

200 kW Photovoltaik-Breitentest

Begleitendes wissenschaftliches Forschungsprogramm

F. Kapusta, A. Karner, M. Heidenreich

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

16/2002

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>
oder unter:

Projektfabrik Waldhör
Nedergasse 23, 1190 Wien
Fax 01 /36 76 151 - 11
Email: projektfabrik@nexta.at

200 kW Photovoltaik-Breitentest

Begleitendes wissenschaftliches Forschungsprogramm

DI Friedrich Kapusta, DI Andreas Karner
KWI Consultants & Engineers

DI Michael Heidenreich
Arsenal Research - Geschäftsfeld Erneuerbare Energie

Wien, 2002



Kurzfassung

Der 200 kW Photovoltaik Breitentest diente der Demonstration der Anlagentauglichkeit und der Anlagenerträge kleiner, netzgekoppelter Photovoltaik-Anlagen in Österreich. Im Rahmen des begleitenden wissenschaftlichen Forschungsprogramms wurden österreichweit 86 PV-Anlagen über einen Zeitraum von 5 Jahren (1994-1999) untersucht. Der Breitentest wurde begleitet von einem wissenschaftlich-technischen Standard- und einem Intensivmessprogramm, in dem eine Vielzahl von Betriebsdaten über mehrere Jahre gesammelt und ausgewertet, und die Anlagen bewertet wurden. Das Spektrum der installierten Leistung der Solarstromanlagen reichte von etwa 0,75 kW_p bis etwa 5,2 kW_p, mit einem Gesamtumfang von etwa 200 kW. Das Programm wurde 1992 gestartet, eine Fachjury wählte aus einer Vielzahl von eingelangten Bewerbungen die 86 Anlagen aus. Im Jahr 1993 war bereits das gesamte Breitentestvolumen ausgeschöpft, 1995 waren nahezu alle Anlagen in Betrieb.

Gefördert wurden die Errichter der Photovoltaikanlagen vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, der Energieforschungsgemeinschaft der Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Verband der Elektrizitätswerke Österreichs (EFG) und vom zuständigen örtlichen Elektroversorgungsunternehmen (EVU). Sämtliche geförderte Anlagen wurden mit Stromproduktionszähler ausgestattet. Die jeweiligen Messwerte wurden einmal monatlich bei Standardmessstationen oder kontinuierlich alle 15 Minuten bei Intensivmessstationen aufgezeichnet.

Die Firma KWI Consultants & Engineers wurde 1993 im Rahmen eines Forschungsprojektes vom damaligen Bundesministerium für Wissenschaft, Verkehr und Kunst (jetzt Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie) beauftragt, die PV-Anlagen messtechnisch auszustatten, zu betreuen und die Messergebnisse auszuwerten, zu vergleichen und zu bewerten.

Als Partner von KWI war das Bundesforschungs- und Prüfzentrum Arsenal, Elektrotechnisches Institut (jetzt ÖFPZ Arsenal Research Geschäftsfeld Erneuerbare Energie) tätig. Die messtechnischen Anlagen wurden von der Fa. Logotronic geliefert.

Als Hauptziele dieses Forschungsprogramms wurden folgende Punkte definiert:

- Sammlung umfangreicher Betriebsdaten zur Weiterentwicklung von Anlagenkomponenten und Systemen
- Test und Bewertung des Langzeitverhaltens von Anlagen
- Ermittlung des Ersatzteil- und Wartungsbedarfs von Anlagen
- Optimierung der Systemtechnik von kleinen netzgekoppelten Anlagen
- Beschleunigung der Markteinführung
- Weiterentwicklung dieser Form der Energiegewinnung

Der Breitentest umfasste im wesentlichen drei Abschnitte:

- die Installation der Anlagen

- eine Auswertung der technischen Daten, die von den Betreibern monatlich an das EVU gemeldet wurden (Standardmessprogramm)
- eine Intensivauswertung einiger ausgewählter Anlagen (Intensivmessprogramm)

Standardmessprogramm

Im Rahmen des Standardmessprogrammes wurden von jedem der 86 PV-Anlagenbetreiber monatlich drei elektrische Zählerstände abgelesen und die Daten in regelmäßigen Abständen dem Verband der Elektrizitätswerke Österreichs (VEÖ) zugesandt. Der VEÖ übermittelte die gesammelten Daten in regelmäßigen Abständen an die Firma KWI, die die Auswertungen durchführte und die Ergebnisse in grafischer Form über einen Zeitraum von 5 Jahren grafisch darstellte. Allen Teilnehmern des Messprogramms wurden in den Sommermonaten 1996 und 1998 ihre jeweiligen Betriebsdaten und die Auswertungen zugesandt. Darüber hinaus wurden etwaige technische Änderungen in der Konfiguration oder auch im Betreiberverhalten erhoben.

Die Ergebnisse und Auswertungen des Standardmessprogrammes sind Inhalt des Teil 1 des vorliegenden Berichtes. Er beinhaltet eine allgemeine Beschreibung des Breitentests, inklusive Anlagenbau und Daten zu Investitionskosten und Förderungen, sowie eine Auswertung der wesentlichen Ergebnisse. Im Anhang finden sich die Förderrichtlinien für kleine netzgekoppelte Anlagen sowie als Beispiel die grafisch aufbereiteten Auswertungen einer Anlage, die im Rahmen des Standardmessprogramms durchgeführt wurden.

Gemessen wurden:

- Photovoltaik-Stromerzeugung
- Zählerstand Lieferung ins Netz
- Zählerstand Bezug vom Netz

Ausgewertet wurden:

- Solarstromerzeugung
- Spezifische Anlagenerträge in kWh/kW_{Peak}
- Energielieferung ins bzw. Bezug vom Netz (in kWh)
- Haushaltsstromverbrauch (in kWh)
- PV-Direktanteil
- Solare Deckungsanteile

Intensivmessprogramm

Im Rahmen des Intensivmessprogrammes wurden die Betriebsergebnisse von 18 ausgewählten PV-Anlagen jeweils ein Jahr (über einen Zeitraum von drei Jahren jeweils 6 Anlagen) gesammelt und aufbereitet. Zur Durchführung der Datensammlung wurde in jeder Photovoltaikanlage eine Messanlage eingebaut, die Messgrößen aufzeichnete, abspeicherte und täglich per Modem an einen zentralen Messrechner im Arsenal Research übertrug. Die Messanlagen und aufgezeichneten Messdaten entsprechen in ihrer Definition und Genauigkeit den Richtlinien des Dokumentes B der in Europa angewandten ISPRA Guidelines „Analysis and Presentation of Monitoring Data“ für „Photovoltaik-Kleinkraftwerke“.

Folgende Parameter bzw. Bilanzgrößen wurden im Intensivmessprogramm zusätzlich zu den Messwerten der Standardmessserie ermittelt:



Kontinuierlich gemessen wurden:

- Modultemperatur
- Lufttemperatur
- Spannung des Wechselrichters
- Strom des Wechselrichters
- Leistung des Solargenerator
- Wechselrichterausgangsleistung
- waagrechte Globalstrahlung
- ausgerichtete Globalstrahlung
- Leistungsbezug vom Netz
- Lieferleistung ins Netz

Ausgewertet wurden:

- Globalstrahlung waagrecht
- Globalstrahlung geneigt
- spezifischer Stromertrag
- PV-Stromerzeugung
- Leistungsbezug vom Netz
- Lieferleistung ins Netz
- Haushaltsverbrauch
- Direktanteil, Deckungsgrad
- Wirkungsgrad Wechselrichter
- Wirkungsgrad Solargenerator
- Solargeneratorleistung
- Modulübertemperatur
- Performance Ratio



Inhaltsverzeichnis

Teil A: Ergebnisse des Standardmessprogrammes	10
A.1 Einführung.....	11
A.1.1 Ziele des Breitentests.....	11
A.1.2 Inhalte des Standardmessprogramms.....	11
A.1.3 Kriterien für die Auswahl der Breitentestteilnehmer.....	12
A.1.4 Ausgewählte Anlagen	12
A.2 Technische Beschreibung	18
A.2.1 Aufbau einer Photovoltaikanlage	19
A.3 Auswertung und Dokumentation	27
A.3.1 Methoden der Berechnung spezifischer Parameter.....	27
A.3.2 Auswertung und Dokumentation der Anlagen	28
A.4 Ergebnisse aus dem Standardmessprogramm.....	30
A.4.1 Anlagenerträge	30
A.4.2 Direktanteil.....	31
A.4.3 Deckungsgrade	32
A.4.4 Strombedarf beim Verbraucher.....	34
A.4.5 Störungen	35
A.4.6 Betreiberzufriedenheit	38
A.4.7 Information zu den Betreibern	38
A.5 Investitionskosten	40
A.6 Wirtschaftlichkeit der Anlagen.....	44
A.7 Förderungen	44
Teil B: Ergebnisse des Intensivmessprogrammes.....	46
B.1 Einführung.....	47
B.2 Messtechnisches Begleitprogramm	48
B.2.1 Ziel.....	48
B.2.2 Aufbau der Messanlagen	49
B.2.3 Datenfluss der Intensivmessung.....	50
B.2.4 Messgrößen.....	54
B.3 Anlagendetailergebnisse.....	55
B.3.1 Anlagenerträge	55



B.3.2	Deckungsgrade	56
B.3.3	Verwendete PV-Module	58
B.3.4	Verwendete Wechselrichter.....	59
B.3.5	Wirkungsgrad der Anlagen	60
B.3.6	Performance Ratio	68
B.3.7	Solare Einstrahlung.....	70
B.3.8	Solarmodulübertemperaturen	72
B.3.9	Nachgeführte Solarmodule	75
B.4	Zusammenfassung der Ergebnisse des Intensivmessprogrammes	78
Anhang A:	Liste der Standardmessanlagen mit ihren wesentlichen Anlagendaten	80
Anhang B:	Beispiel einer Auswertung der Daten für eine Standardmessstation.....	86
Anhang C:	"Richtlinie zur Förderung der Erprobung kleiner netzgekoppelter Photovoltaik-Anlagen in Österreich" aus dem Jahr 1992	99
Anhang D:	Zusammenfassung der Anlagendaten der Intensivmessanlagen	105
Anhang E:	PV-Leistungsumformer	106
Anhang F:	Konfiguration der Intensivmessanlagen	108
Anhang G:	Fotodokumentation	113
Anhang H:	Beispiel einer Gesamtauswertung	129

Tabellenverzeichnis

Tabelle A.1.1: Gesamtleistung bzw. Gesamtfläche der installierten PV-Anlagen je Bundesland.....	16
Tabelle A.4.1: Zusammenfassung der aufgetretenen Störfälle.....	37
Tabelle A.5.1: Verteilung der Investitionskosten pro kW _p installierter Leistung für unterschiedliche Anlagengrößen (Auswertung aus dem deutschen 100.000-PV-Programm)	42
Tabelle B.2.1: Messgrößen, Sensoren, Umformer und Genauigkeiten einer typischen Messanlage.....	50
Tabelle B.3.1: Technische Daten der Anlage O20	76
Tabelle B.4.1: Zusammenfassung aller wesentlichen Daten der 18 Intensivmessanlagen	78

Abbildungsverzeichnis

Abbildung A.1.1: Anlagenstandorte in Österreich	13
Abbildung A.1.2: Anzahl der Anlagen in Betrieb (in% für die einzelnen Jahre).....	14
Abbildung A.1.3: Anlagenverteilung im Bundesgebiet	14
Abbildung A.1.4: Anzahl der PV-Anlagen je installierter Leistung	16
Abbildung A.1.5: "Sonnenatlas" Österreich (Quelle: VEÖ)	17
Abbildung A.1.6: Anzahl der Anlagen und deren Verteilung nach Seehöhe.....	17
Abbildung A.2.1: Schaltbild einer typischen PV-Anlage	20
Abbildung A.2.2: Verschiedene PV-Module.....	21
Abbildung A.2.3: Solarmodulhersteller – Anteile der im Breitentest verwendeten Anlagen	22
Abbildung A.2.4: Solarmodulhersteller – Anteile am Weltmarkt	22
Abbildung A.2.5: Art der Modulmontage	23
Abbildung A.2.6: Verlauf des Wirkungsgrades eines PV-Moduls in Abhängigkeit der Strahlungsintens.	24
Abbildung A.2.7: Abbildung eines Wechselrichters	24
Abbildung A.2.8: Wechselrichterhersteller – Anteile der im Breitentest verwendeten Anlagen.....	25
Abbildung A.2.9: Wechselrichterhersteller – Anteile am Weltmarkt	26
Abbildung A.2.10: Typischer Wirkungsgradverlauf eines Wechselrichters.....	26
Abbildung A.3.1: Darstellung des Stromflusses zwischen Erzeugung – EVU – Verbraucher	27
Abbildung A.4.1: Spezifische Stromproduktion der Breitentestteilnehmer in kWh/kW _p	30
Abbildung A.4.2: Streubreite der spezifischen Anlagenerträge für das Jahr 1995.....	31
Abbildung A.4.3: Verteilung der Direktanteile der Standardmessanlagen im Jahr 1995.....	32
Abbildung A.4.4: Verteilung des Deckungsgrades I der Standardmessanlagen für das Jahr 1995.....	33
Abbildung A.4.5: Verteilung des Deckungsgrades II der Standardmessanlagen für das Jahr 1995.....	34
Abbildung A.4.6: Verteilung des Stromverbrauches der Standardmessanlagen für das Jahr 1995.....	35
Abbildung A.4.7: Verteilung der Störfälle und deren Ursachen	38
Abbildung A.4.8: Angaben der Betreiber zu ihrer Berufszugehörigkeit	39
Abbildung A.4.9: Anzahl der in einem PV-versorgten Haushalt lebenden Personen.....	39
Abbildung A.5.1: Verteilung der gesamten Investitionskosten von PV-Anlagen	40
Abbildung A.5.2: Durchschnittliche Modulnettokosten je installierter PV-Leistung in kW _p	41
Abbildung A.5.3: Verlauf der spezifischen Investitionskosten für Solarmodule von 1990-99	42
Abbildung A.5.4: Gesamtkosten und Modulkosten je installierter Leistung (in W _p).....	43
Abbildung A.5.5: Verlauf der spezifischen Gesamtkosten für PV-Anlagen in Österreich von 1990-99....	43
Abbildung B.1.1: Intensivmessstandorte in Österreich	48
Abbildung B.2.1: Darstellung des Datenflusses in einer Intensivmessstation	51

Abbildung B.2.2: Blockschaltbild einer Messanlage	53
Abbildung B.3.1: Spezifische Anlagenerträge aller Intensivmessstationen.....	55
Abbildung B.3.2: Solare Deckungsgrade Intensivmessanlagen	56
Abbildung B.3.3: Darstellung der PV-Stromproduktion bzw. des Eigenverbrauches von 6 ausgewählten Intensivmessanlagen über einen Jahreszeitraum.....	57
Abbildung B.3.4: %-Anteile der bei den Intensivmessanlagen verwendeten Solarmodultypen.....	58
Abbildung B.3.5: Hersteller von Solarmodulen (in Intensivmessanlagen verwendet).....	59
Abbildung B.3.6: %-Anteile der bei den Intensivmessanlagen verwendeten Wechselrichtermodellen ...	60
Abbildung B.3.7: Wechselrichterhersteller (in Intensivmessanlagen verwendet).....	60
Abbildung B.3.8: Jahreswirkungsgrad der Solargeneratoren für alle Intensivmessstationen	62
Abbildung B.3.9: Vergleich der Verläufe der Jahreswirkungsgrade in Verwendung befindlicher Solarmodule.....	63
Abbildung B.3.10: Jahresgang des Solargenerator-Wirkungsgrades ausgew. Intensivmessanlagen	64
Abbildung B.3.11: Jahreswirkungsgrad der Wechselrichter für alle Intensivmessstationen.....	65
Abbildung B.3.12: Vergleich der Verläufe der Jahreswirkungsgrade der Wechselrichter	66
Abbildung B.3.13: Jahresgang der Wechselrichter-Wirkungsgrade ausgewählter Intensivmessanlagen.	66
Abbildung B.3.14: Jahresgang des Gesamtwirkungsgrades ausgewählter Intensivmessstationen	67
Abbildung B.3.15: Performance Ratio für die Anlagen des jeweiligen Untersuchungszeitraumes, inkl. deren Schwankungen um den Mittelwert.....	68
Abbildung B.3.16: Jahresmittelwerte der Performance Ratio für alle Intensivmessanlagen	69
Abbildung B.3.17: Jahresverlauf der Performance Ratio für die Anlagen der Messperiode 1998/99	69
Abbildung B.3.18: Mittelwert und Schwankungsbreite der horizontalen Strahlungssummen im Verlauf der einzelnen Messperioden	70
Abbildung B.3.19: Mittelwert und Schwankungsbreite Einstrahlung in Modulebene im Verlauf der einzelnen Messperioden	71
Abbildung B.3.20: Einstrahlungssummen horizontal bzw. in Modulebene für alle Intensivmessanlagen.	72
Abbildung B.3.21: Jahresgang der durchschnittlichen Modulübertemperaturen für 6 ausgewählte Intensivmessanlagen	73
Abbildung B.3.22: Jahresgang der relativen Modulübertemperaturen in °C je Sonnenscheinintensität für 6 ausgewählte Intensivmessanlagen	74
Abbildung B.3.23: Vergleich der Modulübertemperaturen im Bezug auf die Globalstrahlung für alle verwendeten Solarmodultypen	75
Abbildung B.3.24: Blockschaltbild der Anlage O20	77
Abbildung G.1.1: Module am Flachdach	113
Abbildung G.1.2: PV-Modulansicht	113
Abbildung G.1.3: Gebäudeansicht mit PV-Modul	114
Abbildung G.1.4: Schaltschrank, Wechselrichter (PV-WR 1800)	114
Abbildung G.1.5: PV-Modulansicht	115
Abbildung G.1.7: PV-Module und 2 Pyranometer (horizontal und in Modulebene)	115
Abbildung G.1.8: Gebäudeansicht mit PV-Modul (dachintegriert).....	116
Abbildung G.1.10: PV-Modulansicht (nachgeführte Anlage)	116
Abbildung G.1.11: Gebäude mit dachintegriertem PV-Modul	117
Abbildung G.1.13: Schaltschrank.....	117
Abbildung G.2.1: Aufgeständerte PV-Module	118
Abbildung G.2.2: PV-Module (Rückansicht)	118

Abbildung G.2.3: Schaltschrank (Zähler) + Wechselrichter.....	119
Abbildung G.2.4: Gebäude und PV-Modul (dachaufgeständert)	119
Abbildung G.2.5: PV-Modulansicht	120
Abbildung G.2.6: PV-Modulansicht (Unterseite) und Montagevorrichtung	120
Abbildung G.2.7: Gebäude und PV-Modul (dachintegriert)	121
Abbildung G.2.8: PV-Modulansicht innen.....	121
Abbildung G.2.9: Gebäude mit PV-Modul (schneebedeckt).....	122
Abbildung G.2.10: Verdrahtung Schaltkasten.....	122
Abbildung G.2.11: PV-Modulansicht (Sommer).....	123
Abbildung G.2.13: Verdrahtung Modulrückseite + Temperaturfühler.....	123
Abbildung G.3.1: Gebäude und PV-Modul.....	124
Abbildung G.3.2: Dachmontierte Pyranometer (horizontal bzw. geneigt)	124
Abbildung G.3.3: PV-Module am Dach aufgeständert (in der Mitte die beiden Pyranometer)	125
Abbildung G.3.4: Tragekonstruktion für Module	125
Abbildung G.3.6: Wechselrichter und Messschrank (Dachboden).....	125
Abbildung G.3.7: Ansicht PV-Modul	126
Abbildung G.3.8: Ansicht PV-Modul	126
Abbildung G.3.9: Verkabelung Rückseite PV-Modul.....	127
Abbildung G.3.10: Schaltschrank und Wechselrichter	127
Abbildung G.3.11: Ansicht Gebäude und PV-Modul	128
Abbildung G.3.12: Ansicht Gebäude und PV-Module (2 unterschiedliche Orientierungen!)	128

Teil A: Ergebnisse des Standardmessprogrammes

A.1 Einführung

A.1.1 Ziele des Breitentests

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wurden umfangreiche Betriebsdaten von netzgekoppelten Photovoltaikkleinanlagen erfasst und ausgewertet. Ziel war es, die Praxistauglichkeit dieser Anlagen zu erproben und möglichst viele Daten über das Betriebsverhalten, die Wirkungsgrade und die Zuverlässigkeit zu erhalten sowie das Langzeitverhalten einzelner Komponenten (insbesondere der Solarmodule und der Wechselrichter) und unterschiedlicher Anlagensysteme zu analysieren. Viele der im Breitentest verwendeten Bauteile sind durch Neuentwicklungen ersetzt worden. Aus der Auswertung all dieser Informationen aus dem Breitentest sollten schließlich Erfahrungen gesammelt und für zukünftige PV-Anlagen zur Verfügung gestellt werden.

