500 [49], SonnyBoy 700 [50]) verwendet. Um zum gewünschten Ergebnis zu kommen, wurde das Verhältnis der Wechselrichterleistung zur Generatorleistung durch fiktive Variation der Generatorgröße verändert. Das bedeutet eine Aussteuerungsänderung des Wechselrichters und entspricht faktisch einem Zoomen des im Bild 6.14 dargestellten Zusammenhanges. Falls die Wechselrichterleistung geringer als die Generatorleistung ist, wurde ein Abregeln der Generatorleistung durch den Wechselrichter auf dessen Nennleistung angenommen. Das überraschende Resultat ist im Bild 6.15 dargestellt. Entgegen früheren Abschätzungen ist die gefundene Abhängigkeit für $P_{WR}/P_{Gen} > 1$ relativ schwach. Die maximalen Jahresnutzungsgrade werden stets in Anlagen erreicht, deren Wechselrichterleistung -je nach Typ- gleich oder größer als die STC-Leistung des Generators ist! Wird die Wechselrichterleistung kleiner als die Genera-

torleistung gewählt, kommt es rasch zu einer drastischen Verringerung des erreichbaren Jahresnutzungsgrades.

6.5 Stromqualität

Die VDEW-Richtlinie zur Einspeisung von Strom aus Eigenerzeugungsanlagen in das öffentliche Netz [23] fordert -neben den bereits im Abschnitt 3.2 diskutierten Überwachungs- und Abschaltvorrichtungen- vor allem eine qualitätsgerechte Stromspeisung. Ziel ist die Einspeisung eines möglichst sinusförmigen Stromes ohne Blindleistungsanteil ($\cos \phi = 1$) in das öffentliche Netz [51].

In einer Konformitätserklärung jedes Wechselrichter-Herstellers wurden diese Eigenschaften allgemein garantiert. Ein Ziel der Langzeituntersuchungen bestand darin, die Stromqualität der verschiedenen Wechselrichtertypen zu prüfen und zu vergleichen. Dazu wurde ein Power Harmonics Analyzer (Modell Fluke 41 [52]) eingesetzt, der eventuelle Oberwellen bis 1,5 kHz erfaßte. Die einfache Anwendung (Stromzange um die einspeisende Phase) sowie Anzeige und Speicherung mit Auslesung über PC erlaubt einen universellen Einsatz dieses Gerätes bis hin zur Fehlerdiagnose und zur Prüfung auf Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften.

Die Stromqualität der verschiedenen Gerätetypen, die jeweils für ein bestimmtes Stromrichterprinzip stehen, ist in den nachfolgenden Bildern dokumentiert.

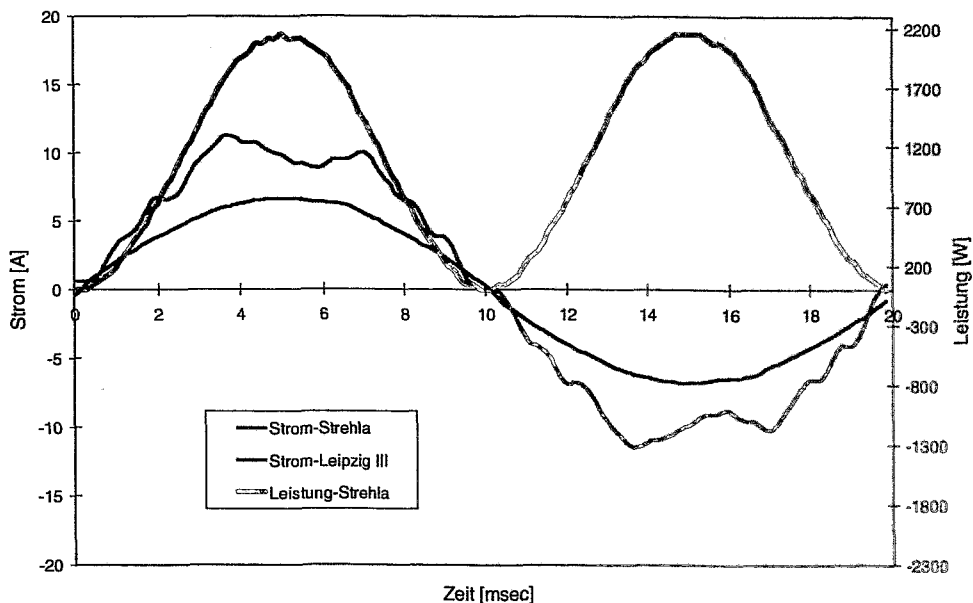


Bild 6.16: Stromqualität von pulshöhen-modulierten Wechselrichtern

Im Bild 6.16 sind die gemessenen Einspeiseströme der Dorf Müller-Wechselrichter FHG 40N und FHG 50N, die nach dem Prinzip der digitalen Spannungssynthese (Pulshöhen-Modulation) arbeiten. Erwartungsgemäß ist die Stromform sehr gut (Beispiel Strehla). Das Oberwellen-Spektrum enthält in wesentlichen nur die Grundwelle (Nichtlineare Verzerrun-

gen: Klirrfaktor ca 2%). Die Kurve Leipzig III zeigt die Einspeisung eines defekten Gerätes. Die 40 Volt-Modul-Gruppe wurde wegen eines Defektes nicht mehr zugeschaltet (Einbuchtung des Sinus-Maximums). Ohne die Anlageninspektion wäre der Fehler vermutlich unentdeckt geblieben, obwohl damit auch ein Ertragsrückgang um 20 % verbunden war. Als Beispiel für die Qualität der eingespeisten Leistung (Multiplikation Einspeisestrom mit Netzspannung) ist die fast ideale Kurve der Anlage in Strehla mit dargestellt.

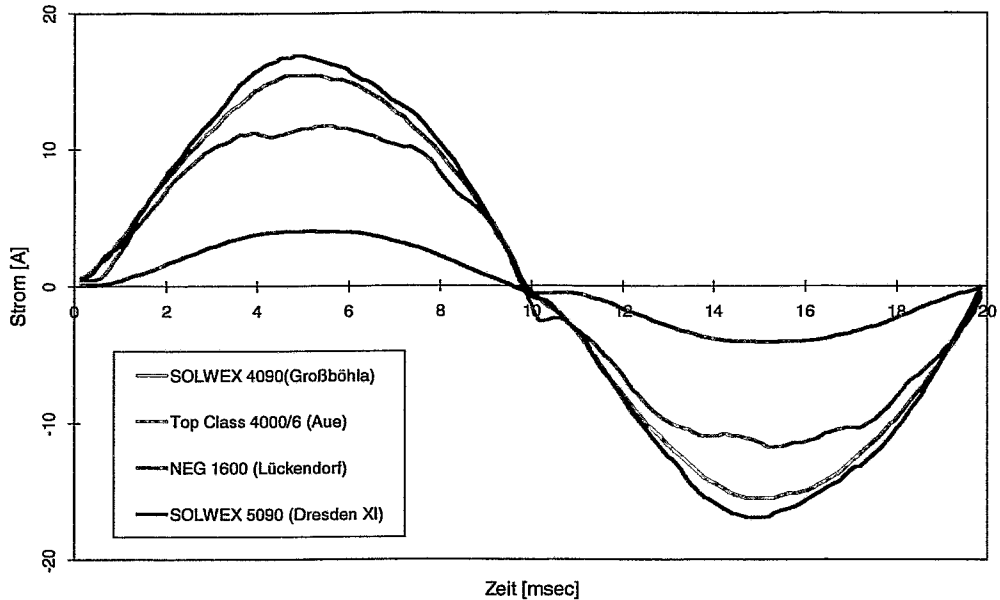


Bild 6.17: Stromqualität von pulsbreiten-modulierten Wechselrichtern

Im Bild 6.17 sind die Einspeise-Ströme einiger Geräte, die nach dem Prinzip der Pulsbreiten-Modulation arbeiten, dargestellt. Auch hier zeigt das Oberwellen-Spektrum neben der Grundwelle nur kleine Werte (Klirrfaktor zwischen 4% und 12%) und damit eine hohe Stromqualität.