Das ehemalige Bundesministerium für Wissenschaft, Verkehr und Kunst (jetzt Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie - BMVIT) initiierte den 200 kW-Photovoltaik-Breitentest und schuf damit die Möglichkeit, die Entwicklung des Photovoltaikmarktes in Österreich im Rahmen eines breit angelegten Forschungsprojektes zu untersuchen. Die Energieforschungsgemeinschaft (EFG) im Verband der Elektrizitätswerke Österreichs, das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) und die örtlichen Energieversorgungsunternehmen (EVUs) organisierten den Breitentest und stellten Fördermittel für die Anlagen zur Verfügung. Das BMVIT beauftragte daraufhin ein begleitendes wissenschaftliches Forschungsprogramm, das von der Firma KWI Architects Engineers Consultants sowie vom Österreichischen Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal (ÖFPZ) durchgeführt wurde, und dessen Ergebnis der vorliegende Bericht "Zusammenfassung der Ergebnisse des Standardmessprogramms" sowie ein weiterer Bericht "Zusammenfassung der Ergebnisse des Intensivmessprogramms" darstellen.

A.1.2 Inhalte des Standardmessprogramms

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse des *Standardmessprogramms* zusammen. Im Rahmen des Standardmessprogramms wurden 86 Anlagen in 9 Bundesländern jeweils 5 Jahre vermessen und ausgewertet. Eine Auswahl durch eine Fachjury erfolgte aus ursprünglich über 100 Bewerbern.

Die Anlagenbetreiber hatten sich verpflichtet, über einen Zeitraum von 5 Jahren monatlich 3 elektrische Zählerwerte abzulesen, und in regelmäßigen Abständen an den Verband der Elektrizitätswerke Österreichs einzusenden. Der VEÖ übermittelte die gesammelten Daten in regelmäßigen Abständen an die Firma KWI, die für die Auswertungen verantwortlich war.

Gemessen wurden:

- Photovoltaik *Stromerzeugung* (Hochtarif HT und Niedertarif NT)
- Zählerstand *Lieferung* ins Netz (Hochtarif HT und Niedertarif NT)
- Zählerstand *Bezug* vom Netz (Hochtarif HT und Niedertarif NT)

Die Zählerstände wurden gesammelt, ausgewertet, auf ihre Plausibilität geprüft und – soweit dies möglich war – kommentiert.

Im Rahmen der Auswertung der oben gemessenen Daten wurden folgende Parameter für jede Anlage ermittelt und Energiebilanzen für jede Anlage erstellt:

- Solarstromerzeugung
- Spezifische Anlagenenerträge in kWh/kW_{Peak} installierte Anlagenleistung
- Energielieferung ins bzw. Bezug vom Netz (in kWh)
- Haushaltsstromverbrauch (in kWh)
- PV-Direktanteil
- Solare Deckungsanteile

Diese Auswertungen wurden den Anlagenbetreibern am Ende jedes Kalenderjahres übermittelt.

A.1.3 Kriterien für die Auswahl der Breitentestteilnehmer

Für die Auswahl der Teilnehmer an dem Breitentest wurden folgende technische Kriterien festgelegt:

- Die Solarmodule mussten so installiert sein, dass eine maximale jährliche Sonneneinstrahlung am Standort empfangen werden konnte. Die Module sollten daher eine optimale Orientierung und Neigung aufweisen. Die Abweichung aus der Südorientierung sollte nicht mehr als 30° betragen, die Neigung zur Horizontalen sollte zwischen 20° und 60° liegen.
- Die Lage der Solarmodulfläche musste möglichst abschattungsfrei sein.
- Die Solarmodule mussten möglichst zusammenhängend unterzubringen sein.
- Die Solarmodule sollten leicht zugänglich sein.
- Bei Dachmontage musste der Dachaufbau die statischen und bauphysikalischen Voraussetzungen für die Installation der Solarmodule erfüllen.
- Die gesamte Installation musste auf eine möglichst einfache Weise realisierbar sein.

Weiters musste jeder um Förderung für die Errichtung der PV-Anlage ansuchende Teilnehmer ein Angebot für die Planung, Lieferung und Montage der PV-Anlage, sowie die Inbetriebnahme durch einen lizenzierten Ausführenden vorweisen.

A.1.4 Ausgewählte Anlagen

Zum Zeitpunkt des Beginns der Studie waren 86 Stationen verteilt über das gesamte Bundesgebiet am Breitentest beteiligt. Im Anhang A sind die Teilnehmer dieses Forschungsprojektes nach ihrer Kennung und die Anlagen mit den wichtigsten Kenndaten angegeben.

Die folgende Abbildung A.1.1 zeigt die Verteilung der Anlagen österreichweit (mit ihrer Kennung).

200 kW Photovoltaik Breitentest Anlagenstandorte

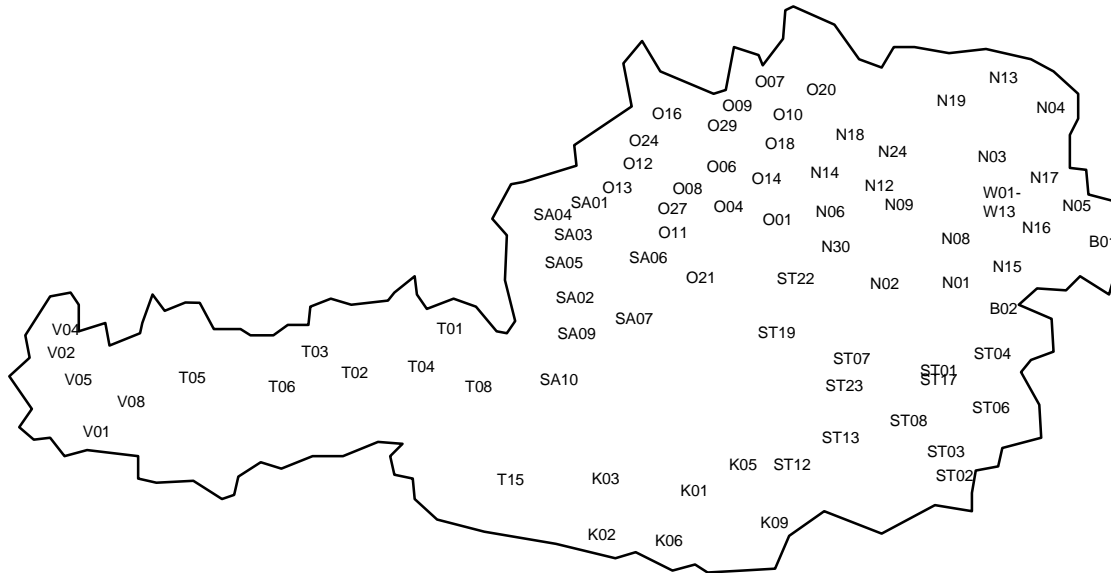


Abbildung A.1.1: Anlagenstandorte in Österreich

Da bei den meisten Teilnehmern die Inbetriebnahme der Photovoltaik Anlage im Frühling oder Sommer (witterungsbedingt) stattgefunden hat, wurde hierbei immer erst ab 1. Jänner des darauffolgenden Jahres ausgewertet. Dies schloss außerdem auch Anfangsschwierigkeiten mit der Anlage (speziell beim Wechselrichter) aus.

Bei 49 Anlagen betrug das Messintervall nicht die vollen 5 Jahre. Allerdings ging bei vielen Betreibern die Anlage erst 1994 teilweise sogar erst 1995 und 1996 in Betrieb. Weiters sind bei einigen Anlagen Messlücken (einige Monate fehlen), oder ab einem gewissen Zeitpunkt überhaupt keine Ergebnisse von Ablesungen mehr vorhanden. Eine Anlage wurde sogar demontiert, da ein Betreiber verstorben ist. Die folgende Abbildung A.1.2 zeigt die Anzahl der Anlagen, die insgesamt in den einzelnen Jahren in Betrieb waren und für die Auswertungen vorliegen

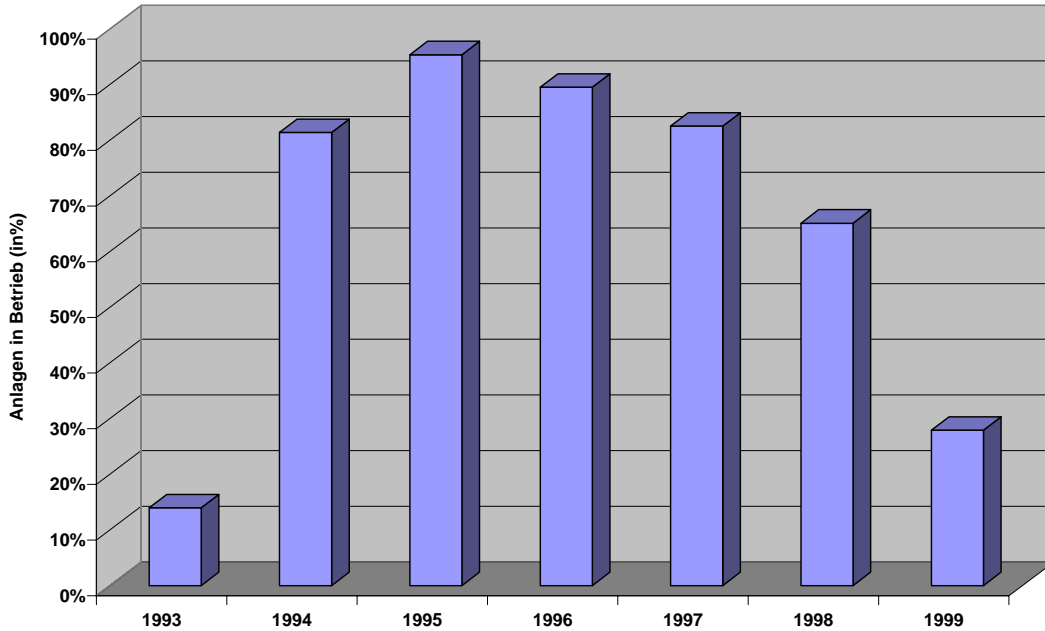


Abbildung A.1.2: Anzahl der Anlagen in Betrieb (in% für die einzelnen Jahre)

Laut Abbildung A.1.3 waren die meisten Anlagen in Oberösterreich (19) und Niederösterreich (18) in Betrieb, im Burgenland dagegen waren es nur 2 Anlagen.

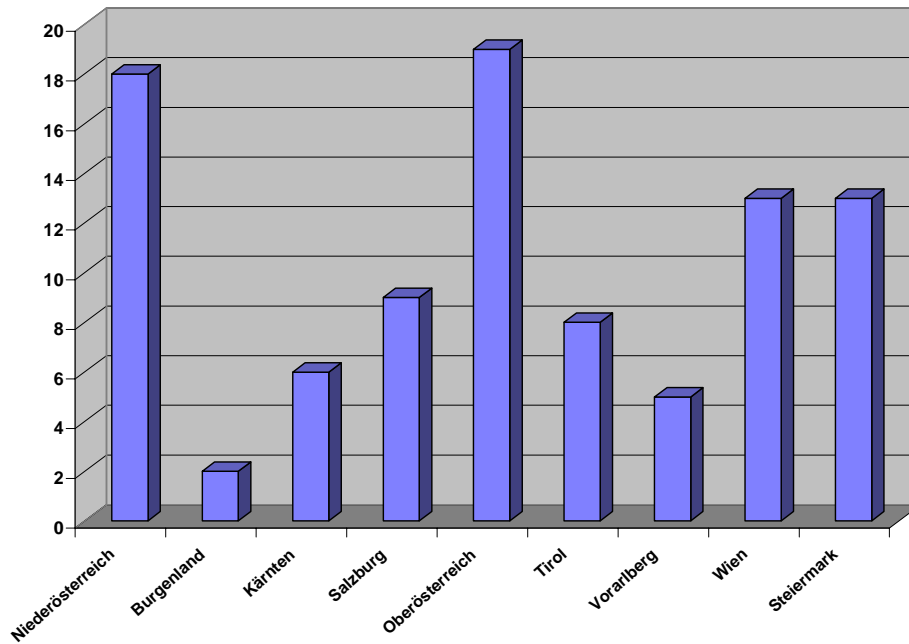


Abbildung A.1.3: Anlagenverteilung im Bundesgebiet

In der folgenden Tabelle A.1.1 ist die Gesamtleistung der PV-Anlagen (in Watt Peakleistung – kurz W_p), deren Gesamtfläche in m^2 sowie durchschnittliche Leistungen je installierter Anlagen für die einzelnen Bundesländer zusammengefasst. Der Förderumfang dieser Studie war mit 200 kW_p begrenzt. Tatsächlich wurden Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 195 kW_p installiert. Die gesamte Modulfläche der 86 Teilnehmer betrug 1.562 m^2 . Im Durchschnitt waren etwa 2.288 W_p je Anlage installiert.

In der darauf folgenden Abbildung A.1.4 sind die Leistungsbereiche angegeben, sowie die Anzahl der Anlagen in jedem Bereich. Dabei zeigt sich, dass die meisten Anlagen (24) in einem Bereich von 1 kW_p und 1,5 kW_p liegen. Die kleinste Anlage weist eine Leistung von 0,7 kW_p, die größte Anlage eine Leistung von 5,2 kW_p.

* Anmerkung: mit "Peak"-Bedingungen sind die Standard Test Conditions (d.h. idealisierte Testbedingungen) gemeint: Sonneneinstrahlung 1000 W/m², Solarzellentemperatur 25°C

Bundesland	Gesamtfläche [m ²]	Gesamtleistung [W _p]	durchschnittl. Leistung je Anlage [W _p]
Burgenland	28	3.650	1.825
Kärnten	133	16.362	2.727
Niederösterreich	310	37.218	2.189
Oberösterreich	325	39.336	2.070
Salzburg	130	16.732	1.859
Steiermark	163	20.999	2.100
Tirol	151	20.132	2.876
Vorarlberg	100	11.890	2.378
Wien	222	28.257	2.569
Summe	1.562	194.576	2.288

Tabelle A.1.1: Gesamtleistung bzw. Gesamtfläche der installierten PV-Anlagen je Bundesland

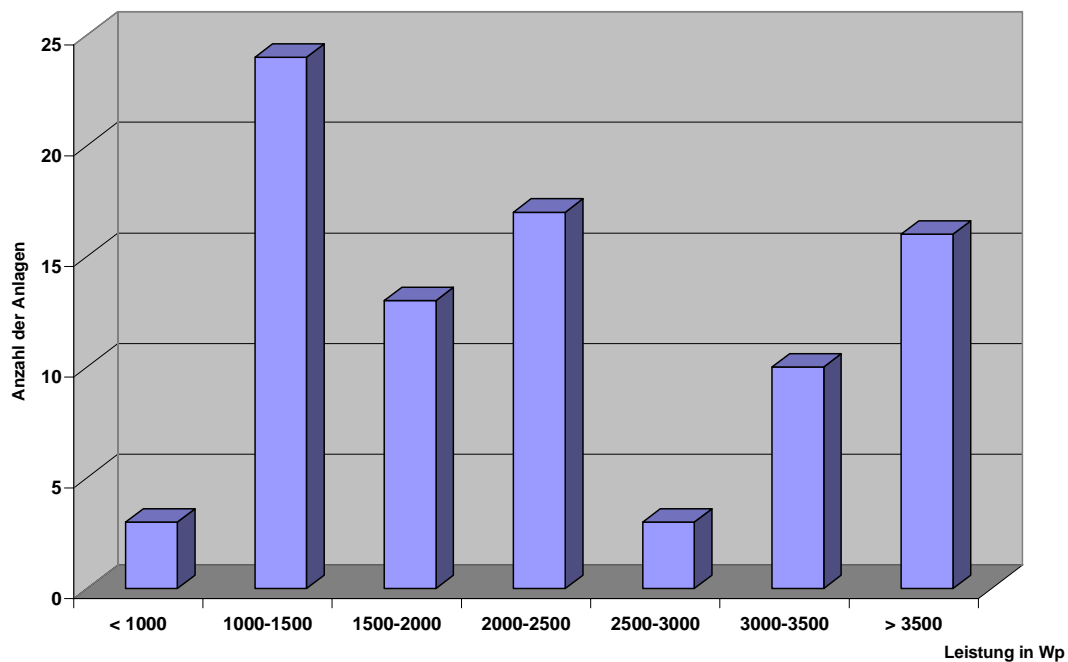


Abbildung A.1.4: Anzahl der PV-Anlagen je installierter Leistung

Einen wesentlichen Einfluss auf die Solarstromproduktion haben unter anderem die Standortbedingungen. Insbesondere sind hier die Sonneneinstrahlung sowie die Exposition der PV-Anlagen (Seehöhe, Orientierung zur Sonne) zu nennen. Daneben gibt es verschiedene technische Rahmenbedingungen (v.a. das Solarmodul als auch die Wechselrichter betreffend), die im nächsten Kapitel des Berichtes beschrieben werden.

Die folgende Abbildung A.1.5 zeigt in einer vereinfachten Darstellung der Sonneneinstrahlung in Österreich (angegeben in kWh/m² und Jahr) die begünstigten und weniger begünstigten Regionen.