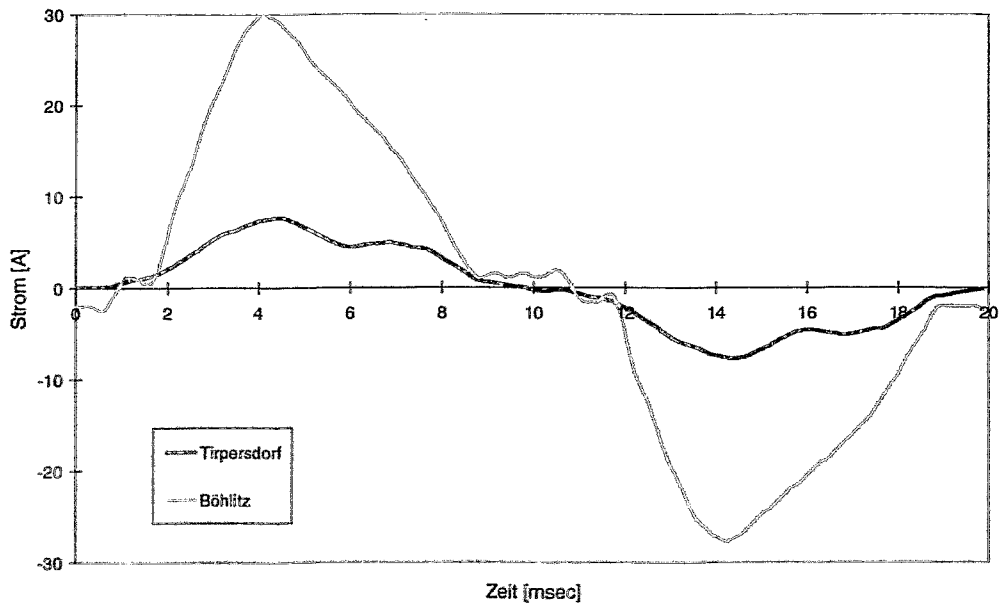


Bild 6.18: Stromqualität der SMA-Wechselrichter

Im Bild 6.18 sind die Stromkurven der beiden -im 1000-Dächer-Programm am häufigsten eingesetzten- SMA-Wechselrichter PV-WR 1800 und PV-WR 5000 dargestellt. Der entsprechende Klirrfaktor liegt zwischen 23% und 28%. Hier ist schon eine deutliche Verschlechterung der Stromqualität zu erkennen.

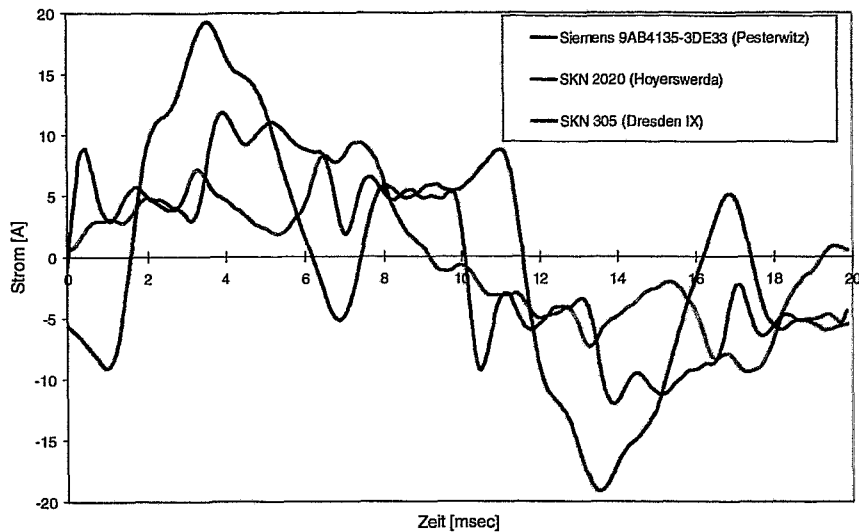


Bild 6.19: Stromqualität von Thyristor-Wechselrichtern

Die schlechteste Stromqualität liefern die thyristorgesteuerten Wechselrichter. Im Bild 6.19 sind die Einspeiseströme von drei Geräten dieser Klasse eingetragen. Die dazugehörigen Frequenzspektren sind im Bild 6.20 enthalten. Die nichtlinearen Verzerrungen bewegen sich zwischen 42% und 104%! Die Messungen beim Typ SKN 305 beziehen sich auf eine der beiden Einspeisephasen. Im Abschnitt 6.2 war bereits erläutert worden, daß bei diesem Typ bei kleiner Aussteuerung entgegen gerichtete Ströme zwischen den beiden beteiligten Phasen festgestellt wurden.

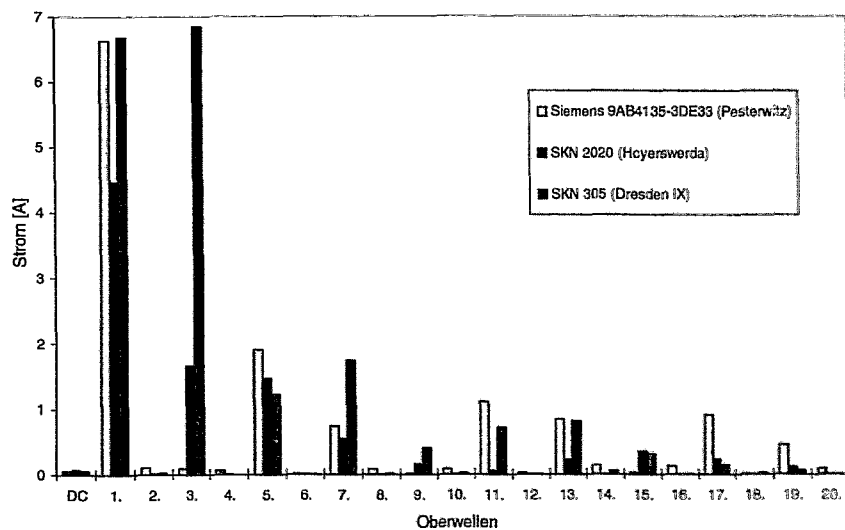


Bild 6.20: Oberwellenspektrum des Stromes aus Thyristor-Wechselrichtern

Deren Wirkung auf die eingespeiste Leistung ist im Bild 6.21 zu sehen. Die periodische Leistung enthält neben positiven Werten auch phasenverschobene negative Anteile, die bei entsprechend geringer Aussteuerung zur effektiven Wirkleistung von Null führen, obwohl ein großer Effektiv-Strom fließt. Bild 6.21 geht dann in Bild 6.22 über, ohne daß sich die Effektivwerte der Ströme ändern.

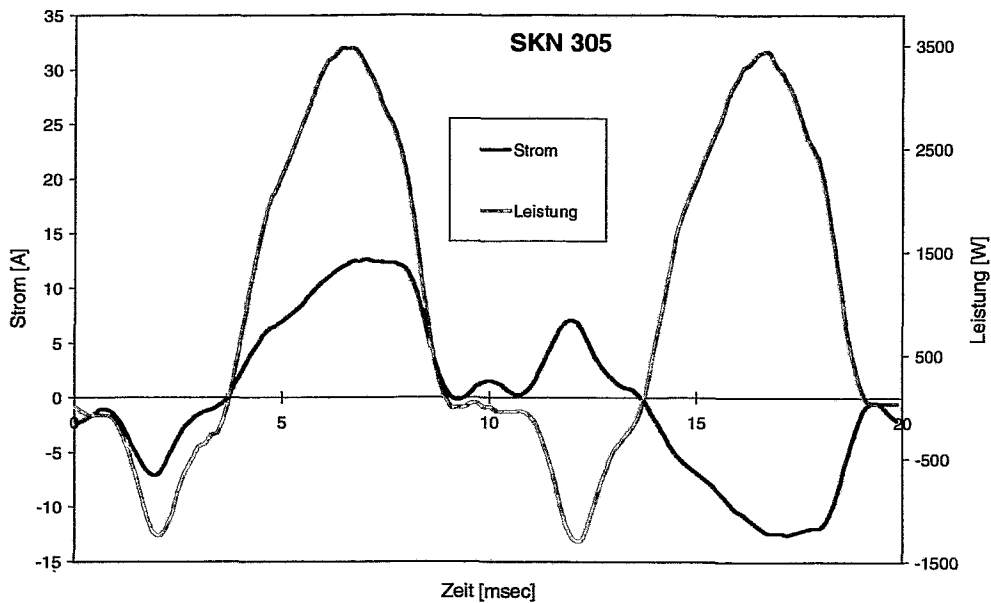


Bild 6.21: Einspeisestrom und -leistung aus SKN 305 bei hoher Aussteuerung (eine Phase)

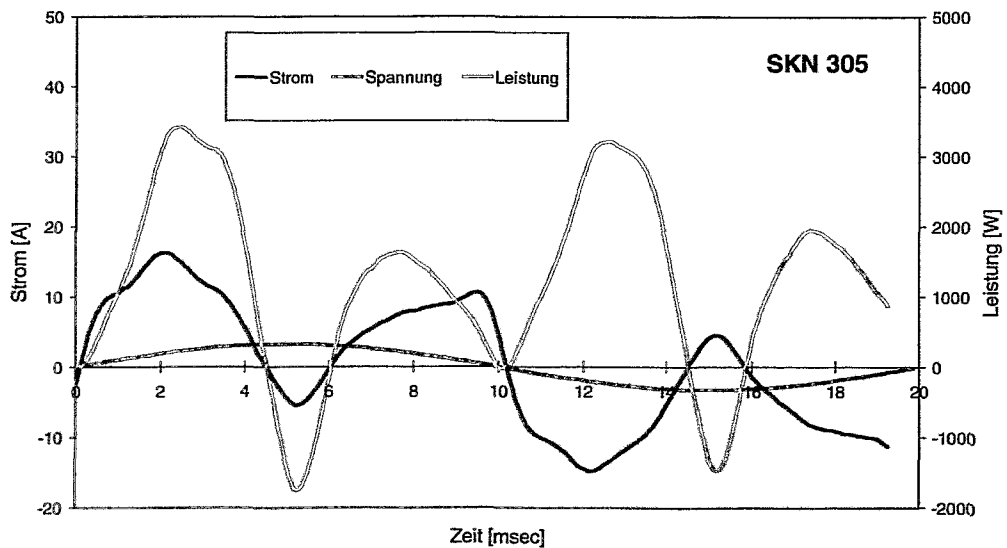


Bild 6.22: Einspeisestrom und -leistung aus SKN 305 bei geringer Aussteuerung (eine Phase)

6.6 Sonstige Befunde

Als weitere, die Qualität eines Wechselrichters kennzeichnende Parameter gelten die Emission von Geräuschen und hochfrequenten Schwingungen.

Die -zumindest lästige- Geräuschentwicklung einiger Wechselrichtertypen war bereits während der Inbetriebnahmen der Anlagen beobachtet worden [3]. In Tabelle 6.4 sind die Ergebnisse zusammengestellt. Eine Veränderung der Geräuschentwicklung wurde bei Geräten der Firma SKN beobachtet.

Tab. 6.4: Geräuschentwicklung von Wechselrichtern

	SIEMENS 9AB4135	SKN 305	PV-WR 5000	ASP TC 4/2,5	FHG 50- N	NEG 1600
Geräusch- abgabe	Brummen mittel	Brummen sehr stark	Pfeifen mittel	ohne	ohne	ohne

Ein weiterer erheblicher Störfaktor stellt die Emission hochfrequenter Störstrahlungen dar. Sie treten vorrangig im Mittel- und Kurzwellenbereich auf. Eine Störfeldstärkemessung konnte nicht vorgenommen werden. Der Nachweis der Störstrahlung erfolgte mittels eines MW-Empfängers, der eine Entfernungsbestimmung für das Verschwinden eines Störsignales im Abstand zum Wechselrichter ermöglicht. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 6.5 eingetragen; sie ermöglichen zumindest qualitative Vergleiche zwischen den einzelnen Typen. Auffallend und keinesfalls tolerierbar waren die starken Störsignale des ASP-Wechselrichters TopClass.

Tabelle 6.5: Nachweisabstand von Störfrequenzen bei Mittelwellenempfang

	Siemens	Solar Konzept	SMA	ASP	NEG	FHG
Entfernung	1 m	2 m	10 m	100 m	2 m	1 m

7. Zusammenfassung der Hauptergebnisse

- Meteorologie

Die jährliche solare Einstrahlung auf die untersuchten Dachflächen lag mit 1050 kWh/m² im Mittel etwa 10 bis 15 % unter den aus langjährigen Meßreihen des DWD und verschiedenen Modellen ableitbaren Werten. Als mögliche Ursache für diesen Befund kommen -in urbanen Gebieten unvermeidliche- Sichtfeldeinschränkungen durch Gebäude bzw. Bäume in Frage.

Von der gesamten jährlichen Einstrahlung entfallen 75 % auf die Sommermonate April bis September. Netzgekoppelte PV-Anlagen können während dieser Zeit nennenswerte Beiträge zur Energieversorgung leisten.

Die tägliche solare Einstrahlung über dem Gebiet Sachsens ist auch im Sommer stark korreliert. Sowohl einstrahlungsstarke als auch einstrahlungsschwache Tage treten praktisch synchron in ganz Sachsen auf. Photovoltaik kann deshalb in Sachsen keine gesicherte Leistung erbringen.

- Anlagentechnik und Erträge

Die Qualitätssicherung bei der Modulherstellung (Herstellungszeitraum 1991 bis 1994) ließ zu wünschen übrig. Die in den Datenblättern angegebenen STC-Leistungen wurden nur von zwei Herstellern tatsächlich erreicht. Für einen Modultyp deutet sich ein genereller technologischer Fehler an (Verbindung der einzelnen Solarzellen).

Bemerkenswerte Fortschritte gab es in der Entwicklung der Wechselrichter. Für den erreichbaren mittleren jährlichen Nutzungsgrad setzten mit 92 bis 94 % zwei Typen Maßstäbe. Auch hinsichtlich der Netzüberwachung sowie der Vermeidung von akustischen bzw. elektronischen Störungen liegen brauchbare Lösungen vor.

Ausgehend von gemessenen mittleren jährlichen Häufigkeitsverteilungen der Generatorleistung pro kW_p wurde das optimale Anpassungsverhältnis von Wechselrichterleistung zu PV-Generatorleistung neu bestimmt. Danach soll die DC-Nennleistung des Wechselrichters -in Abhängigkeit vom konkreten Typ- gleich oder bis etwa 20 % über der STC-Leistung des PV-Generators liegen.

Die künftige Entwicklung der Wechselrichter wird in Richtung komplexer Netzkoppeleinheiten verlaufen. Neben den bereits heute z.T. integrierten Funktionen wie Ertrags- und Netzüberwachung ist künftig auch eine Selbstdiagnose der PV-Anlage (etwa durch Überwachung des Performance Ratio) erforderlich.

Der im 1000-Dächer-Programm realisierte Leistungsbereich von PV-Anlagen (bis 5 kW_p) kann künftig wesentlich kostengünstiger und weniger störanfällig als Einstranganlagen errichtet werden. Dies erfordert Modulströme bis 10 A und Systemspannungen von 500 V. Module mit 100 bzw. 200 Watt STC-Leistung werden die 50-Watt-Module ablösen.

Bautechnisch und architektonisch überzeugende Lösungen wurden insbesondere mit dachintegrierten PV-Anlagen gefunden. Ein massenhafter Einsatz solcher Anlagen setzt allerdings eine absolute Zuverlässigkeit der Module und ihrer elektrischen Verbindungen über die gesamte Lebensdauer (d.h. 30 Jahre) voraus.

Eine gut ausgelegte und mit ausgewählten Komponenten ausgestattete PV-Anlage kann ein Performance Ratio von 80 % erreichen. Dies entspricht mittleren Jahreserträgen zwischen 800 und 900 kWh pro Kilowatt installierte Generatorleistung.