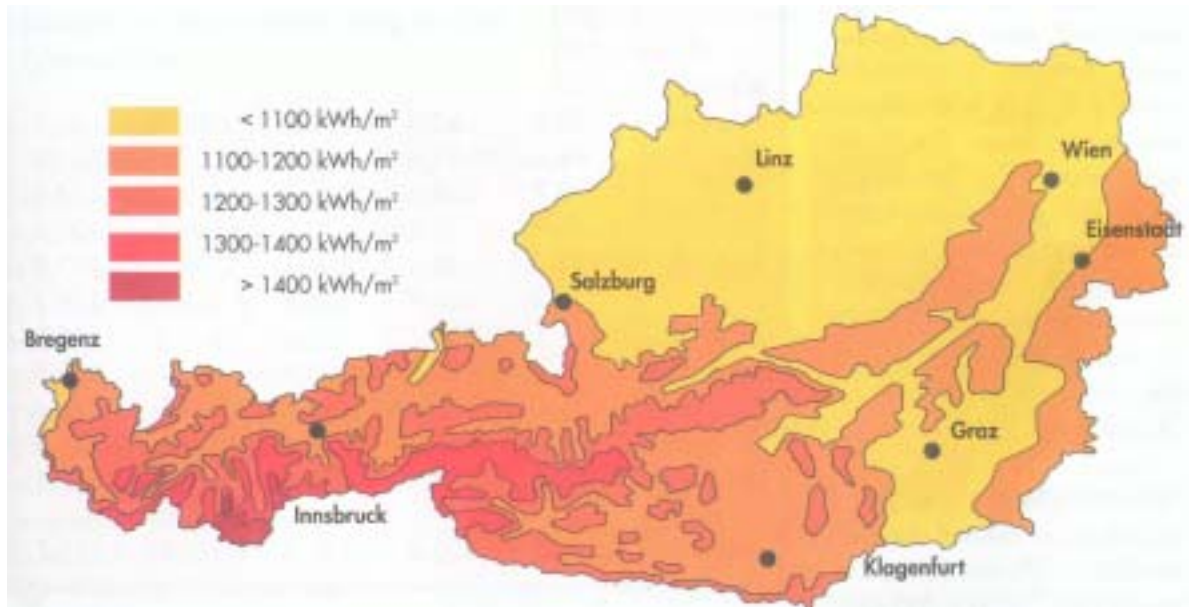


Abbildung A.1.5: "Sonnenatlas" Österreich (Quelle: VEÖ)

In der Abbildung A.1.6 ist die Verteilung der Anlagen nach der Seehöhe zusammengefasst. Die meisten Anlagen sind im Bereich von 350 bis 500 Meter Seehöhe installiert. Den extremsten Standort hat die Anlage SA10, die bei der Bergstation der Wildkogelbahn in 2.100 m Seehöhe betrieben wurde.

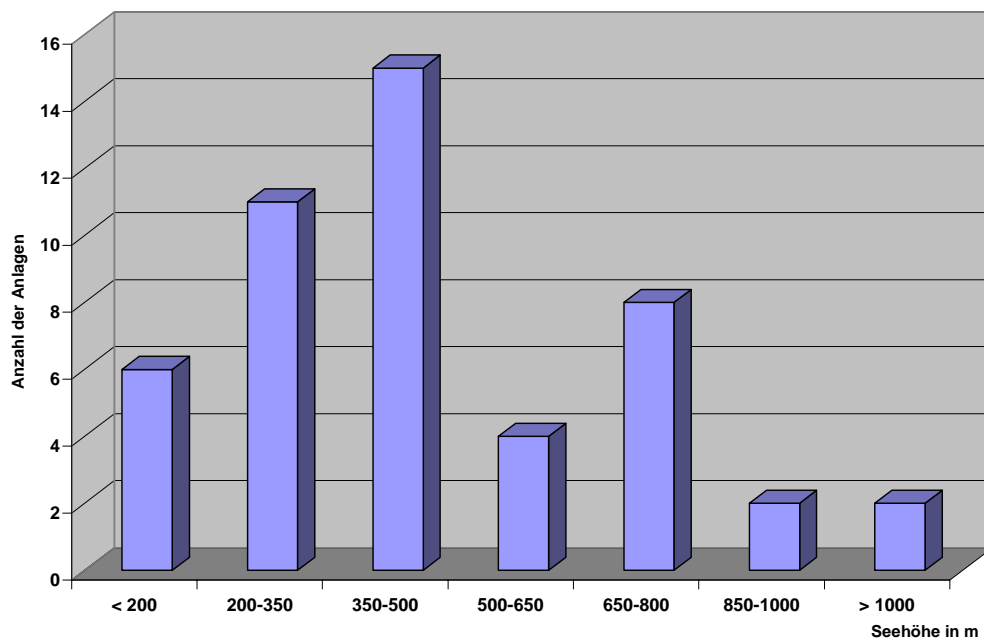


Abbildung A.1.6: Anzahl der Anlagen und deren Verteilung nach Seehöhe

A.2 Technische Beschreibung

Die Möglichkeit Sonnenenergie direkt in elektrischen Strom umzuwandeln, wird durch den Wirkungsgrad der Solarzellen begrenzt.

Je nach Art und Struktur des Halbleitermaterials liegen die Wirkungsgrade (η) zwischen 5 % und 20 %. Die am häufigsten verwendeten Solarzellen bestehen aus Silizium, mit monokristallinen, polykristallinen oder amorphen Strukturen:

monokristalline Si-Zellen	η : 12 - 24 [*] %
polykristalline Si-Zellen	η : 10 - 20 ² %
amorphe Si-Zellen	η : 6 - 8%
CiS-Zellen	η : 11%

Die Erreichung möglichst hoher Wirkungsgrade ist eine wirtschaftliche Forderung. Der Gesamtwirkungsgrad eines Solargenerators sollte über 10 % liegen, da sonst die Errichtung der PV-Anlage nicht wirtschaftlich ist. Ein Zellenwirkungsgrad zwischen 12 % und 14 % ist hier erstrebenswert.

Das wichtigste Halbleitermaterial für Solarzellen ist Silizium:

- Silizium-Bauteile weisen hohe Lebensdauer bei stabilen Betriebseigenschaften auf.
- Bauelemente aus Silizium sind hitzebeständiger als andere Halbleiter.
- Die Herstellung reiner, dotierter Siliziumkristalle stellt heute keine Schwierigkeit mehr dar.
- Silizium ist das zweithäufigste vorkommende Element in der Erde.

Des Weiteren werden neue Materialien getestet: Zum Beispiel Galliumarsenid (GaAs), Cadmiumtellurit (CdTe) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CuInSe₂).

Tandem- oder Stapelzellen: Um ein breiteres Strahlungsspektrum nutzen zu können, werden unterschiedliche Halbleitermaterialien, die für verschiedene Spektralbereiche geeignet sind, übereinander angeordnet.

Konzentratorzellen: Durch die Verwendung von Spiegel- und Linsensystemen wird eine höhere Lichtintensität auf die Solarzellen fokussiert. Diese Systeme werden der Sonne nachgeführt, um stets die direkte Strahlung auszunutzen.

MIS-Inversionsschicht-Zellen: Das innere elektrische Feld wird nicht durch einen p-n-Übergang erzeugt, sondern durch den Übergang einer dünnen Oxidschicht zu einem Halbleiter.

* Laborspitzenwerte

A.2.1 Aufbau einer Photovoltaikanlage

Verwendete Komponenten

Die Photovoltaikmodule sind das Kernstück jeder PV-Anlage. Alle in Österreich erworbenen Module sind in transparenten Kunststoff eingebettet und für harte Witterungsbedingungen ausgelegt. Sie sind in der Regel hinter Hartglas in ein Kunststofflaminat und einen Aluminiumrahmen eingefasst. Wechselrichter bilden die Verbindung zum Netz. Sie wandeln die Gleichspannung des PV-Generators in Wechselspannung um.

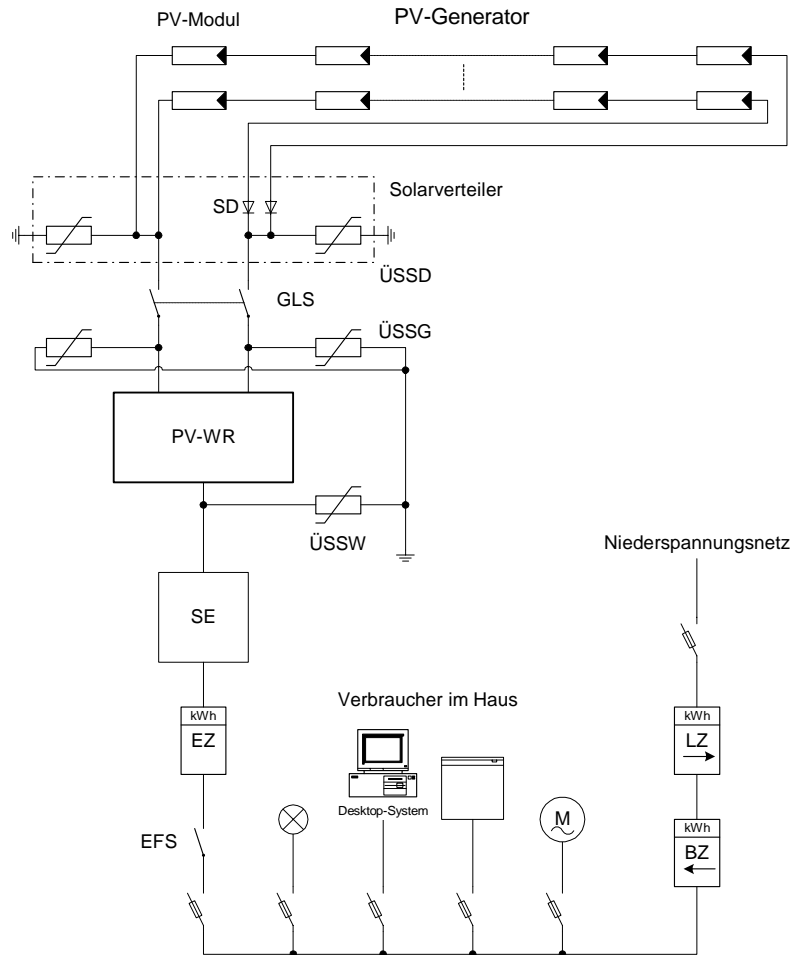
Installation

Die Solarmodule sollten so installiert sein, dass die jährliche Sonneneinstrahlung möglichst optimal aufgefangen werden kann. Die Abweichung von der Südorientierung sollte nicht mehr als +/- 35° betragen. Die Neigung zur Horizontalen sollte zwischen 20° und 60° liegen. Die Lage der Solarmodulfläche sollte möglichst abschattungsfrei sein. Die Solarmodule sollten möglichst zusammenhängend installiert und leicht zugänglich sein. Bei Dachmontage muss der Dachaufbau die statischen und bauphysikalischen Voraussetzungen für die Installation der Solarmodule erfüllen.

Schaltbild einer typischen PV-Anlage

Die wesentlichen Elemente einer typischen PV-Anlage sind in Abbildung A.2.1 dargestellt: Der PV-Generator besteht aus mehreren parallelgeschalteten Strängen (Strings), die wiederum aus mehreren in Serie geschalteten Modulen bestehen. Zur Verringerung des Leistungsabfalls und zur Vermeidung lokaler Überhitzung von Modulen bzw. einzelner Zellen werden die Module mit Bypassdioden geschützt, die üblicherweise in die Module integriert sind. Im Solarverteiler sind neben den Verteilklemmen, die Strangsicherungen und der Überspannungsschutz (ÜSSD) wie auch die Strangdioden (SD), die die einzelnen Stränge im Fall von Teilabschattungen und im Fehlerfall voneinander trennen und auch schützen, untergebracht. Der Überspannungsschutz sollte in der Nähe der Dacheinführung installiert sein, um die Blitzauswirkungen zu begrenzen.

Der Gleichstromkreis des PV-Wechselrichters (PV-WR) kann mit dem Gleichstromschalter (GLS) unterbrochen werden, der Wechselrichter ist sowohl am Eingang (ÜSSG) als auch am Ausgang (ÜSSW) gegen Überspannung geschützt. Die Schutzeinrichtungen (SE) trennen den Wechselrichter vom Niederspannungsnetz, wenn dieses ausfällt. Dazu werden Netzspannung und –frequenz auf Abweichung überwacht. Aus Sicherheitsgründen fordern die EVUs eine EVU-zugängliche Freischaltstelle (EFS), damit ein völlig spannungsfreies Netz gewährleistet werden kann, auch wenn der Betreiber der PV-Anlage nicht erreichbar ist. Moderne Wechselrichter sind mit einer automatischen Freischaltstelle ausgestattet (ENS), die einen Netzausfall erkennt und innerhalb von 5 Sekunden den Wechselrichter vom Netz trennt. Dadurch können die Schutzeinrichtungen SE und die EVU-zugängliche Freischaltstelle EFS entfallen. Zur Verrechnung mit dem EVU dienen der Lieferzähler (LZ) und der Bezugzähler (BZ). Der Erzeugungszähler (EZ) wird zur Überwachung der PV-Anlage verwendet.



Legende:

SD	Strahldiode
ÜSSD	Überspannungsschutz an der Dacheinführung
GLS	Gleichstromschalter
ÜSSG	Überspannungsschutz an der Gleichstromseite des Wechselrichters
PV-WR	PV-Wechselrichter
ÜSSW	Überspannungsschutz an der Wechselstromseite des Wechselrichters
SE	Schutzeinrichtungen
EZ	Erzeugungszähler
EFS	EVU-zusätzliche Freischaltstelle
BZ	Bezugszähler
LZ	Lieferzähler

Abbildung A.2.1: Schaltbild einer typischen PV-Anlage

Auf den folgenden Seiten werden kurz die wesentlichen Bestandteile einer PV-Anlage, das Solarmodul bzw. der Wechselrichter, beschrieben, sowie einige spezifische Auswertungen aus dem Breitentest angefügt.

A.2.1.1 Solarmodul



Abbildung A.2.2: Verschiedene PV-Module*

Das wesentlichste Element von photovoltaischen Anlagen ist die *Solarzelle*. Die Funktion der Solarzelle basiert auf dem photovoltaischen Effekt. Heute verwendete Solarmodule sind Serien- und Parallelschaltungen von 30 - 40 Solarzellen und sind zum Schutz vor Umwelteinflüssen mit einer Laminatschicht überzogen. Module sind mit Aluminium-Rahmen oder rahmenlos erhältlich.

Solargeneratoren bestehen aus mehreren Modulen. Zum Erreichen der Systemspannung sind die Module in Serie geschaltet, durch eine Parallelschaltung mehrerer „Stränge“ erreicht man die gewünschte Systemleistung. Im Falle einer Parallelschaltung erhöht sich der verfügbare Strom, die Spannung bleibt gleich. Im Falle einer Serienschaltung erhöht sich die verfügbare Spannung, der Strom bleibt gleich.

Die Solarmodule sollten so installiert werden, dass die jährliche Sonneneinstrahlung möglichst optimal genutzt werden kann. Die Abweichung von der Südorientierung sollte nicht mehr als +/- 35° betragen. Die Neigung zur Horizontalen sollte zwischen 20° und 60° liegen. Die Lage der Solarmodulfläche sollte möglichst abschattungsfrei erfolgen, die Module sollten möglichst zusammenhängend installiert sein und leicht zugänglich sein. Bei Dachmontage sollte der Dachaufbau die statischen und bauphysikalischen Voraussetzungen für die Installation der Solarmodule erfüllen.

Die folgenden zwei Abbildungen zeigen die Anteile der Modulhersteller, einerseits die Verteilung der im Breitentest verwendeten PV-Module, andererseits die weltweiten Marktanteile der größten Solarzellen-Hersteller:

* Quelle: Helios Technology

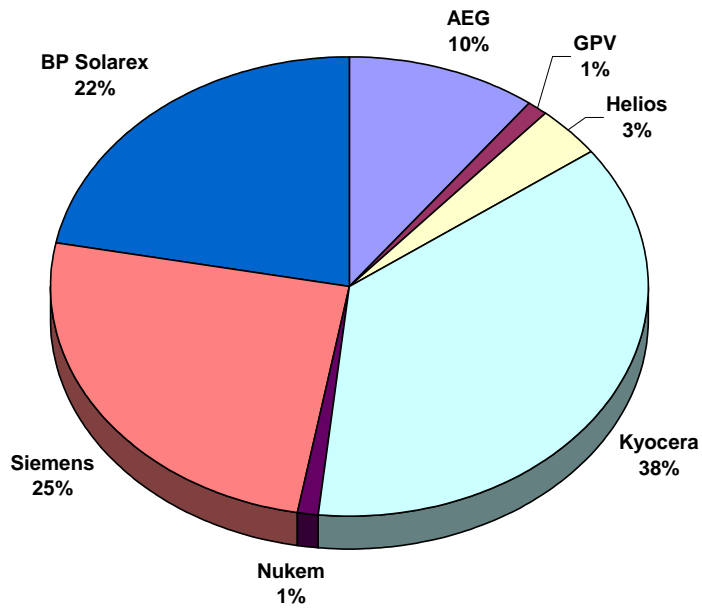


Abbildung A.2.3: Solarmodulhersteller – Anteile der im Breitentest verwendeten Anlagen

55 % der Anlagen im Breitentest bestanden aus polykristallinen Modulen, 45 % aus monokristallinen Modulen. Die Marken Kyocera, Siemens, Solarex (heute BP Solarex) waren zum Zeitpunkt der Studie die gängigsten Marken. Die heutige Verteilung der Marken am Weltmarkt zeigt die nächste Abbildung.

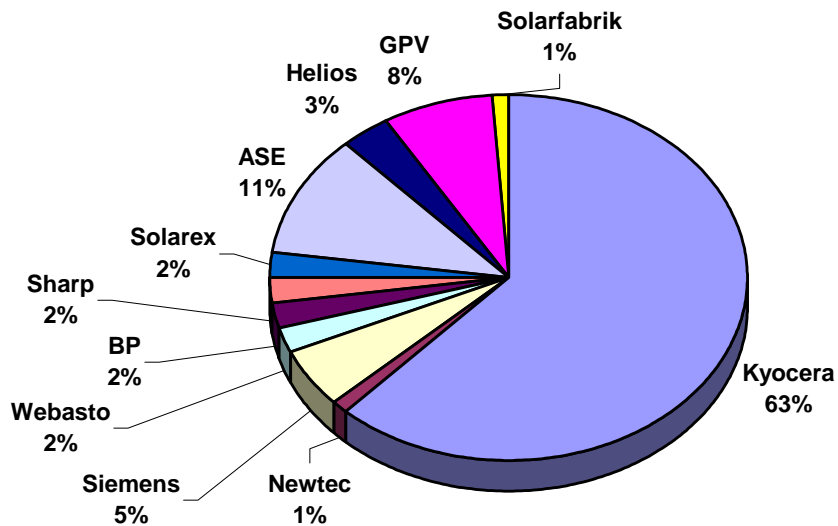


Abbildung A.2.4: Solarmodulhersteller – Anteile am Weltmarkt

Die Art der Modulbefestigung ist aus folgender Abbildung A.2.5 ersichtlich. Gut zwei Drittel aller Anlagen waren entweder auf dem Dach aufgeständert oder in das Dach eingebaut worden, immerhin 7%

waren dem Sonnenstand nachgeführte Anlagen (sogenannte "Tracker"), die aufgrund der Nachführung sehr hohe Anlagenerträge erzielen können.