Der entwickelte und eingesetzte PV-Anlagen-Analysator erwies sich als geeignetes und effektives Hilfsmittel zur Vermessung und Bewertung einer netzgekoppelten PV-Anlage.

- **Betreiberverhalten**

Durch netzgekoppelte PV-Anlagen auf dem Dach von Ein- bzw. Zwei-Familienhäusern kann -bei energiebewußtem Verbraucherverhalten- der Jahresbedarf an Elektroenergie summarisch gedeckt werden.

Die Synchronität des Haushaltenergiebedarfes mit dem solaren Energieangebot ist gering. Bei einem solaren Deckungsgrad von 40 % kann 50 % der solar erzeugten Energie vom Haushalt direkt (d.h. ohne Netzeinspeisung) genutzt werden. Bei einem Deckungsgrad von 100 % sinkt der Direktverbrauch auf unter 30 %. Nachweisbare Änderungen des Verbraucherverhaltens wurden nicht beobachtet.

Die am vorliegenden Programm beteiligten Haushalte hatten einen durchschnittlichen Energieverbrauch von 8000 kWh pro Jahr. Nur einzelne Haushalte lagen im bzw. unter dem Wert von 3000 kWh/a (Durchschnittsverbrauch im Bereich eines sächsischen EVU für Ein- und Zweifamilienhäuser).

- **Know how der Fachfirmen**

Etwa 10 Fachfirmen erwarben im Verlauf des Programms in Sachsen das Know how zur sicheren Auslegung und Installation von netzgekoppelten PV-Anlagen. Das Know how geht allerdings bei den meisten Firmen derzeit rasch wieder verloren. Dazu tragen sowohl die mangelnde Nachfrage als auch eingetretene Änderungen bei den Lieferfirmen der Hauptkomponenten bei.

Literatur

- [1] Richtlinie zur Förderung und Erprobung kleiner photovoltaischer Solarenergieanlagen (Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programm) vom 18.9.1990, Bundesanzeiger Jahrgang 42, Nr. 179, S. 4997 (22.9.90)
- [2] Protokoll der Bund-Länder-Sitzung vom 23.6.95, BMBF Bonn, Anhang
- [3] U. Rindelhardt, G. Teichmann, D. Lang:
Projektentwicklung und Ergebnisse des Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-Programms in Sachsen
FZR-Report 109, September 1995
- [4] V.U. Hoffmann, T. Erge, K. Kiefer, E. Rössler:
Erste Ergebnisse der Standardauswertung des 1000-Dächer-Programms.
8. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1993, S. 105
- [5] K. Kiefer:
Erste Auswertungen aus dem Intensiv- Mess- und Auswertprogramm (IMAP) des 1000-Dächer-Programms
9. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1994, S. 139
- [6] F. Auer, Ch. Windel:
Pyranometer oder Solarzelle
Sonnenenergie 2(1993) 28
- [7] Firmenunterlagen THIESS
- [8] DWD:
Ergebnisse von Strahlungsmessungen in der BRD, Sonderreihe: Meßdaten aus zurückliegenden Jahren, Band I: Station Wahnsdorf, Hamburg 1995
- [9] G. Peschke:
Witterung und Klima Sachsens
Sächsische Heimatblätter 3/1992, S. 168
- [10] DWD, Wetteramt Dresden, Fax vom 10.7.1995
- [11] J.A. Duffie, W.A. Beckmann:
Solar Engineering of Thermal Processes
John Wiley & Sons, New York 1991
- [12] M. Skiba:
Ein Verfahren zur Standortevaluation energetischer Nutzungsmöglichkeiten der solaren Einstrahlung
VDI Fortschrittsberichte, Reihe 6, Nr. 375, Düsseldorf 1997

- [13] Arbeitsgruppe 1000-Dächer Meß- und Auswerteprogramm:
Jahresjournal 1995
Broschüre FhG-ISE, Freiburg 1996
- [14] Strahlungswetterbericht 2. Halbjahr 1995,
in: Sonnenenergie, Heft 3 (1996), S. 53
- [15] Th. Dietsch:
Solare Ernte in der Oberpfalz
Energie 46,Nr. 4, 1994, S.36
- [16] K. Bücher:
Einfluß der Strahlungsbedingungen auf die Wirkungsgrade von Solarzellen und
Modulen
Forschungsverbund Sonnenenergie: Themen 95/96, Köln 1996, S. 45
- [17] W. Damm, D. Heinemann, D. Prokop, E. Wiemken:
10. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1995, S. 401
- [18] U. Rindelhardt, G. Teichmann, B. Decker, J. Grochowski:
Revised Performance Data of Small Grid Connected PV Systems Based on in situ
Measurements
14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona 1997, Proc. Vol II,
p. 2652
- [19] H. Fatterschneider, W. Hirsch, U. Rindelhardt, G. Teichmann:
Elektroenergieerzeugung einer kombinierten Wind-Photovoltaik-Anlage in Ottendorf-
Okrilla (Sachsen)
FZR-Report 138, April 1996
- [20] Energiestiftung Schleswig-Holstein (Hrg.):
Kostenorientierte Strompreisbildung (Echtzeittarif in Eckernförde)
Kiel, Oktober 1997
- [21] Unterlagen EVS AG, Chemnitz 1995
- [22] Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) vom 1.1.94
- [23] Richtlinien für den Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem
Niederspannungsnetz des Energieversorgungsunternehmens (EVU)
VDEW-Verlag, Frankfurt, 1996
- [24] H. Becker, K. Kiefer, V. Hoffmann, U. Rindelhardt, G. Heilscher:
Five Years of Operational Experience in the German 1000-Roofs-Programme:
Results of Monitoring and System Inspection
Proc. Of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference,
Barcelona, Spain, 30 June - 4 July 1997, Vol. II, p. 1677

- [25] G. Heilscher, M. Schneider, H. Becker, U. Rindelhardt:
Ermittlung der Fehlertoleranz bei der Kennlinienmessung in Vorortuntersuchungen
13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 11.-13.3.98,
Tagungsband S. 323
- [26] H. Becker, W. Vaaßen:
Technische Begleitung und Erfahrungsauswertung des Bund-Länder-1000-Dächer-
Photovoltaik-Programms
Abschlußbericht TÜV Rheinland, Köln, voraussichtlich August 1998
- [27] U. Rindelhardt, G. Teichmann:
Projektvorbereitung und -abwicklung des Bund-Länder-1000-Dächer-Photovoltaik-
Programms
in: Statusreport Photovoltaik 1993 (Hrg. BMBF/BEO), Beitrag 66
- [28] B. Decker, J. Grochowski:
Minderertragsanalysen und Optimierungspotentiale im Bund-Länder-1000-Dächer-
Photovoltaik-Programm
Schlußbericht des BMBF-Vorhabens 0329588, ISFH GmbH Hameln/Emmerthal,
August 1997
- [29] Th. Ihle, U. Rindelhardt, G. Teichmann:
Betriebserfahrungen mit netzgekoppelten PV-Anlagen aus dem 1000-Dächer-
Programm
11. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 13.-15.3.96,
Tagungsband S. 294
- [30] ASE-Firmenunterlagen
- [31] Th. Ihle:
Entwicklung und Erprobung eines Photovoltaik-Generator-Kennlinien- Meßgerätes
Diplomarbeit Technische Universität Dresden, Fakultät für Elektrotechnik
Nr 22/94, 16.06.1995
- [32] Ch. Obst:
Kennlinienmessung an installierten Photovoltaik-Generatoren und deren Bewertung
Diplomarbeit Universität Oldenburg, Fachbereich Physik, Februar 1994
- [33] TÜV Rheinland (Hrg.)
Protokoll Arbeitstreffen "U-I-Kennlinienkorrekturverfahren im 1000-Dächer-
Programm"
Köln, März 1996
- [34] G. Blaesser, E. Rossi:
Extrapolation of Outdoor Measurements of PV-Array I-V-Characteristics to
Standard Test Conditions
Solar Cells 25 (1988),p.

- [35] G. Blaesser:
JRC Use of I-V Extrapolation Methods in PV System Analysis
European PV Plant Monitoring Newsletter, No. 9 (November 1993), p.4
- [36] G. Blaesser, D. Munro (Edt.):
Guidelines for the Assesment of Photovoltaic Plants (Document C)
JRC Ispra, Report EUR 16340 EN, 1995
- [37] G. Blaesser:
The reduced Current-Voltage Characteristic of PV Arrays and its Quasi-
independence of Ambient Conditions
Proc. Of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference,
Barcelona, Spain, 30 June - 4 July 1997, Vol. II, p. 1520
- [38] M.Schneider:
Inspektionsprüfung von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen im Rahmen des
1000-Dächer-Programms
Diplomarbeit Fachhochschule Augsburg, 1997
- [39] U. Rindelhardt, G. Teichmann:
Ergebnisse und Erfahrungen des 1000-Dächer-PV-Programms in Sachsen
9. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 16.-18.3.94,
Tagungsband S. 149
- [40] U. Rindelhardt, G. Teichmann:
Langzeitmessprogramm "1000-Dächer-Programm"
in: Statusreport Photovoltaik 1996 (Hrg. BMBF/BEO), Beitrag 73
- [41] G. Hackstein, J. Riedel, U. Rindelhardt, M. Schwanitz:
Elektroenergieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Sachsen
FZR-Report 193, August 1997
- [42] Lastgang ausgewählter Tage in der Stadt Dresden
Brief DEF vom 27.4.98
- [43] B. Günther, G. Wirz:
Meßtechnische Untersuchungen an Systemkomponenten photovoltaischer
Stromversorgungssysteme (Endbericht)
Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, August 1994
- [44] H. Häberlin:
Vergleichsmessungen an Photovoltaik-Wechselrichtern
9. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 16.-18.3.94,
Tagungsband S. 155
- [45] J. Myrzik:
Marktübersicht Wechselrichter
PHOTON, Mai 1996, S. 36

- [46] TÜV Rheinland/ISET Kassel:
Installation von Photovoltaik-Anlagen im Rahmen des Bund-Länder-1000-Dächer-
Photovoltaik-Programms
Köln, September 1991
- [47] B. Decker, U. Jahn:
Energieertrag von netzgekoppelten PV-Anlagen: Ertragsprognosen und
Betriebsergebnisse aus dem 1000-Dächer-PV-Programm
8. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 17.-19.3.93,
Tagungsband S. 95
- [48] H. Haeberlin, Ch. Liebi, Ch. Beutler:
Inverters for grid connected PV Systems
Proc. Of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference,
Barcelona, Spain, 30 June - 4 July 1997, Vol. II, p. 2184
- [49] Dorfmueller Solaranlagen
PV-Netzwechselrichter BWR 2500, System Burger
Datenblatt
- [50] SMA Regelsysteme
Datenblatt Strangwechselrichter Sonnyboy
- [51] DIN VDE 0838 (EN 60555), Teil 2
- [52] Fluke
Model 41 Power Harmonics Analyzer
Benutzerhandbuch, Februar 1994

Anhang

Tabelle A1: Untersuchte PV-Anlagen in Sachsen

ANLNR	STANDORT	LEIST	INBETRDT	PERSON	HAUS	MODUL	WR	Pwr/Pgen	STRÄNGE	HÖHE/m	Süd-Abwkt	NEIGUNG	Einstrahlg-Messung
035	Audenhan	4,9	20.11.92	6	1-Fam. M50S		SKN 305	1,06	7	92	5	45	1292 - 1297
124	Aue	3,3	09.08.94	4	1-Fam.NB PWX500		TopClass4000/6	1,21	11	360	-25	18	1955 - 1297
022	Beiersdorf	4,8	21.09.92	4	1-Fam. M50L		SKN 304	0,92	6	450	-25	37	-
044	Bernsbach	1,06	05.01.93	4	1-Fam. MQ36D		PV-V 2000	1,42	2	700	-45	31	-
095	Böhlitz	4,76	11.01.94	4	2-Fam. BP270		PV-WRS000	1,05	4	140	-45	49	-
096	Chemnitz III	4,65	28.01.94	4	2-Fam. PWX500		FHG 50-N	0,77	4/5	300	-35	30	655 - 1297
083	Crosta	3	29.09.93	4	1-Fam. PWX300		TopClass3000	1,10	15	250	-15	50	1193 - 1297
125	Dresden IX	4,896	24.08.94	3	1-Fam. PS94MC102		SKN 305	1,06	6	180	-35	32	-
087	Dresden VIII	3,2	29.10.93	4	2-Fam. PWX500		NEG 1600(2x)	1,13	16	110	25	42	-
102	Dresden VII	4,896	31.03.94	4	1-Fam. PS184MC204		PV-WRS000	1,02	10	100	-35	64	595 - 1297
128	Dresden X	2,43	05.09.94	4	1-Fam. PM6080A068N		PV-V 2400	0,82	90	100	-30	54	655 - 1297
134	Dresden XI	4,896	12.10.94	4	DH1-Fam. SDZ36-10		SOLWEX 5090	1,02	17	200	20	20	29/60
110	Engelsdorf	3,78	09.05.94	4	DH1-Fam. SDZ36-10		FHG 40-N	0,79	3/5	109	-10	10	595 - 1297
117	Falkenhain	2,7	30.06.94	5	1-Fam. PS94MC90		TopClass4000/6	1,48	10	605	-25	49	695 - 1297
014	Fraureuth	4,8	21.08.92	9	2-Fam. H55		PV-WR1800(3x)	1,13	16	330	-30	36	-
041	Freitail III	2,12	21.12.92	2	1-Fam. MQ36D		PV-V 2000	0,71	4	300	-10	51	193 - 1297
093	Gablenz	4,725	22.12.93	3	1-Fam. H105		PV-WR1800(3x)	1,14	15	72	10	42	184 - 1297
092	Geringsswalde	1,65	20.12.93	3	1-Fam. BP255		SKN 201	0,97	3	200	-5	50	-
020	Göda II	3,18	15.09.92	4	1-Fam. MQ36D		PV-V 3000	0,79	6	300	-33	45	-
112	Großböhla	4,77	14.06.94	4	DH1-Fam. MQ36L		SOLWEX 4090	0,84	15	150	0	36	-
037	Großrückerswalde	1,59	07.12.92	5	1-Fam. M55		SKN 201	1,01	3	540	-45	32	193 - 1297
094	Großschöna	2	23.12.93	4	1-Fam. M100L		TopClassII/4	1,25	10	400	-35	37	-
090	Häselicht	4,929	10.12.93	6	DH1-Fam. MQ36D		FHG 50-N	0,73	4/5	300	-30	39	795 - 1297
071	Hermsdorf	4,77	17.08.93	4	1-Fam. MQ36D		PV-WRS000	1,05	5	720	-10	49	-
012	Horka I	1,8	29.07.92	4	1-Fam. H100		PV-WR1800	1,00	6	171	10	55	1992 - 1297
143	Hoyerswerda	1,8	07.12.94	4	1-Fam. BP275		SKN2020	1,00	2	90	-55	50	-
103	Kleinbarsdorf	4,94	11.04.94	3	1-Fam. BP495		Solarfire II (2x)	0,93	4	400	10	25	-
115	Königshehn	4,8	22.06.94	4	1-Fam. PWX500		SKN 305	1,08	6	350	35	54	286 - 1297
107	Langenau	2,8	21.04.94	4	1-Fam. BP270		TopClass4/2-5	0,89	10	235	-40	43	9/95 - 1297
047	Leckwitz	4,77	21.01.93	4	1-Fam. Sig MQ36D		PV-V 6000	1,05	9	90	-10	28	2/93 - 10/95
105	Leipzig III	3,6	18.04.94	0	Gewerbe M50S		FHG 40-N	0,83	3/5	120	50	15	-
026	Leukersdorf	4,77	12.10.92	2	1-Fam. M55		SKN 203(2x)	1,17	9	320	10	34	-
101	Limbach-Oberfrohna	1,2	30.03.94	4	1-Fam. PWX500		NEG 1600	1,33	6	340	-20	40/41	6/95 - 1297
091	Lückendorf	1,2	14.12.93	5	1-Fam. BP275		NEG 1600	1,33	4	550	-10	45	12/93 - 1297
008	Markkleeberg	3,18	04.06.92	5	1-Fam. M55		9AB4135-3DE34	0,94	6	113	3	35	5/93 - 1297
072	Nardt	3,63	18.08.93	6	1-Fam. BP255		SKN 204	0,91	6	120	40	40	10/93 - 1297
017	Neustadt	2,1	01.09.92	4	1-Fam. H100		PV-WR1800	0,86	7	330	-20	54	-
084	Peßterwitz I	4,86	04.10.93	0	DIGewerb SDZ36-10		9AB4135-3DE33	1,03	9	150	25	40	7/95 - 1297
007	Prahlengrün	1,908	29.05.92	3	1-Fam. MQ36D		PV-V 2100	0,94	6	440	-18	52	10/92 - 1297
001	Reichenberg	5	10.01.92	4	1-Fam. M55		PV-WRS000	1,00	10	200	36	48/37	10/92 - 1297
029	Reichnitz	2,65	09.11.92	2	1-Fam. M55		SKN 203	1,06	5	295	-37	21	10/92 - 1297
066	Ritzsch	3,5	07.06.93	4	Gewerbe M50S		9AB4135-3DE34	0,86	7	130	5	46	8/93 - 1297
104	Saida	4,08	12.04.94	3	1-Fam. PS184MC204		PV-WRS000	1,23	5	250	0	54	-
130	Schwendorf	4,896	08.09.94	5	2-Fam. PS94MC102		SKN 305+Z	1,06	8	260	5	46	6/95 - 1297
116	Strehla	4,929	24.06.94	3	Gewerbe MQ36D		FHG 50-N	0,73	4/5	120	0	48	1/96 - 1297
031	Timpersdorf	3,816	12.11.92	2	1-Fam. MQ36D		PV-V 2100(2x)	0,94	12	530	-52	45	-
008	Trauen	1,8	05.05.94	3	1-Fam. PS184MC180		NEG 1600	0,89	10	470	-25	41	7/95 - 1297
004	Wehrsdorf	1,484	29.04.92	5	1-Fam. M55		PV-WR1800	1,21	4	320	0	50	1992 - 1297
135	Welsau	1,32	13.10.94	5	DH1-Fam. PV4(H55)		EGIR 010 SI	1,33	3	80	10	41	-
108	Zeitlitz OT Ceessaw	1,696	04.05.94	5	1-Fam. MQ36D		NEG 1600	0,94	8	310	-30	30	-