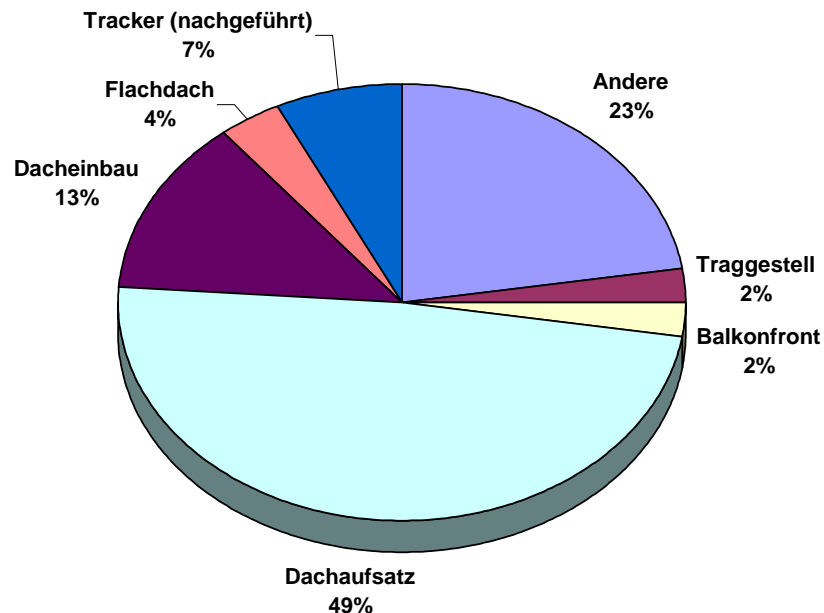


Abbildung A.2.5: Art der Modulmontage

Die Abbildung A.2.6 zeigt den Verlauf des Wirkungsgrades eines PV-Moduls in Abhängigkeit der Strahlungsintensität. Dabei ist tendenziell der Wirkungsgrad bei niederen Strahlungsintensitäten etwas höher (sein Maximum erreicht er in diesem Fall zwischen 100 und 200 W/m²) und nimmt im Verlauf höherer Intensitäten leicht ab (um maximal 0,5-1% des Wirkungsgrades). Grund dafür ist eine Abnahme der Leistung eines Solarmoduls mit höherer Temperatur, die zumeist auch mit höherer Strahlungsintensität einhergeht. In diesem Fall verschiebt sich das an einem bestimmten Punkt optimale Verhältnis zwischen Stromstärke und Spannung, in der Folge sinkt die aus der Solarzelle entnehmbare Energie. Dies wirkt sich auf den Wirkungsgrad des Solarmoduls negativ aus.

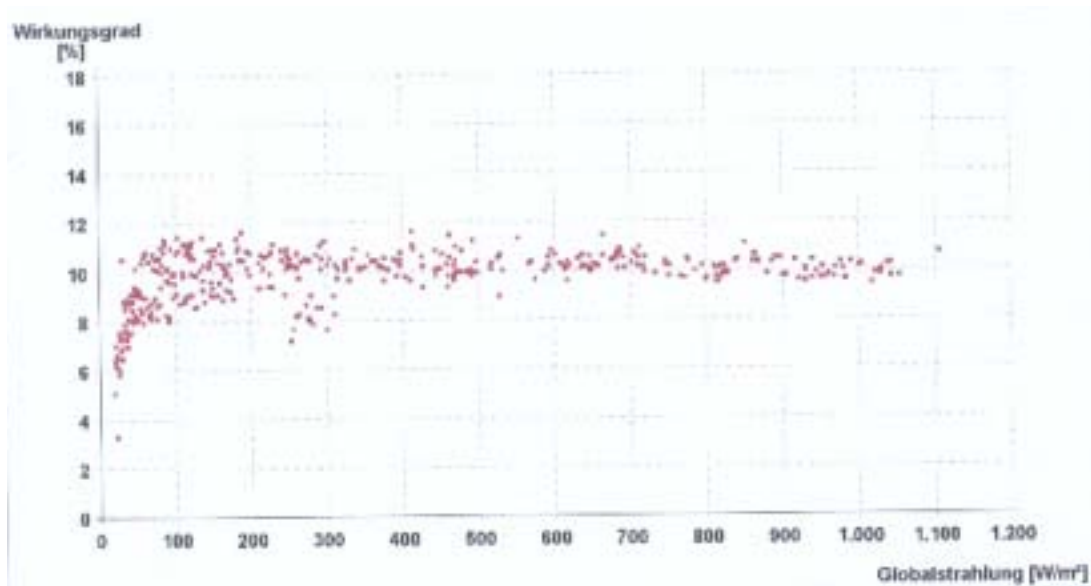


Abbildung A.2.6: Verlauf des Wirkungsgrades eines PV-Moduls in Abhängigkeit der Strahlungsintensität

A.2.1.2 Wechselrichter



Abbildung A.2.7: Abbildung eines Wechselrichters*

Der von den Solarzellen erzeugte Gleichstrom muss bei netzgekoppelten PV-Systemen in 50 Hz Wechselstrom umgewandelt werden. Die so erzeugte Energie kann im Haus mit den eigenen Wechselstromverbrauchern verwendet werden, oder es wird ein Energieüberschuss ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Wenn die Anlage keinen oder zuwenig Strom erzeugt, bezieht es wiederum die benötigte Energie aus dem Netz.

* Quelle: Fronius

Anforderungen an Photovoltaik-Wechselrichter für netzgekoppelte Anlagen sind:

- absolut synchroner Betrieb mit dem Netz des zuständigen EVU
- hoher Wirkungsgrad auch im Teillastbereich
- minimale Leistungsaufnahme (vor allem in der Nacht)
- Maximalleistungssteuerung

Maximalleistungssteuerung bedeutet, dass sich der Wechselrichter auf der Solargeneratorkennlinie automatisch den Punkt maximaler Leistung sucht, und sich automatisch je nach Leistung ein- und ausschaltet.

Bei den meisten PV-Anlagen für Ein- und Zweifamilienhäuser werden typischerweise Wechselrichter mit einer Leistung zwischen 1 und 3 kW eingesetzt.

Die folgenden beiden Darstellungen zeigen die Verteilungen der Hersteller der Wechselrichter: (Stand 1992)

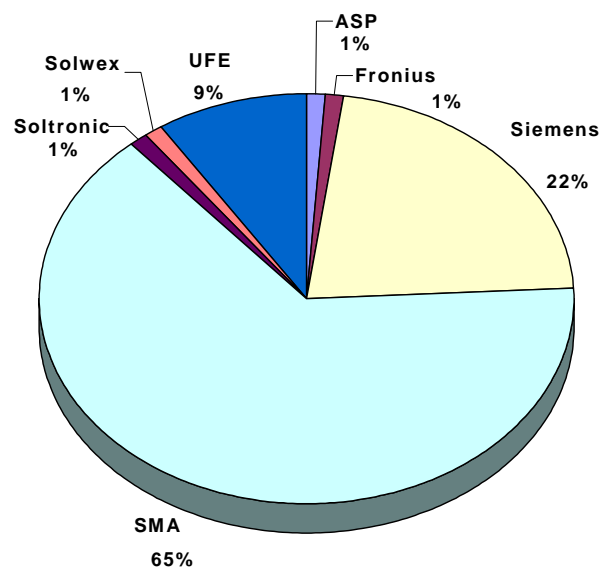


Abbildung A.2.8: Wechselrichterhersteller – Anteile der im Breitentest verwendeten Anlagen

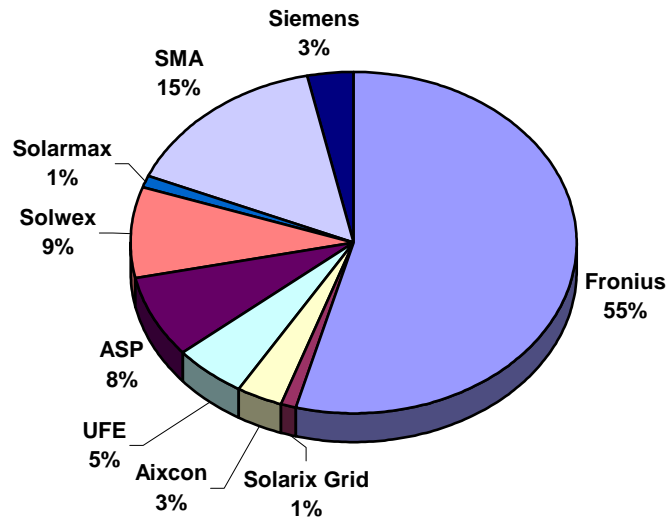


Abbildung A.2.9: Wechselrichterhersteller – Anteile am Weltmarkt

Die Abbildung A.2.10 stellt den Wirkungsgradverlauf eines Wechselrichters in Abhängigkeit der Strahlungsintensität dar. Im Gegensatz zum Solarmodul hat der Wechselrichter seinen höchsten Wirkungsgrad bei höheren Einstrahlungen und nähert sich in diesem Fall an die 90%-Marke an. Moderne Wechselrichter erreichen im Durchschnitt Wirkungsgrade von mehr als 90%.

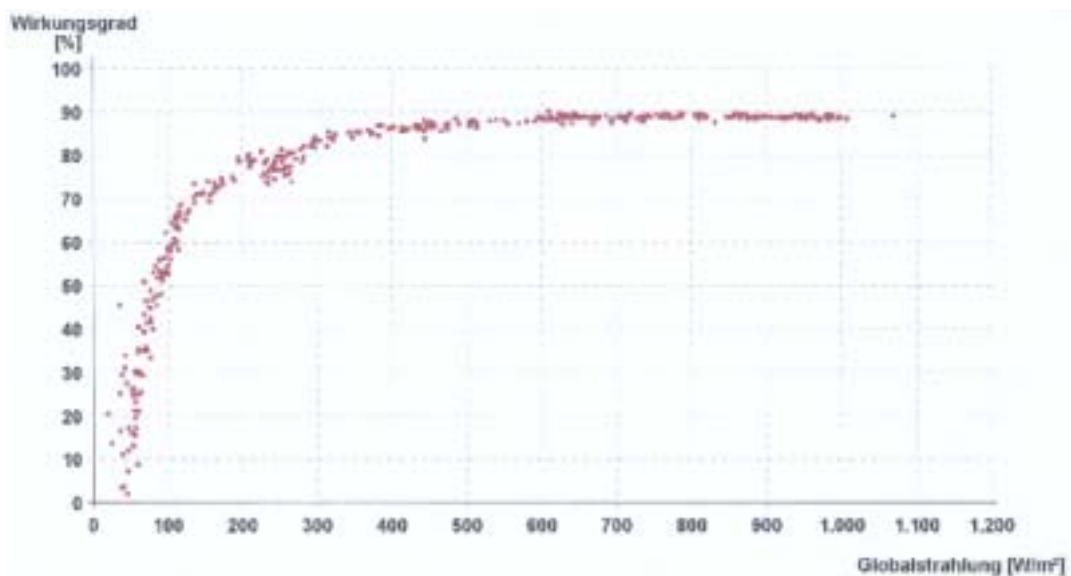


Abbildung A.2.10: Typischer Wirkungsgradverlauf eines Wechselrichters

A.3 Auswertung und Dokumentation

A.3.1 Methoden der Berechnung spezifischer Parameter

Das nachstehende Flussdiagramm (Abbildung A.3.1) stellt den prinzipiellen Fluss des elektrischen Stroms von einer PV-Anlage zu einem Verbraucher (Haushaltsbedarf) dar. Der elektrische Strom, der nicht unmittelbar benötigt wird (Überschuss), wird an das EVU geliefert. Andererseits wird bei zu geringer Solarstromproduktion vom EVU Strom aus dem Netz bezogen, um den gesamten Haushaltsbedarf zu decken.

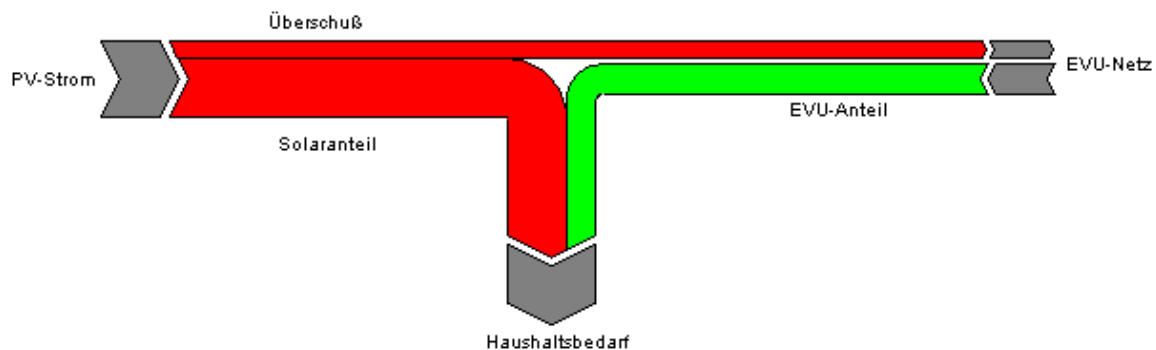


Abbildung A.3.1: Darstellung des Stromflusses zwischen Erzeugung – EVU – Verbraucher

Im Rahmen des Standardmessprogramms wurden die erhobenen Daten:

- Solarstromerzeugung (Hochtarif und Niedertarif)
- Zählerstand *Lieferung* ins Netz (HT, NT)
- Zählerstand *Bezug* vom Netz (HT, NT)
- Haushaltsstromverbrauch

von jeder Station gesammelt und ausgewertet. Aus den Zählerständen und den entsprechenden Zählerkonstanten wurden daraus die monatlichen Energiedifferenzen für Erzeugung, Lieferung ins Netz und Bezug vom Netz ermittelt.

Neben der absoluten Energiemenge wurde noch der spezifische Anlagenenertrag (die Energiemenge bezogen auf die installierte Leistung in $[kWh/kW_p]$) erhoben.

Zur Auswertung der anlagenspezifischen Daten (neben den oben erwähnten) wurden folgende Berechnungsmethoden verwendet:

Direktanteil:

Ist ein Maß für die Gleichzeitigkeit von solarer Energiebereitstellung und Haushaltsenergiebedarf. Er entspricht dem Anteil des Solarstroms an der gesamten Solarstromerzeugung, der direkt im Haushalt verbraucht wird (entspricht in der Abbildung A.3.1 somit dem Strom, der direkt von der PV-Anlage zum Verbraucher fließt).

$$D_A = \frac{W_{PV} - W_{NL}}{W_{PV}}$$

Deckungsgrad I:

Beschreibt den Anteil der im Haushalt genutzten Solarenergie zum gesamten Haushaltsstrombedarf (d.h. entsprechend in der obigen Abbildung Solaranteil dividiert durch Haushaltsbedarf)

$$D_I = \frac{W_{PV} - W_{NL}}{W_{PV} - W_{NL} + W_{NB}} \quad [\text{in \%}]$$

Deckungsgrad II:

Diese Größe bezieht die insgesamt gelieferte Solarenergie auf den gesamten Haushaltsstrombedarf (d.h. PV-Strom dividiert durch Haushaltsbedarf).

$$D_{II} = \frac{W_{PV}}{W_{PV} - W_{NL} + W_{NB}} \quad [\text{in \%}]$$

Der Unterschied zwischen Deckungsgrad I und II liegt somit nur im Anteil des Überschusses (am Haushaltsstrombedarf), der in das öffentliche Netz eingespeist wird.

Zur Erklärung:

W_{PV} Energieerzeugung der Photovoltaikanlage in [kWh]

W_{NB} Energiebezug vom Netz der EVU in [kWh]

W_{NL} Energielieferung ins Netz der EVU in [kWh]

D_A Direktanteil in [%]

D_I Deckungsgrad Version I in [%]

D_{II} Deckungsgrad Version II in [%]

A.3.2 Auswertung und Dokumentation der Anlagen

Die Auswertungen wurden bundesländermässig zusammengefasst (siehe auch Anhang A). Jede Anlage hat auf ihrem Blatt eine Nummer, die Vergabe erfolgte willkürlich und ist nicht alphabetisch! Die Anfangsbuchstaben bezeichnen dabei das jeweilige Bundesland. (z.B.: B02 Burgenland – Anlage 02)

Für jeden Teilnehmer am Breitentest wurden folgende Auswertungen erstellt:

- Anlagedaten
- Ablesedaten
Bei den Standardmessstationen wurden der Firma KWI die Zählerstände per Post übermittelt. Dies erfolgte zum Teil über die Oberösterreichische Kraftwerks AG (heute: Energie AG Oberösterreich) und zum Teil über den Verband der Elektrizitätswerke Österreichs (VEÖ).

Diese Mitteilung der jeweiligen Zählerstände erfolgte meist mit vordruckten Formularen, wobei nur mehr die jeweiligen Daten eingetragen werden mussten. Der Zeitpunkt und das Datum der Ablesung war deshalb sehr wichtig, da bei der graphischen Darstellung linear auf volle Monate umgerechnet wurde.

KWI wurde weiters mitgeteilt:

- Solarstromproduktion (Hochtarif HT / Niedertarif NT)
- Lieferung ins Netz (Hochtarif HT / Niedertarif NT)
- Bezug vom Netz (Hochtarif HT / Niedertarif NT)

Bei dem Lieferungs- und Bezugszähler wurde noch zwischen Hochtarif und Niedertarif (bzw. Sommer- oder Winterbetrieb) unterschieden. Dies konnte v.a. zum Zeitpunkt des Eintretens des anderen Tarifs zu Problemen führen. (Bei längeren „Nichtableseperioden“)

Weiters wurden auf dem Ablesedatenblatt die Neigung und die Ausrichtung der Paneele vermerkt. Grundsätzlich gab es nur wenige Anlagen mit automatischer Sonnennachführung (z.B.: Anlage K09 und O20). Allerdings hatten einige Betreiber die Möglichkeit, händisch nachzuführen, was gesondert vermerkt wurde.

- Diagramme:

Es wurden, sofern genügend Daten vorhanden waren, jeweils die Werte mit dem Vorjahr verglichen, um Änderungen im Anlagen - oder Nutzerverhalten erfassen und kommentieren zu können.

Die Photovoltaik-Strom-Erzeugung wurde in jeweils 2 Diagrammen dargestellt: Einmal bezogen auf die jeweiligen kW_p (spezifisch), und einmal direkt in kWh (absolut).

Auf dem letzten Blatt erfolgte dann noch eine jahresmässige Zusammenstellung der einzelnen Auswertungen

1. Photovoltaik-Strom-Erzeugung spezifisch
2. Photovoltaik-Strom-Erzeugung absolut
3. Lieferung ins Netz
4. Bezug vom Netz
5. Haushaltsstromverbrauch
6. Solarstrom-Direktanteil
7. Solarstrom Deckungsgrad I
8. Solarstrom Deckungsgrad II
9. Jahresübersicht

Die Auswertungen wurden für jede Anlage am Ende jedes Messjahres dem BMVIT sowie den Anlagenbetreibern zur Verfügung gestellt.

Ein Beispiel so einer gesamten Auswertungsdokumentation findet sich im Anhang B.

A.4 Ergebnisse aus dem Standardmessprogramm

In diesem Abschnitt wird auf die wesentlichen Ergebnisse der Anlagenbewertungen im Breitentest eingegangen, insbesondere auf die Anlagenerträge, die Direktanteile, Deckungsgrade sowie den Haushaltsstromverbrauch. Da die Daten nicht für alle Anlagen im selben Zeitraum zur Verfügung standen – das ist, wie bereits erwähnt, auf die unterschiedliche Inbetriebnahme bzw. Ausfälle von Anlagen über die Jahre zurückzuführen – wurden die Auswertungen in diesem Abschnitt nur zwischen den Jahren 1994 und 1998 dargestellt (vgl. auch Abbildung A.1.2).

Im Jahr 1995 waren mehr als 90% der im Breitentest geförderten Anlagen in Betrieb. Im Jahr davor bzw. den beiden Jahren danach waren es immerhin noch zwischen 80 und 90%. Die Auswertungen aus diesen Jahren haben somit die höchste Aussagekraft. Daher werden für die folgenden Darstellungen nur mehr die Jahre 1994 bis 1998 berücksichtigt.

A.4.1 Anlagenerträge

Der Anlagenertrag stellt die spezifische Stromproduktion dar, d.h. die im Verlauf eines Jahres erzeugte und am Wechselrichteranschluss gemessene Energie bezogen auf die installierte Leistung, angegeben in kWh/kW_p. Die Abbildung A.4.1 zeigt eine Schwankung im Verlauf der einzelnen Jahre zwischen 700 und 800 kWh/kW_p, im Jahr 1998 war der Ertrag etwas unter 700 kWh/kW_p. Die Variabilitäten im Ertrag können sich einerseits durch geringe Einstrahlungen, oder aber andere, nicht näher zu spezifizierende Anlagenunregelmäßigkeiten, erklären lassen.