Tabelle A2: Einstrahlungsmessung in den Jahren 1993 bis 1997

ANLNR	STANDORT	1994 [kWh/m ²]	1995 [kWh/m ²]	1996 [kWh/m ²]	1997 [kWh/m ²]
035	Audenhain	1196,97	1154,94	1024,5	
022	Beiersdorf			988,15	1132,57
096	Chemnitz III			965,3	1082,64
083	Crosta	978,31	1091,56	1021,51	1159,79
102	Dresden VIII			815,43	979,88
128	Dresden X			678,58	736,32
110	Engelsdorf			987,61	1163,7
117	Falkenhain			877,36	1084,8
041	Freital III	1162,85		1073,89	1160,8
093	Gablenz	1044,83		977,01	1147,09
037	Großrückerswalde	920,41	1004,54	945,91	1089,45
090	Heeslicht			979,57	1100,73
012	Horka I	962,61	978,36	901,73	1018,55
115	Königshain			1074,6	1168,8
107	Langenau			1137,39	
047	Leckwitz	1157,66			
101	Limbach-Oberfrohna			1032	1191
091	Lückendorf	1013,09	1033,31	1003,91	1146,95
008	Markkleeberg	996,78	950,7	812,05	945,63
072	Nardt	1016,95	1019,01	934,35	1066,51
084	Pesterwitz I			1132	1329
007	Pfaffengrün	1088,02	1050,06	987,42	1103,48
001	Reichenberg	1008,16			
029	Rochlitz	1080,89			
056	Roitzsch	1072,14	1091,58	984,42	1154,98
130	Schwosdorf			996,99	1134,59
116	Strehla			1064,16	1191,96
109	Treuen			973	1108,01
004	Wehrsdorf	918,04	910,53	866,07	993
	Mittel	1041,180667	1028,459	970,5734615	1099,592917

Tabelle A3: Jahreserträge 1994 bis 1997

ANLNR	STANDORT	1994	1994	1994	1995	1995	1995	1996	1996	1996	1997	1997	1997
		Final Yield	PR [%]	A T	Final Yield	PR [%]	A T	Final Yield	PR [%]	A T	Final Yield	PR [%]	A T
035	Audenhain	932	77,9	4,5	924	80,0	1,2	873	85,5	0,0	934		0,0
124	Aue				641		33,0	649		0,0	761		0,0
022	Beiersdorf	820		0,0	802		3,0	738	74,6	0,0	877	77,6	0,0
044	Bernsbach	710		0,5	573		5,8	356		110,0	689		36,0
095	Böhligt	850		0,0	794		0,0	721		0,0	837		0,0
096	Chemnitz III	783		7,5	679		2,5	543	56,4	12,0	680	62,9	0,0
083	Crosta	759	77,6	0,0	745	68,3	0,0	688	67,5	0,0	764	65,9	0,0
125	Dresden IX				571		3,0	538		0,0	627		0,0
087	Dresden VII	678		11,5	662		0,0	621		2,0	649		17,0
102	Dresden VIII				552		0,0	498	61,2	0,0	586	59,8	0,0
128	Dresden X				666		0,0	521	77,3	0,0	620	84,1	0,0
134	Dresden XI				763		3,2	666		1,0	738		0,0
110	Engelsdorf				724		0,0	649	65,7	0,0	641	55,2	20,0
117	Falkenhain				685		0,0	605	69,4	0,0	720	66,1	0,0
014	Fraureuth	566		6,0	516		0,0	439		0,0	514		0,0
041	Freital III	686	58,7	2,5	684		2,5	615	57,4	4,0	720	62,0	0,0
093	Gablenz	742	71,0	1,5	757		1,6	708	72,9	0,0	832	72,3	0,0
092	Geringswalde	854		12,5	811		0,0	731		0,0	836		0,0
020	Göda II	743		0,5	690		0,0						
112	Großböhma				762		0,0	697		0,0	741		1,0
037	Großrückerswa	782	84,9	0,0	738	73,4	0,0	711	75,4	0,0	816	74,9	0,0
094	Großschönau	766		0,0	750		0,0	686		0,0	656		37,0
090	Heeselicht	625		0,5			0,0	551	56,4	0,0	558	50,7	3,0
071	Hermisdorf	702		3,5	610		2,0				625		0,0
012	Horka I	566	58,6	0,0	570	58,3	0,0	457	50,9	24,0	519	51,0	30,0
143	Hoyerswerda				726		18,0	687		1,0	746		14,0
103	Kleinolbersdorf				285		82,0	288		0,0			
115	Königshain				687		0,0	626	58,4	0,0	695	59,4	0,0
107	Langenau				755		1,5	782	68,9	7,5	868		5,5
047	Leckwitz	806	69,6	3,0	791		2,2	693		8,0	799		4,0
105	Leipzig III				626		25,0	437		1,0	596		91,0
026	Leukersdorf	812		1,0	714		1,0	663		44,0	465		108,0
101	Limbach-Oberfrohna				774		0,0	726	70,5	5,0	817	68,6	0,0
091	Lückendorf	702	69,3	0,0	649	62,8	0,0	601	60,0	0,0	715	62,3	0,0
008	Markkleeberg	811	81,3	3,0	790	83,1	0,1	694	85,8	0,0	816	86,3	0,0
072	Nardt	638	62,8	3,0	628	61,6	0,0	552	59,2	0,0	661	62,0	0,0
017	Neustadt	443		21,5	471		0,5	445		0,0	446		0,0
084	Pesterwitz I	716		0,0	461		1,0	575	50,9	0,0	585	44,1	0,0
007	Pfaffengrün	735	67,5	1,5	694	66,1	0,5	660	67,1	0,0	746	67,6	0,0
001	Reichenberg	679	67,2	23,0	678		1,0	612		0,0	671		0,0
029	Rochlitz	787	72,6	3,0	686		15,0	662		3,0	767		0,0
056	Roitzsch	802	73,4	1,0	793	72,6	1,2	751	76,5	0,0	857	74,6	0,0
104	Saida				628		0,0	615		15,0	721		0,0
130	Schwosdorf				528		21,0	560	56,2	2,0	745	65,9	21,0
116	Strehla				737		26,0	753	70,9	0,0	826	69,3	3,0
031	Tirpersdorf	607		0,0	557		0,0	499		0,0	533		5,0
109	Treuen				635		0,4	606	62,4	0,0	701	63,5	0,0
004	Wehrsdorf	765	83,3	0,0	744	81,7	0,0	676	78,2	0,0	728	73,3	16,0
135	Welsau				734		1,0	658		0,0	723		0,0
108	Zettlitz OT Ceesewitz				750		0,2	681		0,0	635		36,0
	Mittel	729	71,7	3,7	677	70,8	5,1	620	66,8	5,0	704	65,8	9,3

Bemerkungen:

Final Yield : [kWh/kWp*a]

PR : Performance Ratio

AT : Ausfalltage

Tabelle A4: Berechnete STC-Leistungen

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
STANDORT	MODUL	LEIST	Pnenn	a	Rs	MW-BLÄSSI	rs	Füllfaktor	Pmpp/Pnenn	MW-Herst.	Bemerkungen
		[kWp]	[kWp]		[Ohm]	[Wp]		[Wp]	[%]	[%]	
Nardt	BP255	3,630	3,025	0,036	0,51	2789	0,32	2799	92,5	89,8	Ein Modul defekt
Gerlingswalde	BP255	1,650	1,65	0,0377	1,7	1348	0,8	1359	82,3		
Böhlitz	BP270	4,760	4,76	0,055	1,80	4449	1,055	4492	94,4		
Langenau	BP270	2,800	2,8	0,059	1	2582	0,85	2582	92,2		Stark gestört durch WR (HF)
Lückendorf	BP275	1,200	1,2	0,033	0,6406	915	0,755	924	77,0		nur 3 Messung. verwendbar-Abschattung
Hoyerswerda	BP275	1,800	2,475	0,05	1,3	2389	0,1	2479	100,2		
Kleinolbersdorf	BP495	4,940	2,47	0,063	4,5811	1927	1,455	1934	78,3	78,3	Nur 1/2-Teil; Delle im MPPI 2.Teil auch vorh.
Horka I	H100	1,800	1,8	0,06	3,6104	1113	0,59	1262	70,1	74,7	nur 2 Kennlinien verwendbar (Wetter)
Neustadt	H100	2,100	2,1	0,0525	0,31	1549	0,095	1561	74,3		
Gablenz	H105	4,725	4,725	0,0325	0,3	4242	0,22	4259	90,1		
Fraureuth	H55	4,800	1,8	0,071	0,71	1135	0	1153	64,1		nur Mittelteil (1800 Wp); teilw.Abschattungen
Welsau	PV4(H55)	1,320	1,32	0,038	1,4	992	0,85	991	75,1		Starke Einstr.-schwankungen
Großschönau	M100L	2,000	2	0,043	0,25	1813	0,18	1799	90,0	92,7	Strangkennl. vorhanden !
Beiersdorf	M50L	4,800	4,8	0,046	1,16	4490	0,4325	4517	94,1		
Audenhain	M50S	4,900	4,9	0,06	0,1	4631	0	4644	94,8		nur 3 Messungen verwendbar
Roitzsch	M50S	3,500	3,5	0,0485	0,31	3567	0,2	3564	101,8		
Wehrsdorf	M55	1,484	1,48	0,0496	0,8	1384	0,445	1390	93,9		
Markkleeberg	M55	3,180	3,18	0,031	1,1	2823	0,72	2832	89,1		
Leukersdorf	M55	4,770	2,65	0,048	0,30	2409	0	2428	91,6		weniger brauchb. Kennl., da nachm Abschattung (R-Abgl.=problemat.)
Rochlitz	M55	2,650	2,65	0,069	2,5338	2322	1,2	2371	89,5		
Großrückerswald	M55	1,590	1,59	0,04	1,9	1409	0,655	1426	89,7		
Pfaffengrün	MQ36D	1,908	1,908	0,041	0,6	1533	0,445	1542	80,8	81,1	
Göda II	MQ36D	3,180	3,18	0,0432	1,0323	2641	1,1	2622	82,4		
Tilpersdorf	MQ36D	3,816	1,908	0,0575	0,35	1588	0,6	1558	81,7		Ein Strang defekt
Freital III	MQ36D	2,120	2,12	0,028153	1,5	1622	0,4	1642	77,4		
Leckwitz	MQ36D	4,770	4,77	0,035	1	4027	0	4244	89,0		Werte mit ESTI, da CM11 defekt; Messung zu all!
Zeitnitz OT Cease	MQ36D	1,696	1,696	0,043	0,3	1277	0,156	1286	75,8		Nur 4 Messungen verwendbar
Großböhlen	MQ36L	4,770	4,77	0,035	0,29	3598	0,11	3610	75,7		
Reichenberg	PQ 40/50 D	5,000	4	0,045	1,8	3401	0,445	3435	85,9		Ein Halbstr.defekt; +zwei Halbstr. verminderte Leistung (halber Imp)
Dresden X	PM6008A068N	2,430	2,4	0,0635	0	2165	0,07	2144	89,3	89,3	Amorphe Module ! Isc:Schätzung, evtl.Verfahren nicht anwendbar
Treuen	PS184MC180	1,800	1,8	0,088	0,3	1498	0,1	1530	85,0	81,6	CM11-Werte k02 und k03 falsch(entfernt); zu langsam, da starke G-Änderung Wolken(ESTI besser)
Dresden VIII	PS184MC204	4,896	4,896	0,05	1	3916	0,6	3950	80,7		Knick in Kennl. -Stangkennl. vorhanden
Salda	PS184MC204	4,080	4,08	0,014	0	3159	0	3164	77,6		Nur 4 Messungen um 1000w/m²; andere zu kurz(Erste Messungen Kurzschlstrom)
Dresden IX	PS94MC102	4,896	4,896	0,006	1,3	3729	0,8	3751	76,6		kurze Kennl.; Isc-berechnet!
Schwosdorf	PS94MC102	4,896	4,896	0,0565	0,8	4094	0,1	4157	84,9		
Falkenhain	PS94MC90	2,700	2,7	0,055	0,2	2302	0,18	2292	84,9		
Crosta	PWX500	3,000	3	0,02	0,48	2175	0,27	2206	73,5	82,4	Messungen durch WR stark gestört (HF)
Dresden VII	PWX500	3,200	2	0,0537	0,3	1785	0,13	1808	90,4		nur SÜD-WEST-Teil (2000 Wp)
Limbach-Oberhofen	PWX500	1,200	1,2	0,063	0,5	1018	0,345	1019	84,9		
Königshain	PWX500	4,800	4,8	0,044	0,2	3871	0,145	3872	80,7		Isc ungenau, keine Messung
Aue	PWX500	3,300	3,3	0,06	0	2694	0	2714	82,2		
Pesterwitz I	SDZ36-10	4,860	4,32	0,038	1,0966	3829	0,72	3860	89,3	86,1	Ein Strang defekt; Mod.-Temp mittags um 10°erhöht weil Dachintegr.(a zu klein)
Dresden XI	SDZ36-10	4,896	2,736	0,045	0,41	2276	0,27	2269	82,9		Nur 29°-Teil (2736 Wp)