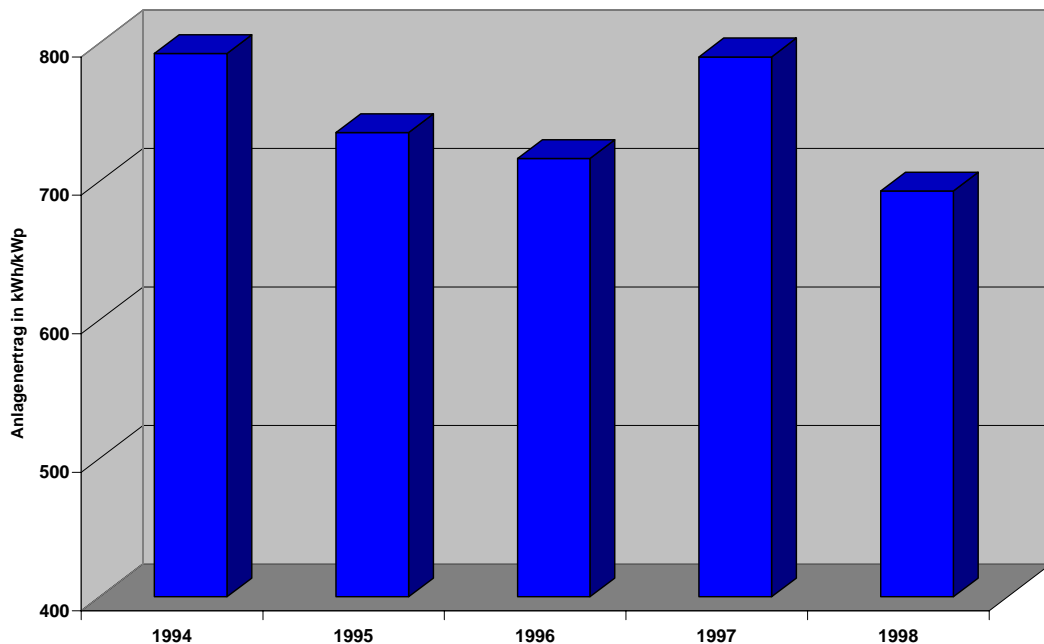


Abbildung A.4.1: Spezifische Stromproduktion der Breitentestteilnehmer in kWh/kW_p für die Jahre 1994-98

Bei den einzelnen Anlagenenerträgen sind jedoch große Streubreiten zu beobachten, wie beispielsweise die Auswertung für das Jahr 1995 in der Abbildung A.4.2 zeigt. So erreichten etwa die Hälfte der Anlagen Erträge von 700 bis 900 kWh/kW_p, während viele unter dieser Marke blieben und nur etwa 15% höhere Erträge erzielen konnten.

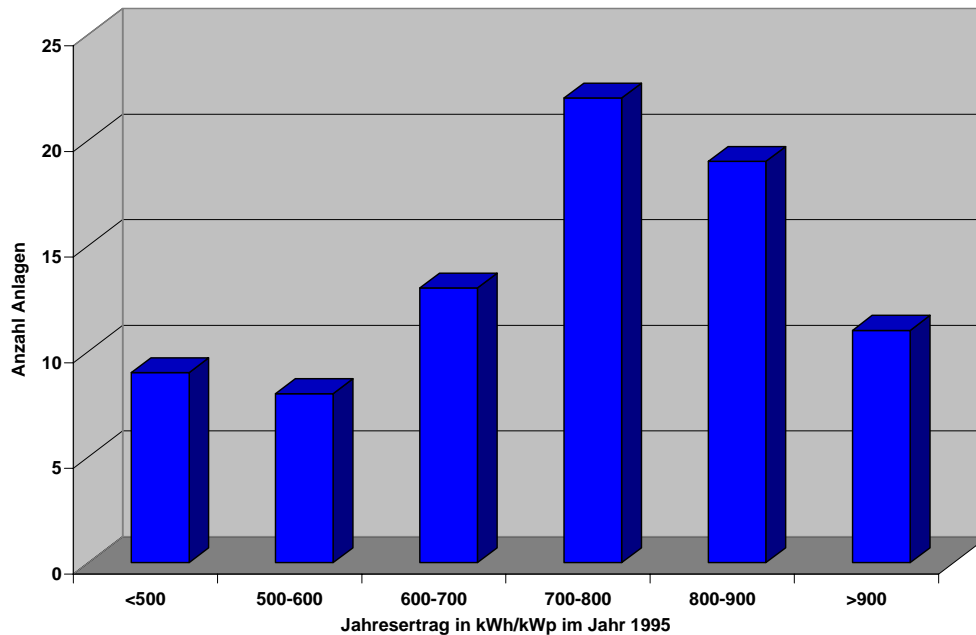


Abbildung A.4.2: Streubreite der spezifischen Anlagenenerträge für das Jahr 1995

A.4.2 Direktanteil

Der Direktanteil, er charakterisiert den Anteil des direkt im Haushalt oder beim sonstigen Verbraucher genutzten Solarstromes, ist aus der Abbildung A.4.3 ersichtlich. Dabei zeigt sich bei der Verteilung der Werte, dass bei etwa 25 % der Anlagen der solar erzeugte Strom zu 30 bis 45 % direkt beim Anlagenbetreiber genutzt wird, d.h. zwei Drittel bis etwa die Hälfte des aktuell von der PV-Anlage erzeugten Stromes als Überschuss ins Netz geliefert wird. Ebenfalls gut 25 % der Anlagen haben einen Direktanteil von größer 75 %, d.h. diese müssen nur maximal 25 % als Überschussstrom ans Netz abgeben und können mit dem Großteil des Solarstromes den Eigenbedarf direkt decken.

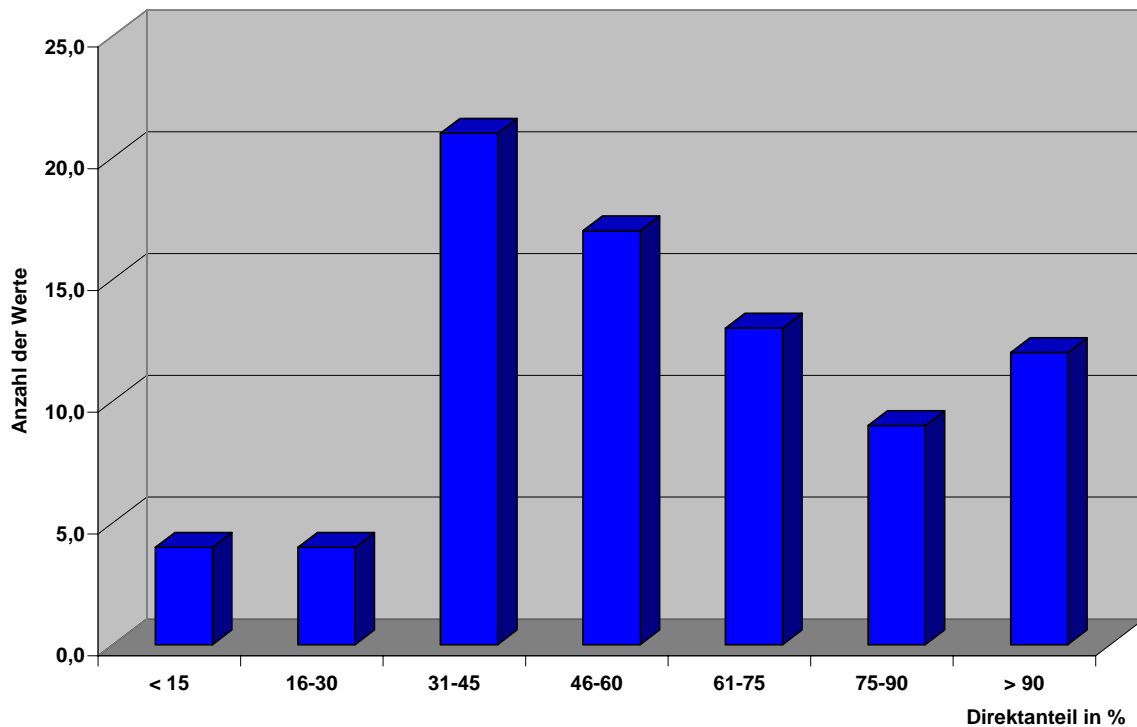


Abbildung A.4.3: Verteilung der Direktanteile der Standardmessanlagen im Jahr 1995

A.4.3 Deckungsgrade

Die Deckungsgrade beschreiben einerseits den Anteil der tatsächlich beim Verbraucher genutzten Solarenergie am gesamten Strombedarf – vermindert um den Überschuss, der ins Netz gespeist wird – (Deckungsgrad I), andererseits den Anteil der gesamten Solarstromproduktion am Strombedarf des Verbrauchers – also inklusive dem Anteil, der als Überschuss ins Netz eingespeist wird (Deckungsgrad II). Zur unterschiedlichen Berechnung der beiden Werte vergleiche Abschnitt A.3.1.

In den folgenden beiden Grafiken sind der Deckungsgrad I bzw. II jeweils für das Jahr 1995 dargestellt, die die Schwankungsbreite für die untersuchten Anlagen verdeutlichen.

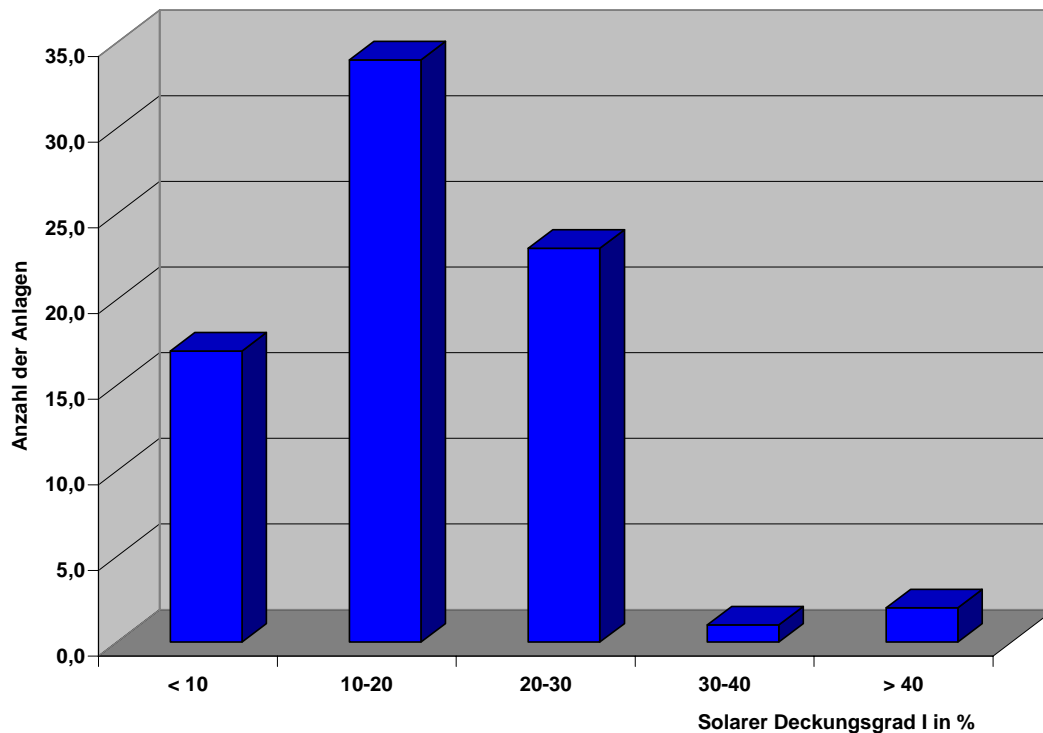


Abbildung A.4.4: Verteilung des Deckungsgrades I der Standardmessanlagen für das Jahr 1995

So zeigt die Verteilung des Deckungsgrades I, dass die meisten Anlagenbetreiber nur 10-20 % zum Zeitpunkt des Eigenbedarfes direkt mit Solarstrom decken können, daher im Verhältnis große Mengen vom EVU bezogen werden müssen bzw. hohe Mengen an Überschussstrom von der PV-Anlage ins Netz gespeist werden müssen. Insgesamt haben 96 % der Anlagen einen Deckungsgrad I von unter 30 %.

Beim Deckungsgrad II sind die Werte besser verteilt bzw. liegen im Verhältnis zum Deckungsgrad I höher, wobei die meisten Anlagen einen Deckungsgrad von über 40 % haben. Das bedeutet in diesem Fall, der insgesamt solar erzeugte Strom deckt einen Anteil von über 40 % des Strombedarfes beim Verbraucher.

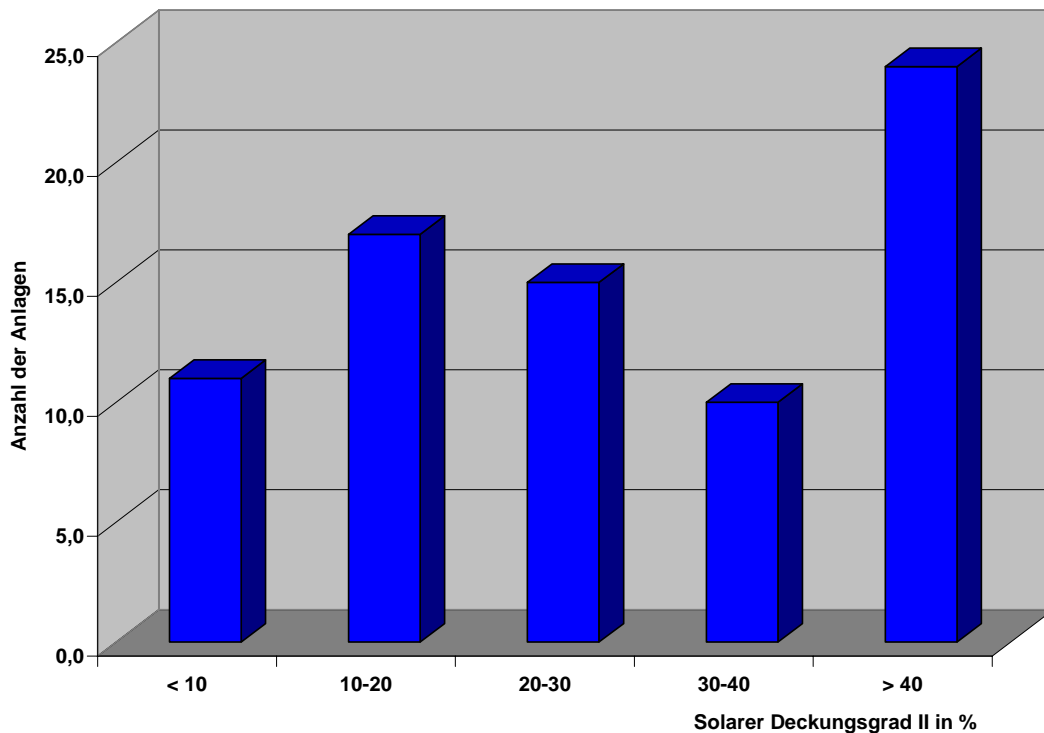


Abbildung A.4.5: Verteilung des Deckungsgrades II der Standardmessanlagen für das Jahr 1995

A.4.4 Strombedarf beim Verbraucher

Bereits beim Förderungsansuchen für den Breitentest sollten die Bewerber ihren bisherigen jeweiligen Stromverbrauch bekannt geben. Anfangs war der Prozentsatz der Bewerber, die darüber Angaben machten, prozentuell sehr gering (1994 nur 9%). Der Grund hierfür war bei den meisten Anlagenbetreibern, dass sie die Verbrauchswerte der Jahre davor nicht wussten. Erst durch den Breitentest entstand dahingehend ein verstärktes Bewusstsein, sich über den eigenen Strombedarf zu informieren. Daraufhin konnten im Jahr 1995 Stromverbräuche von bereits 64% der Anlagenbetreibern ausgewertet werden.

Vor dem Breitentest war der Anteil derer, die nicht wussten wie viel eine kWh von ihrem EVU kostet, wesentlich höher, als nach dem Förderungsansuchen. Viele Teilnehmer dachten daraufhin nach, wo und wie man den eigenen Verbrauch verringern konnte. Etliche Betreiber (siehe Bemerkungsfeld der einzelnen Auswertungsblätter) versuchten ihren Haushaltsverbrauch durch einfache Maßnahmen (z.B. Neuanschaffung energiesparender Geräte) zu senken.

Die Abbildung A.4.6 spiegelt die Verteilung des Stromverbrauches der Standardmessanlagen wider, die im Jahr 1995 am Breitentest teilgenommen haben. Dabei zeigt sich, dass die meisten Anlagenbenutzer (ca. 45 %) einen Stromverbrauch im Bereich 3.000 bis 6.000 kWh hatten, was einem durchschnittlichen Haushaltsbedarf (Einfamilienhaus mit 4-5 Personen) entspricht. Ein nicht unwesentlicher Anteil (20 %) der Anlagenbetreiber hatte einen Strombedarf, der sogar unter 3.000 kWh

lag. Die restlichen 35 % der Anlagen sind vom kWh-Bedarf her Großverbrauchern (Betriebe, Landwirte, öffentliche Gebäude) zuzuordnen.