Tabelle A5: Neubewertung mit berechneter STC-Leistung

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Anlage	MODUL	Pnenn [W]	STC-Leistung [W]	Mittelw.3-Jahre[kWh/kWp]	MW-PR 3J[%]	YIELD[kWh/kWp]	PR[%]	MW-Herst.
Nardt	BP255	3025	2799	614,1	60,9	663,8	65,9	
Geringswalde	BP255	1650	1359	793,6		963,7		
Böhlitz	BP270	4760	4492	784,0		830,8		
Langenau	BP270	2800	2582	802,4	68,9	869,9	74,7	
Lückendorf	BP275	1200	924	655,6	61,7	851,7	80,2	
Hoyerswerda	BP275	2475	2479	712,6		711,3		815,2
Neustadt	H100	2100	1561	454,5		611,4		
Gablenz	H105	4725	4259	766,3	72,6	850,2	80,6	
Fraureuth	H55	1800	1153	490,2		765,3		742,3
Beiersdorf	M50L	4800	4517	806,2	76,1	856,6	80,9	
Audenhain	M50S	4900	4644	911,2	82,7	961,4	87,3	
Roitzsch	M50S	3500	3564	802,3	74,6	787,9	73,2	
Wehrsdorf	M55	1480	1390	716,3	77,7	762,4	82,7	
Markkleeberg	M55	3180	2832	767,5	85,1	861,7	95,5	
Rochlitz	M55	2650	2371	705,8		788,9		
Großrückerswalde	M55	1590	1426	755,6	74,6	842,3	83,1	837,3
Pfaffengrün	MQ36D	1908	1542	700,8	66,9	867,1	82,8	
Tipersdorf	MQ36D	1908	1558	530,7		649,8		
Freital III	MQ36D	2120	1642	674,7	59,7	871,1	77,1	
Leckwitz	MQ36D	4770	4244	762,2		856,6		
Großböhla	MQ36L	4770	3610	733,9		969,6		842,8
Dresden X	PM6008A068N	2400	2144	603,4	80,7	675,4	90,3	
Reichenberg	PQ 40/50 D	4000	3435	654,4		762,1		
Treuen	PS184MC180	1800	1530	648,0	62,9	762,3	74,1	
Dresden VIII	PS184MC204	4896	3950	545,7	60,5	676,5	75,0	
Saida	PS184MC204	4080	3164	654,4		843,7		
Dresden IX	PS94MC102	4896	3751	579,3		756,2		
Falkenhain	PS94MC90	2700	2292	670,2	67,8	789,4	79,8	765,6
Welsau	PV4(H55)	1320	991	705,6		940,0		
Crosta	PWX500	3000	2206	732,9	67,2	996,8	91,4	
Limbach-Oberfrohn	PWX500	1200	1019	772,8	69,5	910,0	81,9	
Königshain	PWX500	4800	3872	669,8	58,9	830,3	73,0	912,3
Dresden XI	SDZ36-10	2736	2269	725,0		874,2		
	Mittelwert			694,0	70,0	818,5	80,5	

Hersteller	Typ	Nennleistung kWp	Anz.	Funktionsprinzip
ASP AG	TC3000	3,3	1	pulsweitenmodulierter Wandler mit Netztrennung (1-phasig) + MPP-Tracker
	TC 4/2,5	2,5	2	"
	TC 4000/6	4	2	"
Dorf Müller Solaranlagen	FHG 40N	3	2	digitale Spannungssynthese ohne Netztrennung (1-phasig); ohne MPP-Tracker
	FHG 50N	3,6	3	"
Karschny-Elektronik	SOLWEX 4090	4	1	pulsweitenmodulierter Wandler mit Netztrennung (1-phasig) + MPP-Tracker
	SOLWEX 5090	5	1	"
	PV-V 2400	2	1	"
Siemens-Solar GmbH	9AB4135-3DE33	5	1	Thyristorsteuerung mit Netztrennung (3-phasig) + MPP-Tracker
	9AB4135-3DE34	3	2	" (3-phasig)
	PV-V 2000	1,5	2	" (1-phasig)
	PV-V 3000	2,5	1	" (3-phasig)
	PV-V 6000	5	1	" (3-phasig)
SMART-Electronic	Solarfire II	2,3	1	Wandlerprinzip mit Tiefsetzsteller ohne Netztrennung (1-phasig)
SMA Regelsysteme GmbH	PV-WR 1800	1,8	5	pulsweitenmodulierter Wandler mit Netztrennung (1-phasig) + MPP-Tracker
	PV-WR 5000	5	5	"
	PV-V 2100	1,8	2	"
Solar Diamant GmbH	EGIR 010 St	1,75	1	Thyristorsteuerung ohne Netztrennung (1-phasig)
Solar Konzept	SKN 201	1,6	2	Thyristorsteuerung ohne Netztrennung (1-phasig) ohne MPP-Tracker
	SKN 203	2,8	2	"
	SKN 204	3,3	1	"
	SKN 304	4,4	1	" (2-phasig)
	SKN 305	5,2	4	" (2-phasig)
	SKN 2020	1,8	1	Thyristorsteuerung ohne Netztrennung (1-phasig) mit Energiemanager
Ufe GmbH	NEG 1600	1,6	5	pulsweitenmodulierter Wandler mit Netztrennung (1-phasig) + MPP-Tracker



Bild B1: Panoramaaufnahme des Sichtfeldes eines PV-Generators (Dresden VII)

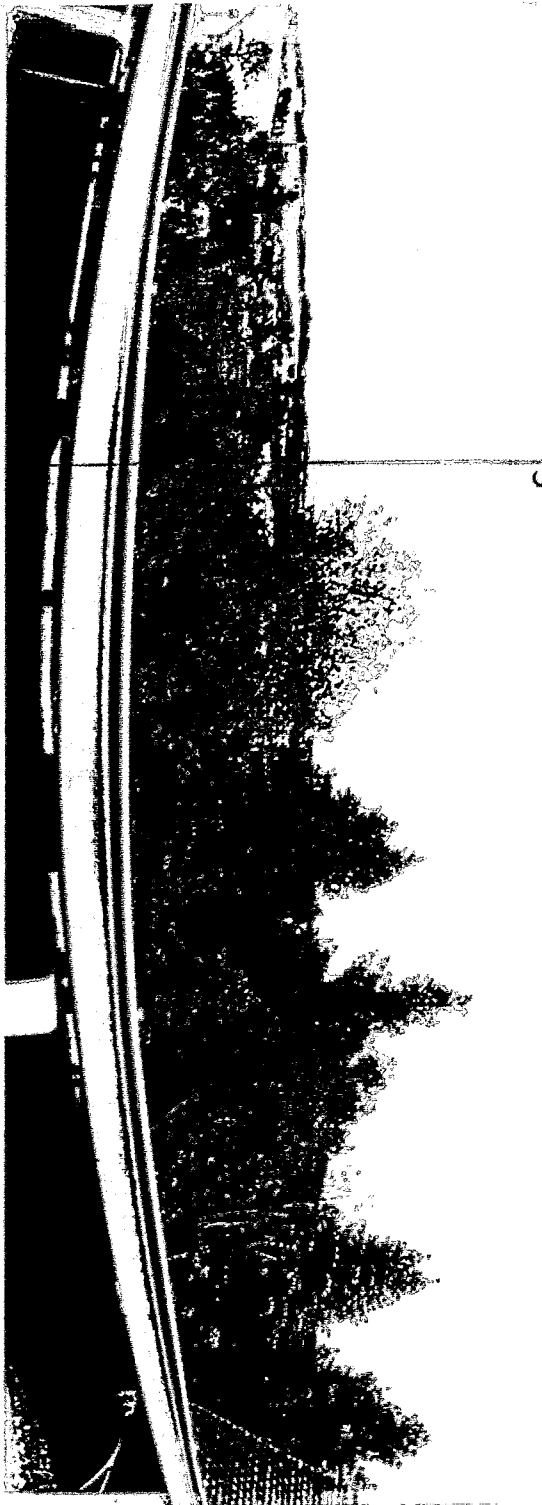


Bild B2: Panoramaaufnahme des Sichtfeldes eines PV-Generators (Beiersdorf)



Bild B3: Panoramaaufnahme des Sichtfeldes eines PV-Generators (Dresden IX)



Bild B4: Panoramaaufnahme des Sichtfeldes eines PV-Generators (Lückendorf)