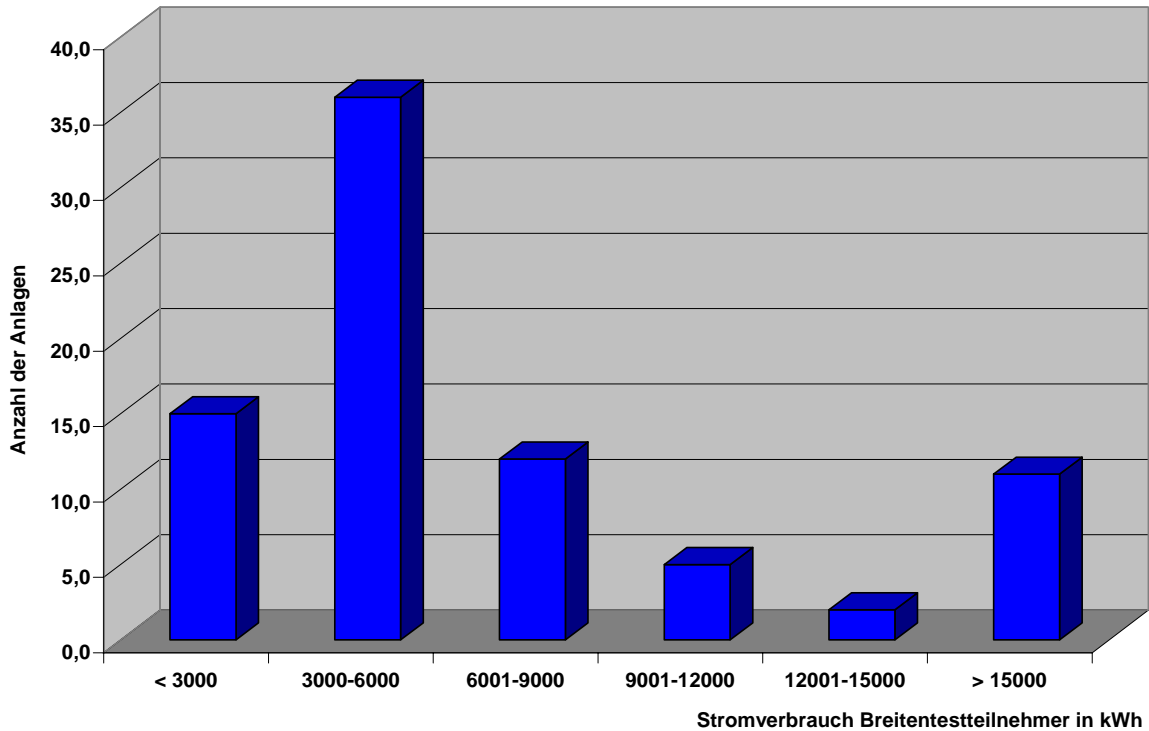


Abbildung A.4.6: Verteilung des Stromverbrauches der Standardmessanlagen für das Jahr 1995

A.4.5 Störungen

Nachstehende Tabelle A.4.1 fasst alle gemeldeten Störungsfälle bei den Solarstationen zusammen:

Kennung	Defekte an den Modulen bzw. am Wechselrichter
B02	Anlage im Dezember 1995 defekt. (Vorsicherung)
K03	Im Juli 1993 war die Strom-Produktion relativ niedrig, da der Wechselrichter teilweise defekt war. Zählerwechsel im April 1996. Wechselrichtertausch im Jahr 1998
K05	Änderung des Wechselrichtertyps auf ASP-Top Class 3000 Grid.
K06	Anlagenausfall Februar und März 1995. (WR-defekt)
N03	Vom 05.05. - 03.08. 1993 Wechselrichter defekt, Leihgerät (PVWR 1000) wurde in dieser Zeit eingebaut.
N04	Anlaufprobleme des Wechselrichter bis zum Totalausfall der Anlage (Blitzschlag) im September 1995. Wechselrichtertausch im Oktober 1995

Kennung	Defekte an den Modulen bzw. am Wechselrichter
N05	Bei Betriebsbeginn Mitte 1993 dauernde Ausfälle des Wechselrichters, da dieser im Schaltschrank zu wenig belüftet wurde. (Zusatzlüfter installiert)
N06	Erweiterung der Anlage um 10 Module ab 5/94 auf insgesamt 1590 Wp.
N12	Ab 1.8.1995 zusätzlich 6 Sharp Module a 85 Wp
N15	Anlagenstillstand im April und Mai 1997, da der Wechselrichter defekt war.
N16	Defekt des WR im Mai 1999: keine Netzzrücklieferung.
N18	2.Halbjahr 1997 Totalausfall der Anlage.
O04	Im Sommer 1995 (17.07.-05.08) Wechselrichter defekt.(Eingangsstrom zu hoch) Im Februar 1996 ebenfalls Ausfall, da keine Rücklaufhemmung vorhanden war.
O07	Wechselrichter 2x defekt gewesen.(Überhitzung)
O08	Anlagendefekt März 1998: Hauptsicherung.(wurde erst am Monatsende entdeckt.)
O09	Wechselrichtertausch 7.5.95.(Anlagenstillstand 01.05.-07.05.1995.)
O13	Ab 31.03.94 auf 2040 Wp erhöht. (Vorher 1224 Wp)
O20	Im August 1994 Störungen durch Ausfall der Wechselrichter.(Blitzschlag)
O21	Wechselrichter defekt Jänner - Februar 1994 (Trafo hatte Windungsschluss)
SA02	Ab dem Frühjahr 1997 ein zusätzlicher Strang.(insgesamt jetzt 20 Module).
SA04	Im Mai und August 1995 teilweiser Defekt des Wechselrichters.(zu hohe Netzspannung)
SA05	Bei Betriebsbeginn technische Probleme. Deshalb Anlagenausfall für fast ein Monat.
ST22	Ab Dezember 1997 Aufstockung auf 3200W.
SA10	Juli/August 1995 je ein Wechselrichterausfall durch Blitzschlag.
ST01	Dezember 1995 Wechselrichter verbraucht 40W in der Nacht. (schaltet nicht ab): Tausch Februar 1996.
T01	Vor 01.09.1993 Leistung 3,6 kWp, danach ab 15.05.1994 Aufstockung auf 4,8 kWp.
T04	Wechselrichterausfall im Mai/Juni 1994, und vom Jänner - März 1996.
T15	Netzzrücklieferung funktioniert erst seit November 1994 richtig!
V01	Im Juli 1995 Zählertausch: Zählerablesung an diesem Tag

Kennung	Defekte an den Modulen bzw. am Wechselrichter
	falsch.(Erzeugung kleiner als die Netzurücklieferung)
V02	Defekt der Zählwerke im Juni, Juli 1995 und Herbst 1998. Zählertausch im Februar 1997 (Rücklaufhemmung kaputt)
V04	Defekte des Wechselrichters: November 1993 und Oktober 1995.
W03	Wechselrichter defekt von April-Juni 1993. (Serienfehler) Minderertrag, da einer der beiden Wechselrichter (slave) nicht abschaltet (permanent 7W)
W06	Vom 20.08. - 31.08.1994 war der Wechselrichter defekt.(Slave)
W07	Wechselrichterprobleme ab Februar 1997. (Master schaltet immer wieder ab)
W08	In der ursprünglichen Konfiguration (4x5 Module) wurde die zulässige Höchstspg. überschritten. Anfang Dezember 1993 schaltete der Wechselrichter die Anlage bei Sonnenschein aus. Seit 1994 ein zusätzliches Modul und Neukonfiguration.
W09	Anlagenausfall im Oktober 1995 und Jänner 1996. Wechselrichter defekt März bis April 1994, April bis Mai 1996 und Februar 1997.
W10	Anlage ist erst seit dem Wechselrichtertausch (27.10.94) voll funktionstüchtig.

Tabelle A.4.1: Zusammenfassung der aufgetretenen Störfälle

Insgesamt sind bei 35 Anlagen Störfälle verschiedenster Art aufgetreten. Dies entspricht 41% bei 86 Solaranlagen.

Betrachtet man die Liste, so sieht man, dass die meisten Störfällen an den Wechselrichtern auftraten (21 Störfälle des Wechselrichters; dies entspricht 60 % aller Störfälle!).

Der Hauptgrund für die Wechselrichterausfälle war meist deren Überhitzung. Die Wechselrichter wurden nur zu oft in Zäblerschränke „gepresst“, wo sie sich viel zu schnell erhitzen. Einige Betreiber installierten sogar kurzerhand eine Fremdbelüftung um das Problem zu lösen.

Bezüglich der Ausfallsdauer der Wechselrichter gibt es keine konkreten Daten, da sehr viele Betreiber erst nach geraumer Zeit (oft erst nach Wochen) gemerkt haben, dass ein Defekt vorlag. Auch der Zeitraum zwischen Kontaktaufnahme mit einem Fachmann (Elektriker) und dem Wiederbeheben des Schadens ist kaum aussagekräftig, da viele Firmen die notwendigen Ersatzteile nicht lagernd hatten und sich dadurch unnötige Verzögerungen bei der Wiederinstandsetzung der Anlagen ergaben.

Aber auch andere Störungen wie Gewittereinwirkung (2 Fälle), fehlerhafte Anpassung, Gerätefehler und Netzeinwirkung wurden gemeldet.

Der Solargenerator war generell die zuverlässigere Komponente: Störungen wurden keine gemeldet (außer in Verbindung mit Blitzschlägen).

Sonstige Störungen und Anlagenausfälle betrafen den Ausfall von Sicherungen oder Zählern (insgesamt 7 Fälle).

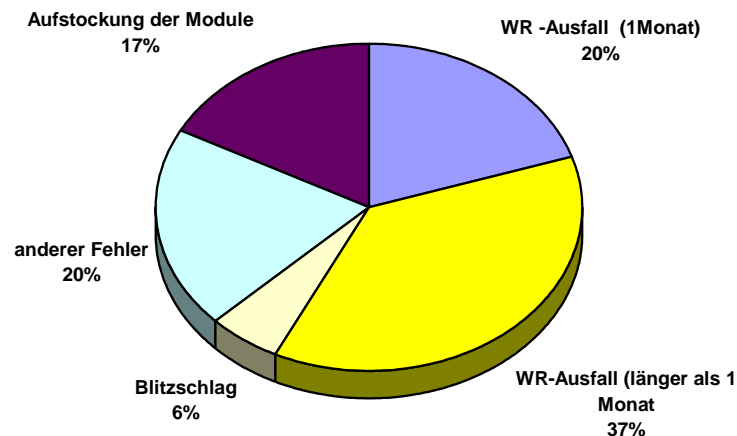


Abbildung A.4.7: Verteilung der Störfälle und deren Ursachen

A.4.6 Betreiberzufriedenheit*

Über die Frage: „Würden Sie noch einmal eine solche Solaranlage aufstellen?“ herrschte bei den Breitentestteilnehmern im allgemeinen eine geteilte Meinung.

Es war nicht so sehr der geringe Stromertrag bzw. insgesamt geringe Wirkungsgrad der Anlage, der bei den meisten Anlagenbetreibern (67 %) eine Unzufriedenheit erzeugte. Zirka ein Viertel (23 %) der Betreiber zeigte sich enttäuscht über die Einspeisetarife der einzelnen EVUs.

Da der Vergütungstarif im allgemeinen nur knapp über dem normalen Strompreis lag (bzw. heute auch noch immer nicht viel höher liegt), wurde dies von vielen Betreibern als finanzieller Verlust angesehen, eine PV-Anlage zu betreiben.. Auch der Umstand, dass der Tarif je nach Bundesland und Jahreszeit Unterschiede zeigte, wurde als negativ empfunden.

A.4.7 Information zu den Betreibern

In 68 von 86 Fällen gaben die Teilnehmer ihren Beruf an (das entspricht ca. 79 % der Teilnehmer).

* Quelle: Sozialwissenschaftliche Begleitforschung zum PV-Breitentest (Dr. Haas)

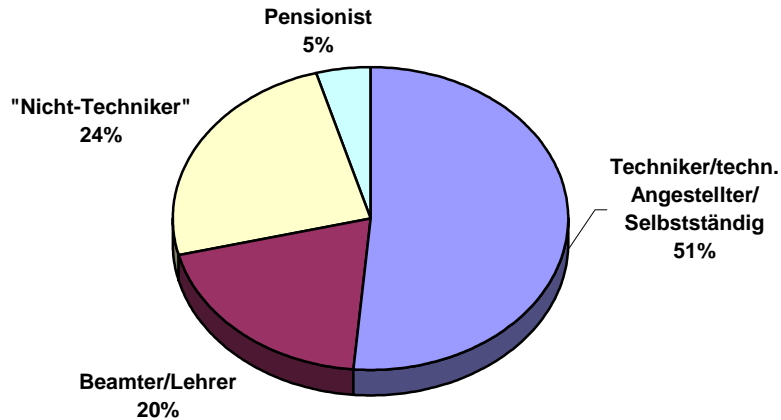


Abbildung A.4.8: Angaben der Betreiber zu ihrer Berufszugehörigkeit

In dieser Abbildung ist deutlich der vorwiegend technische Hintergrund bzw. Zugehörigkeit zu technischen Berufen zu erkennen. Daraus kann man schließen, dass eine gewisse Affinität aufgrund einer "technischen Verspieltheit" einzelner Breitentestteilnehmer dazu geführt hat, sich für eine solche Anlage zu interessieren.

In 70 von 86 Fällen (das entspricht ca. 80 % der Teilnehmer) machten die Anlagenbetreiber Angaben zu den in ihrem Haushalt lebenden Personen. Diese Angaben wurden v.a. für die Abschätzung des Strombedarfes in diesem Haushalt herangezogen. Die restlichen Anlagenbetreiber waren Betrieben oder Schulen zuzuordnen, die dementsprechend einen höheren Strombedarf hatten.

Da die meisten Anlagen in Einfamilienhäusern installiert waren, überwog der Anteil der Familien mit 2 oder mehr Kindern. Immerhin 20% der Anlagenbetreiber lebten in einem Haushalt mit mehr als 5 Personen.

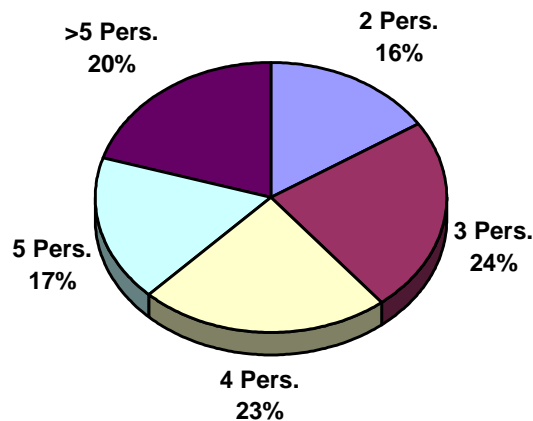


Abbildung A.4.9: Anzahl der in einem PV-versorgten Haushalt lebenden Personen

A.5 Investitionskosten

Ein wesentlicher Aspekt, der die Akzeptanz von Photovoltaikanlagen mit beeinflusst, ist der der Installationskosten. Dabei zeigt sich in Abbildung A.5.1, dass der größte Kostenanteil den Solarmodulen zuzuschreiben ist.

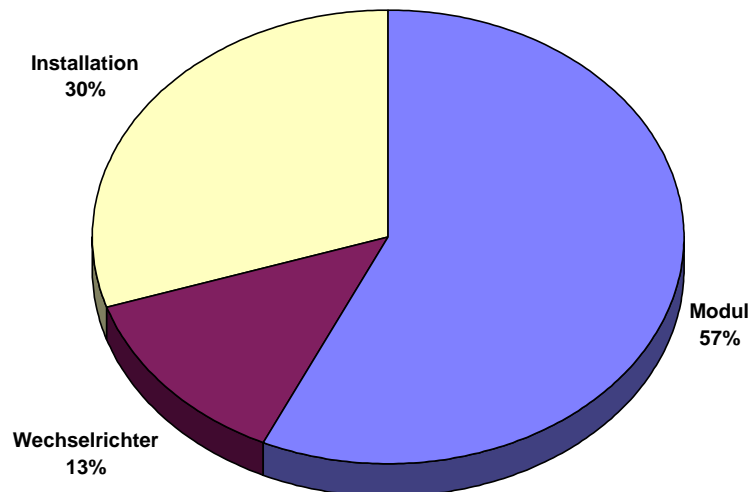


Abbildung A.5.1: Verteilung der gesamten Investitionskosten von PV-Anlagen

Die folgende Abbildung A.5.2 zeigt die spezifischen Investitionskosten für Solarmodule der im Breitentest verwendeten Modulhersteller. Dabei liegen die Schwankungsbreiten zwischen 80.000 ATS je installierter kW_p und etwa 100.000 ATS/ kW_p , was im Vergleich zu durchschnittlichen Investitionskosten aus heutiger Sicht etwas hoch erscheint. Aber unter Bedachtnahme des Alters der meisten Anlagen (5-10 Jahre) liegen die Kosten der im Breitentest vertretenen Anlagen in einem allgemeinen Durchschnitt (v.a. wenn man bedenkt, dass es sich um Kleinanlagen handelt). In den letzten Jahren sind die Solarmodulkosten rapide gesunken. Neue, halb- und vollautomatisierte Produktionsstätten mit steigenden Produktionskapazitäten sowie die technische Weiterentwicklung der Komponenten lassen auch in Zukunft weitere Kostensenkungen erwarten.

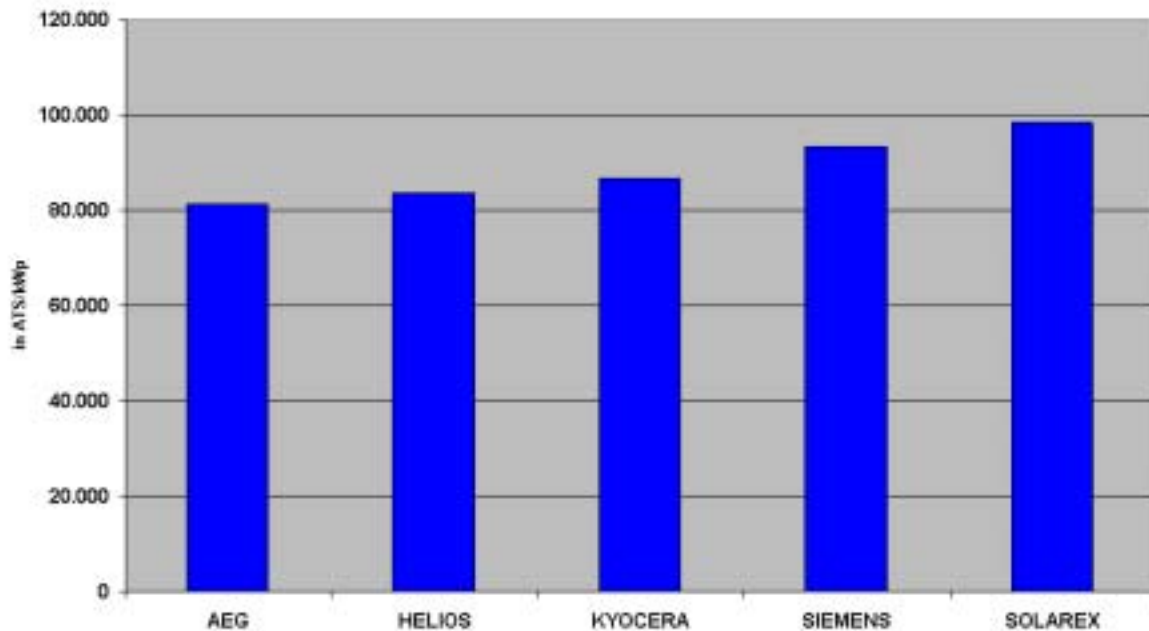


Abbildung A.5.2: Durchschnittliche Modulnettokosten je installierter PV-Leistung in kW_p

Die Abbildung A.5.3 zeigt den degressiven Kostenverlauf von Solarmodulen bezogen auf deren Leistung in den letzten Jahren. Die Kosten sind bis 1996 gefallen und ab 1997 aufgrund der steigenden Nachfrage wieder gestiegen. Die dargestellten spezifischen Kosten entsprechen aber einem Gesamtdurchschnitt aus Modulen für Kleinanlagen (< 2 kW_p) sowie größeren Modulen (bis zu > 100 kW_p), die dementsprechend günstiger sind, wie aus Tabelle A.5.1 ersichtlich. In dieser Tabelle ist eine Auswertung der Investitionskosten pro kW_p installierter Leistung für unterschiedliche Anlagegrößen dargestellt, die von mehr als 2.000 Anlagen im Rahmen des deutschen 100.000-Dächer-Solarstrom-Programmes erhoben wurden (Stand: 2000).

* Quelle: Kreditanstalt für Wiederaufbau; zur Verfügung gestellt von Dr. A. Räuber, PSE Freiburg

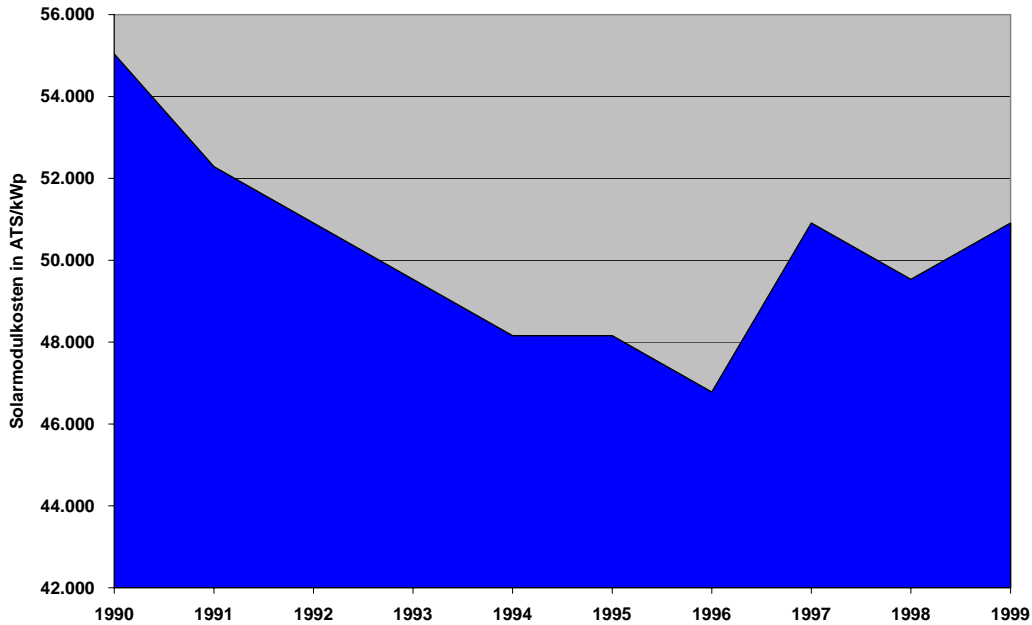


Abbildung A.5.3: Verlauf der spezifischen Investitionskosten für Solarmodule von 1990-99

	Einheit	50-120 kWp	10-50 kWp	5-10 kWp	3-5 kWp	2-3 kWp	< 2 kWp
Gesamt	in ATS/kWp	73.026	77.429	85.410	90.942	94.602	104.922
Solargenerator	in ATS/kWp	54.229	55.660	63.476	64.976	66.944	70.439
Wechselrichter	in ATS/kWp	8.586	8.215	9.563	10.829	10.293	13.059
Sonstige Bauteile	in ATS/kWp	5.311	7.183	6.137	7.210	7.953	10.059
Arbeitskosten	in ATS/kWp	4.885	6.385	6.233	7.912	9.412	11.366
Anzahl Anlagen		13	137	270	676	676	567
Summe kWp		1.081	2.291	1.782	2.510	1.622	826

Tabelle A.5.1: Verteilung der Investitionskosten pro kW_p installierter Leistung für unterschiedliche Anlagengrößen (Auswertung aus dem deutschen 100.000-PV-Programm)

In der Abbildung A.5.4 sind die Modul- bzw. Gesamtkosten je installierter kW_p Leistung für die im Breitentest vertretenen Anlagen zusammengefasst. Es zeigt sich, dass bei den installierten Anlagen die Modulkosten bei größeren Anlagen in etwa konstant bleiben, d.h. eine lineare Kostendegression bei größer werdenden Anlagen (von 100.000,- ATS/kW_p bei 2 kW_p-Anlagen auf durchschnittlich 40.000 ATS/kW_p bei 5 kW_p-Anlagen) zu beobachten ist.

Bei den Gesamtkosten ist nur eine leichte Abnahme bei den spezifischen Kosten je kW_p zu verzeichnen gewesen. So lagen die durchschnittliche spezifischen Kosten (siehe Trendlinie) für eine 2 kW-Anlage bei etwa 150.000 ATS/kW_p, bei 5 kW_p-Anlagen im Durchschnitt etwa bei 144.000 ATS/kW_p. Insgesamt variierten die Gesamtkosten bei allen Anlagen zwischen 94.000 und 227.000 ATS/kW_p, was eine sehr große Bandbreite bedeutet.

* Quelle: H. Wilk

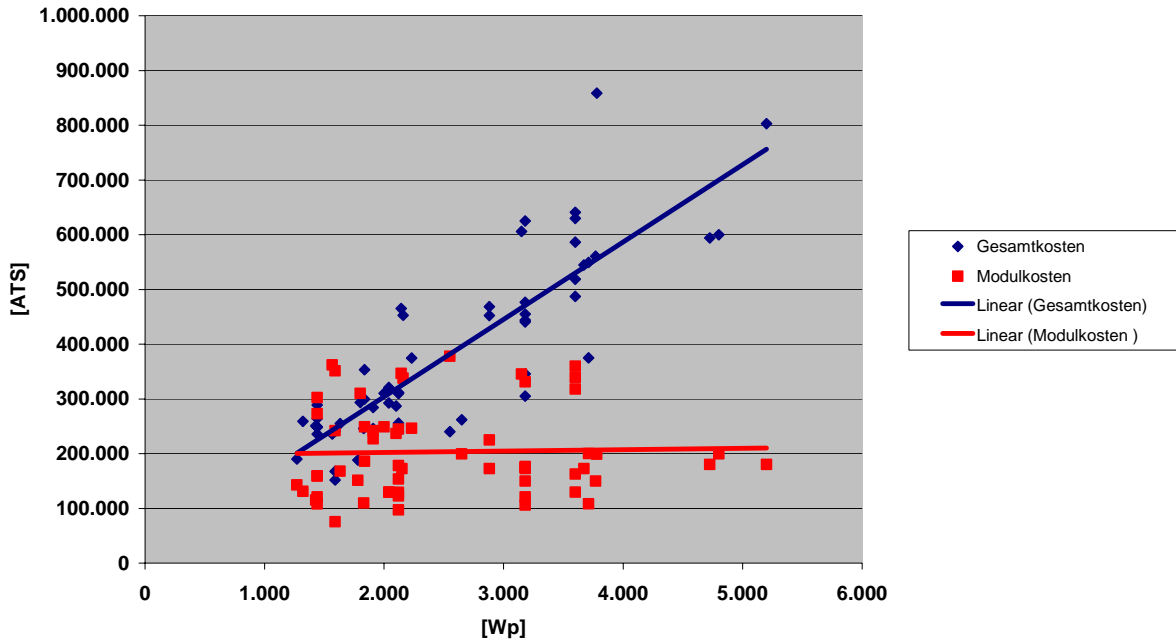


Abbildung A.5.4: Gesamtkosten und Modulkosten je installierter Leistung (in W_p) inklusive der linearen Trendlinien

Die folgende Abbildung A.5.5 zeigt wiederum den Verlauf für spezifische Gesamtkosten für PV-Anlagen in Österreich von 1990 bis 1999. Vergleicht man den Kostenverlauf Mitte der 90er Jahre mit den im Breitentest ermittelten Gesamtkostenverläufen, so erkennt annähernd gleiche spezifische Kosten (um ca. 150.000 ATS/ kW_p). Insgesamt haben sich die spezifischen Gesamtkosten der PV-Anlagen von 1990 bis 1999 mehr als halbiert.

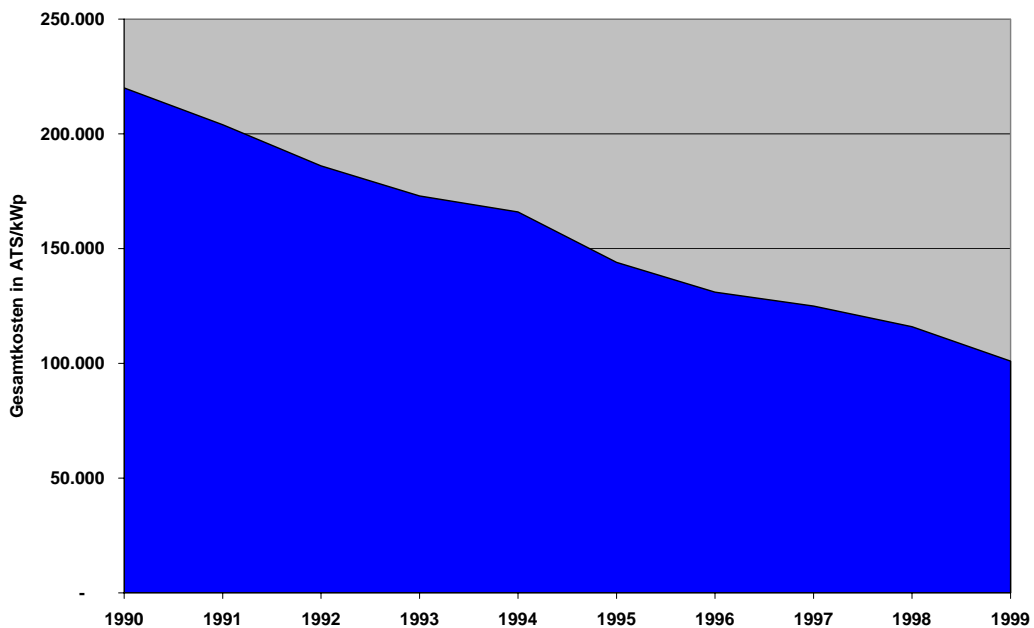


Abbildung A.5.5: Verlauf der spezifischen Gesamtkosten für PV-Anlagen in Österreich von 1990-99*

* Quelle: G. Becker und R. Haas

A.6 Wirtschaftlichkeit der Anlagen

Wie sich aus der Auswertung der Investitionskosten gezeigt hat, variierten die Gesamtkosten bei den Anlagen im Breitentest sehr stark voneinander. Die Kosten konnten durch Eigenleistungen der Betreiber deutlich reduziert werden, daher war auch die Möglichkeit, selbst bei der Installation mitwirken zu können, ein wichtiges Motiv bei der Wahl eines Fachbetriebs, der die Installation durchführte.

Die Entwicklung der Investitionskosten von PV-Anlagen (siehe Darstellung oben) hat sich im Verlauf der 90er Jahre dramatisch nach unten bewegt. Die durchschnittlichen Investitionskosten haben sich in diesem Zeitraum mehr als halbiert, woraus sich ableiten lässt, dass der Breitentest bedeutenden Einfluss auf die Preisentwicklung in Österreich hatte.

Es zeigte sich, dass der Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen aus der Sicht der Betreiber nicht die höchste Priorität geschenkt wurde, vielmehr war die individuelle Zahlungsbereitschaft der Teilnehmer aus verschiedenen Gründen – u.a. einem hohen Umweltschutzaspekt – relativ hoch. Damit konnte die Entscheidung, eine Photovoltaikanlage zu installieren, positiv beeinflusst werden. Weiters spielte die Tatsache eine wesentliche Rolle, dass für den Breitentest Sonderförderungen ausgeschüttet wurden, daher die Rolle des Staates, mit einem breitangelegten Forschungsprogramm den Anteil der erneuerbaren Energieträger in Österreich zu erhöhen, einen positiven Einfluss auf die Breitentestteilnehmer ausübte.

A.7 Förderungen

Der Förderumfang der Studie war grundsätzlich mit einer insgesamt zu installierenden Leistung von 200 kW_p beschränkt. Für eine Breitentestförderung beantragt wurden weit mehr als die vorgegebenen 200 kW_p, allerdings erhielten schlussendlich nur 86 Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 194 kW_p eine Förderzusage.

Gefördert wurden Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung von 1 bis maximal 3,6 kW_p. Größere Anlagen erhielten nur eine anteilige Förderung. Gefördert wurden vorzugsweise Ein- und Zweifamilienhäuser, in einigen Fällen auch Gewerbeobjekte (z.B. landwirtschaftliche Betriebe) oder einige öffentliche Gebäude (einige Schulen, Klöster und auch eine Seilbahnstation in 2100m Seehöhe). Bedingung war, dass die PV-Anlage vom zuständigen EVU für die Netzkoppelung zugelassen war und von einem Fachbetrieb installiert wurde. Die detaillierten Förderrichtlinien zur "Förderung der Erprobung kleiner netzgekoppelter Photovoltaikanlagen in Österreich" finden sich als Beilage im Anhang C. Die Förderhöhe betrug insgesamt ATS 80.000,- je installierter kW_p Leistung und wurde als Zuschuss von den folgenden Institutionen gewährt:

- Energieforschungsgemeinschaft der Elektrizitätsversorgungsunternehmen EFG ATS 60.000,-
- Zuständiges Energieversorgungsunternehmen (EVU) ATS 10.000,-
- Bundesministerium für wirtschaftl. Angelegenheiten (jetzt BM f. Wirtschaft & Arbeit) ATS 10.000,-



Der Maximalbetrag der Förderung einer PV-Anlage war mit ATS 288.000,- begrenzt, dies entspricht dem Förderausmaß für die Spitzenleistung von 3,6 kW. Im Durchschnitt wurden etwa ATS 178.000,- pro Anlage gefördert. Der Anteil der Gesamtkosten, der durch die Breitentestförderung abgedeckt wurde, lag im Durchschnitt bei 57%.

Teil B: Ergebnisse des Intensivmessprogrammes

B.1 Einführung

Im nun folgenden Teil B des Berichts werden die Ergebnisse und Detailauswertungen aus dem Intensivmessprogramm zusammengefasst. Insgesamt wurden 18 Anlagen einer weitergehenden Untersuchung unterzogen, wobei folgende Parameter und Bilanzgrößen ermittelt wurden:

Kontinuierlich gemessen wurden:

- Modultemperatur
- Lufttemperatur
- Spannung des Wechselrichters
- Strom des Wechselrichters
- Leistung des Solargenerator
- Wechselrichterausgangsleistung
- waagrechte Globalstrahlung
- ausgerichtete Globalstrahlung
- Leistungsbezug vom Netz
- Lieferleistung ins Netz

Ausgewertet wurden:

- Globalstrahlung waagrecht
- Globalstrahlung geneigt
- spezifischer Stromertrag
- PV-Stromerzeugung
- Leistungsbezug vom Netz
- Lieferleistung ins Netz
- Haushaltsverbrauch
- Direktanteil, Deckungsgrad
- Wirkungsgrad Wechselrichter
- Wirkungsgrad Solargenerator
- Solargeneratorleistung
- Modulübertemperatur
- Performance Ratio

Die technischen Beschreibungen zu den Messanlagen und Messgeräten (Abschnitt B.2) sowie Zusammenfassung der Anlagendetailergebnisse (Abschnitt B.3) sind Bestandteil dieses Berichts. Im Anhang findet sich weiters eine Fotodokumentation sowie als ein Beispiel die komplette Auswertung einer PV-Intensivmessanlage.

Im Rahmen des Intensivmessprogramms wurden jährlich 6 Anlagen aus den Breitentestteilnehmern einem erweiterten Messprogramm unterworfen. Dieses Programm lief über 3 Jahre (Messreihen 1995/96, 1996/97, 1998/99), das heißt es wurden insgesamt 18 Photovoltaik-Anlagen untersucht.

Die Intensivmessanlagen wurden nach folgenden Kriterien ausgewählt:

- Anlagen mit verschiedenen Modulen
- Anlagen mit verschiedenen Wechselrichtern
- Anlagen mit unterschiedlicher Seehöhe
- Anlagen mit / ohne automatischer Nachführung

Die Auswahl der betreffenden Anlagen erfolgte durch einen wissenschaftlichen Beirat, der sich aus Personen des Bundesministeriums für Wissenschaft, Verkehr und Kunst, dem Verband der Elektrizitätswerke Österreichs (VEÖ) und der Oberösterreichische Kraftwerks AG (OKA), zusammengesetzt hat.

Die folgende Abbildung zeigt die österreichweite Verteilung der Intensivmessanlagen (Bezeichnung mit Standort-Codes).

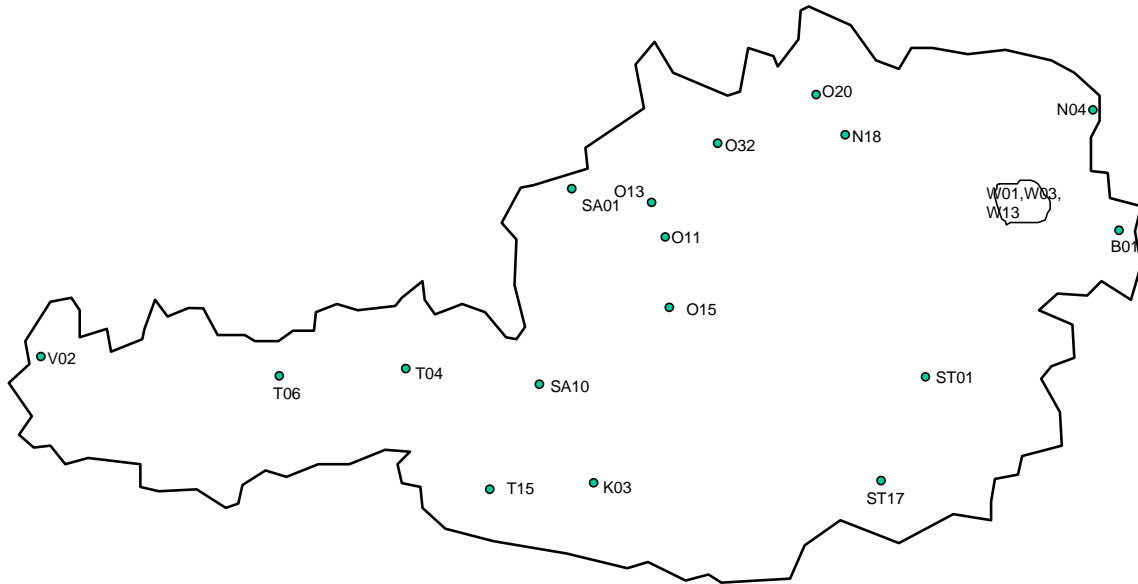


Abbildung B.1.1: Intensivmessstandorte in Österreich

B.2 Messtechnisches Begleitprogramm

B.2.1 Ziel

Durch das messtechnische Begleitprogramm sollte aus den geförderten PV-Anlagen ein wissenschaftlich-technischer Nutzen gezogen werden, der letztlich der Verbesserung dieser relativ neuen Technologie dienen soll. Die Qualität der PV-Anlagen sollte durch Messungen im alltäglichen Betrieb erfasst und in der Folge beurteilt werden. Im täglichen Betrieb treten Ereignisse auf, die Hersteller und Betreiber der Anlagen nur bedingt beeinflusst werden können. Das Wetter einerseits und die elektrischen Ereignisse in dem Niederspannungsnetz (Stromausfall, Kurzschlüsse, Überspannungen) andererseits wirken sich unterschiedlich auf die jeweilige Anlage aus. Der Errichter der Anlagen hat nur Einfluss auf die Qualität der verwendeten Komponenten (Module, Wechselrichter, Überspannungsschutz...) und die Ausrichtung des PV-Generators in Absprache mit dem Eigentümer. Der Betreiber beeinflusst durch Pflege und Wartung die Anlage. Darunter fallen im Winter die Beseitigung von Schnee oder generell die Beseitigung von Schmutz von den Modulen und das Organisieren von anfallenden Reparaturen. Dazu muss der Betreiber seine PV-Anlage technisch verstehen und laufend beobachten. Die Mitarbeit der Betreiber am messtechnischen Begleitprogramm wurde in die Förderungsbedingungen aufgenommen. Damit sollten auch Kenntnisse über den Stromverbrauch und Änderungen im Verbrauchsverhalten mit erfasst werden.

PV-Anlagen, die aufgrund ihrer Konfiguration von PV-Generator bzw. Wechselrichter sowie ihrer geographischen Lage besonders interessant erschienen, wurden vom wissenschaftlichen Beirat des 200 kW Dächerprogramms ausgewählt und dem Intensivmessprogramm unterzogen. Dieses Programm sah ein analytisches Monitoring vor, dass weitestgehend auf den europäischen ISPRA-Richtlinien

(Richtlinien für die Beurteilung von PV-Anlagen, veröffentlicht vom Joint Research Centre der EU-Kommission, Ispra, Italien) beruht. Dabei wurden in drei Messjahren an jeweils sechs PV-Anlagen ein Jahr lang die Tagesgänge der wichtigsten Betriebswerte gemessen. Daraus konnten neben den Erträgen und den Energiebilanzen auch noch Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten sowie teilweise auch die Ursachen für Abweichungen der Erträge und Wirkungsgrade von den Erwartungen ermittelt werden.

B.2.2 Aufbau der Messanlagen

In die zur intensiven Messung ausgewählten 18 PV-Anlagen (jeweils 6 PV-Anlagen in drei Messjahren) wurden für die wichtigsten meteorologischen und elektrischen Betriebsdaten Messsensoren bzw. Messumformer eingebaut, die an einen zentralen Datenlogger mit dezentralen Messinterfaces angeschlossen waren. In Tabelle B.2.1 sind die Messgrößen, Sensoren und Umformer einer typischen Messanlage (Minimalausbau) mit der jeweiligen Messgenauigkeit zusammengefasst. Dabei wurden die in den ISPRA-Richtlinien geforderten maximalen Messtoleranzen eingehalten.

Diese Grundkonfiguration wurde bei folgenden Messstationen verwendet:

Messjahr 95/96: W01, N04

Messjahr 96/97: keine Anlage

Messjahr 98/99: T15, O15

Abgeänderte bzw. erweiterte Messanlagen wurden bei folgenden PV-Systemen eingebaut:

Messjahr 95/96: T04, O20, ST01, SA10

Messjahr 96/97: alle Anlagen

Messjahr 98/99: B01, O32, ST17, O13

Eine siebente Messanlage wurde während der ganzen Messzeit als Referenz- und Reservemessanlage im Arsenal betrieben.

Anzahl	Erfasste Messgröße	Messsensor, -interface, Datensammler	Fehler
1	--	Datensammler Gealog	--
1	--	Modem (Zykel 1496)	--
3	--	Überspannungsschutz	--
1	Leistung des Wechselrichters (P-WR)	AC-Leistungsumformer –1200 – 1200W -> 4–20mA(Fa. EltroTex) Stromwandler nach Bedarf	Klasse 0,2
1	Leistung, Spannung & Strom des PV-Moduls (P-PV, U-PV- I-PV)	PV-Leistungsumformer Messbereiche nach Bedarf -> 4-20mA (Eigenbau Arsenal)	Klasse 0,5
	alle Stromschleifen	GEALOG-Messinterface 20mA	±0,1%
1	Lufttemperatur (T-Luft)	GEALOG Lufttemperaturfühler NTC-3	±0,1K
1	Modultemperatur (T-Modul)	GEALOG Anlegefühler NTC-3 (mech. Konstruktion v. Arsenal)	±0,1K
2	Globalstrahlung horizontal und in Modulebene	Pyranometer Kipp&Zonen CM11 unbelüftet, unbeheizt (ca. 5mV) an GEALOG-Messinterface 60mV	±1,5% ±20µV
2	Lieferleistung, Bezugsleistung (P-Liefer, P-Bezug)	S0-Zähler (vom jeweiligen EVU bereitgestellt) GEALOG-S0-Interface	Üblicherweise Klasse 0,5

Tabelle B.2.1: Messgrößen, Sensoren, Umformer und Genauigkeiten einer typischen Messanlage

B.2.3 Datenfluss der Intensivmessung

Das folgende Flussbild veranschaulicht den Datenfluss und die Verarbeitung der Daten, die aus den Intensivmessstationen über eine Modemverbindung abgefragt wurden.

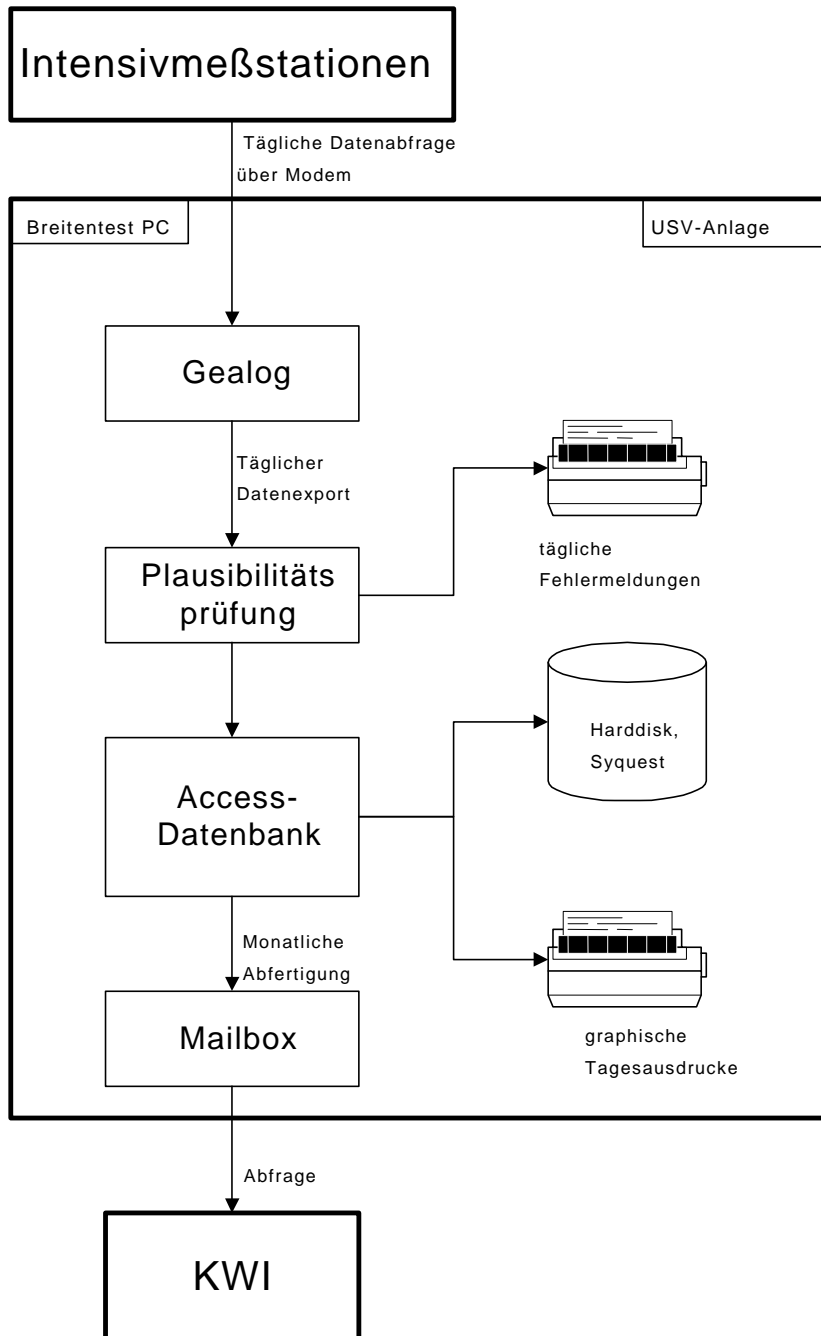


Abbildung B.2.1: Darstellung des Datenflusses in einer Intensivmessstation

Datenlogger GEALOG

Den Kern der Messgeräteausrüstung bildeten 6 Stk GEALOG-Messdatenerfassungssysteme (der Fa. Logotronic), die für die Dauer der Intensivmessung in die PV-Anlagen eingebaut wurden. Die Datenlogger konnten sowohl vor Ort als auch via Modem in ihrer Funktion kontrolliert und parametrierbar werden. Durch diese Fernwartung konnte der Wartungsaufwand erheblich reduziert werden. Die Messwerte wurden minütlich gemessen. Davon bildete der Datensammler jeweils einen 15-Minuten-Mittelwert, der dann abgespeichert und zur weiteren Verarbeitung übertragen wurde. Das

Messverfahren der S0-Zähler ist ein integrierendes Verfahren, daher musste am Ende einer 15-minütigen Messperiode nur der jeweilige Wert als Messwert übernommen werden. Als Zeitbezug diente immer die mitteleuropäische Winterzeit.

Im Arsenal lief kontinuierlich während der gesamten Breitentestzeit ein Mess-PC. Die implementierte GEALOG-Software steuerte den Datalogger und die Datenfernübertragung. Die Ablage und Plausibilitätsprüfung der Messdaten erfolgte am Mess-PC im Programm MS-ACCESS. Die Transformation der Messdaten von GEALOG ins ACCESS sowie die automatische Steuerung aller Programme (Zeitsteuerung, Einbindung der USV-Anlage, Erstellung eines täglichen graphischen Berichtes...) wurden von mehreren im Arsenal erstellten Programmen ausgeführt.

Plausibilitätskontrolle

Die Plausibilitätskontrolle sollte in erster Linie die richtige Funktion der Messanlage überprüfen. Darüber hinaus signalisierte sie die Abweichungen der überwachten PV-Anlage von dieser richtigen Funktion, die dann dem Betreiber gemeldet wurden. Die Plausibilitätskontrolle umfasste:

- Fehlermeldungen der Datenfernübertragung
- Einhaltung der Grenzwerte der Messgrößen (damit konnten auch Drahtbrüche in den Messleitungen erfasst werden)
- Wirkungsgrade bzw. Verluste
- Netzausfall
- Vollständigkeit der Daten

Zusätzlich zur automatischen Plausibilitätskontrolle wurden von jeder Messstation täglich die Tagesgänge der Messgrößen auf einem Farbdrucker ausgedruckt. Die Erfahrung hat gezeigt, dass es sehr schwer ist, alle möglichen Fehler der Messanlage durch ein Programm von Fehlern der PV-Anlage zu trennen. Daher bewertete die Plausibilitätskontrolle täglich die Messgrößen. Weiters wurden Fehlermeldungen erzeugt, wenn bei der Datenfernübertragung Probleme auftraten oder die Daten nicht vollständig waren. Beides wurde täglich von Arsenal Research Mitarbeitern überprüft.

Am Anfang jedes Monats wurden die Daten des Vormonats aus der Breitentestdatenbank, die alle Messdaten des jeweiligen Messjahres enthält, in ein monatliches Export-File exportiert. Dabei wurden besondere Ereignisse kommentiert (besondere Wettersituationen wie zwei Sonnenfinsternisse, Schneelage auf den Modulen, Stromausfälle (inklusive Anlässe), Wartungsarbeiten...), bekannte Messfehler korrigiert und nichtkorrigierbare Messfehler kommentiert. Diese Daten wurden entweder vom Ingenieurbüro KWI aus der Mailbox auf dem Breitentest-PC per Modem abgeholt oder per Email an KWI versandt. KWI wertete diese Daten aus und erstellte daraus die Berichte an den Auftraggeber.

Präziser PV-Leistungsumformer

Im Rahmen des Breitentests wurde ein PV-Leistungsumformer entwickelt, der systematische Messfehler der üblichen Methode (Mittelwert der Spannung und Mittelwert des Stromes zu messen und zu multiplizieren) vermeidet. Eine genaue Beschreibung des Umformers befindet sich im Anhang B.

Folgende Abbildung B.2.2 veranschaulicht nochmals die Bestandteile einer im Breitentest verwendeten Intensivmessanlage und den Datenfluss von der PV-Anlage bis zur Auswertung.

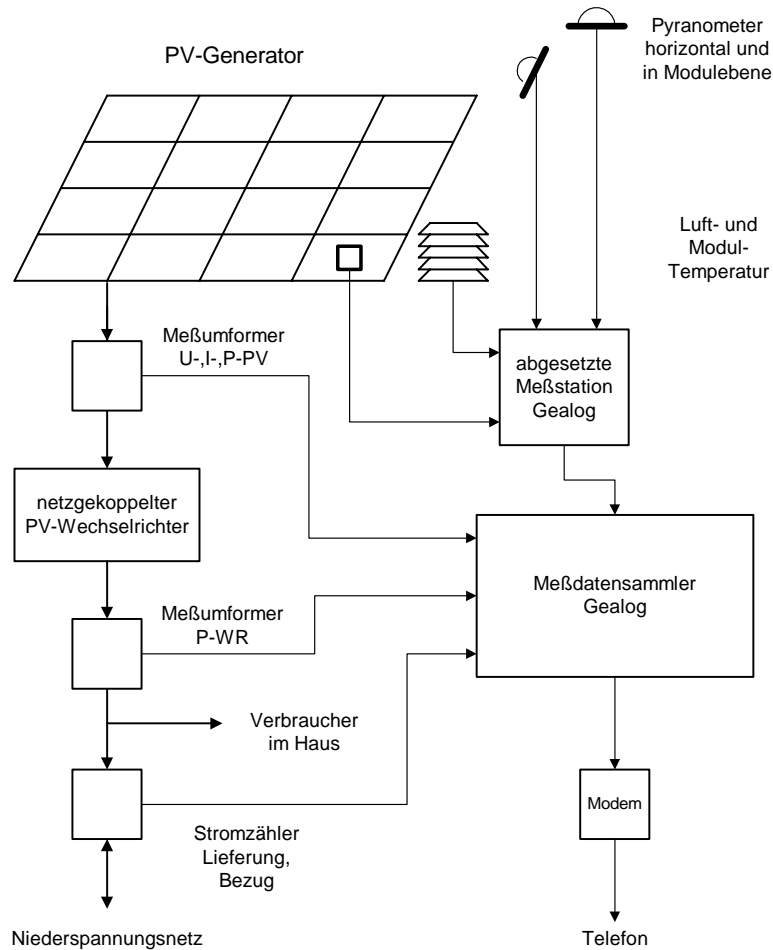


Abbildung B.2.2: Blockschnittbild einer Messanlage

B.2.4 Messgrößen

Folgende Größen wurden im Rahmen der Intensivmessung gemessen und aufgezeichnet:

- Modultemperatur
- Lufttemperatur
- Spannung des Solargenerators
- Strom des Solargenerators
- Leistung des Solargenerators
- Wechselrichterausgangsleistung
- waagrechte Globalstrahlung
- ausgerichtete Globalstrahlung
- Leistungsbezug vom Netz
- Leistungslieferung ins Netz

Die Messintervalle betragen einheitlich 1 Minute, die Mittelwertbildung erfolgte alle 15 Minuten, die Mittelwerte wurden gespeichert.

Eine kontinuierliche Auswertung erfolgte von folgenden Größen:

- Globalstrahlung waagrecht
- Globalstrahlung geneigt
- Spezifischer Stromertrag
- PV-Stromerzeugung
- Leistungsbezug vom Netz
- Leistungslieferung ins Netz
- Haushaltsverbrauch
- Direktanteil, Deckungsgrad
- Wirkungsgrad des Wechselrichters
- Wirkungsgrad des Solargenerators
- Solargeneratorleistung
- Wechselrichterausgangsleistung
- Modulübertemperatur

Zu weiteren Berechnungen wurden die selben Formeln wie bei den Standardmessstationen verwendet. Die Mittelwerte der Messgrößen wurden vor der Auswertung auf ihre Plausibilität geprüft. Als Beispiel findet sich im Anhang H die gesamte Auswertung samt grafischer Darstellung der oben erwähnten Messgrößen für die Anlage Buchinger (W01).

B.3 Anlagendetailergebnisse

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Ergebnisse der Intensivmessungen zusammengefasst und für die einzelnen Anlagen gegenübergestellt.

B.3.1 Anlagenerträge

Dem Anlagenertrag entspricht die im Verlauf eines Jahres von der PV-Anlage erzeugte und am Wechselrichter Ausgang gemessene Strommenge in kWh, bezogen auf die installierte Leistung des Solargenerators in kW_p. In der folgenden Abbildung B.3.1 sind die Anlagenerträge aller 18 Intensivmessstationen nach ihrer Höhe gereiht. Dabei zeigt sich, dass der durchschnittliche gewichtete Ertrag bei etwa 800 kWh/kW_p liegt, ein Drittel aller Anlagen einen Ertrag aufweisen, der höher liegt, nur drei Anlagen einen sehr geringen Anlagenertrag von deutlich unter 700 kWh/kW_p haben.

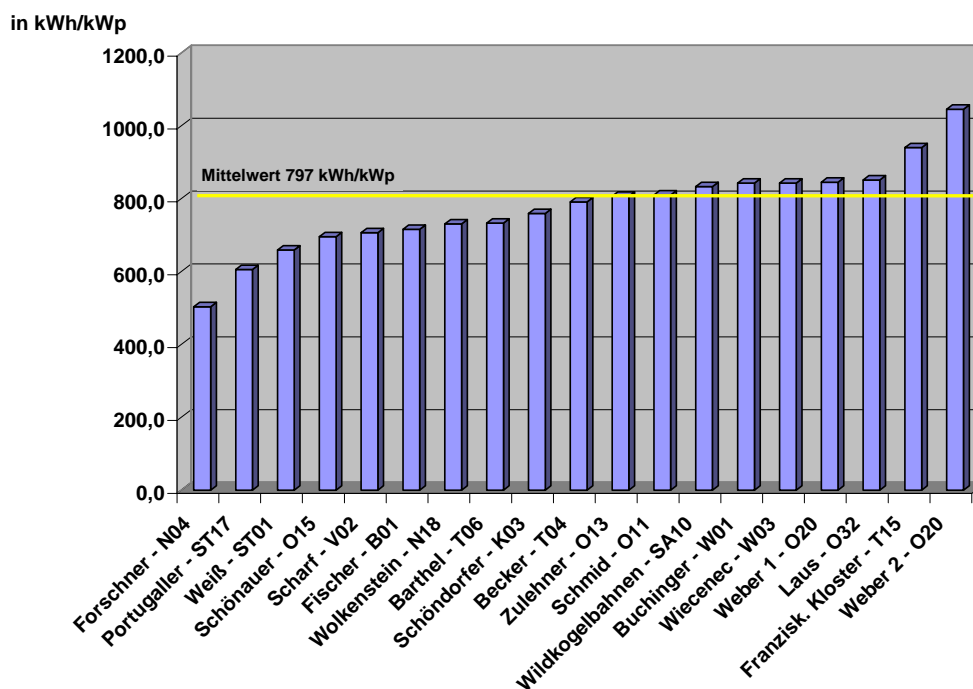


Abbildung B.3.1: Spezifische Anlagenerträge aller Intensivmessstationen

Den höchsten spezifischen Ertrag erzielte die Anlage Weber 2 mit 1046 kWh/kW_p.a. Dabei handelt es sich um eine dem Sonnenstand nachgeführte Anlage, die aus diesem Grund einen höheren Ertrag hatte als vergleichsweise die baugleiche Anlage Weber 1, die am selben Standort die Solarmodule fixiert hatte (exakt nach Süden ausgerichtet, 45° geneigt) und daher einen Ertrag von nur 845 kWh/kW_p.a erreichte.

Am unteren Ende der spezifischen Stromerträge befinden sich die Anlagen Forschner (N04) und Portugaller (ST17) mit 503 bzw. 605 kWh/kW_p.a. Beide Anlagen hatten im Verlauf des Messprogramms größere Stillstandzeiten, verursacht durch Netzausfälle über mehrere Wochen. Daher sind die spezifischen Erträge wie auch andere Parameter (Performance Ratio, Wirkungsgrade) sehr gering, und

damit ist die starke Abweichung dieser Anlagen von der durchschnittlichen Performance der anderen Intensivmessanlagen zu erklären.

B.3.2 Deckungsgrade

Der solare Deckungsgrad gibt an, welchen Anteil die Solaranlage zur Deckung des Strombedarfs liefert. Dabei wird unterschieden zwischen dem Anteil der tatsächlich im Haushalt genutzten Solarenergie am gesamten Haushaltsstrombedarf (=Deckungsgrad 1) und dem Anteil der insgesamt gelieferten Solarenergie am gesamten Haushaltsstrombedarf (=Deckungsgrad 2). Der Deckungsgrad 1 ist niedriger, da er den um die Energielieferung ins Netz verminderten Wert darstellt.

In der folgenden Abbildung B.3.2 sind die beiden Deckungsgrade für alle Intensivmessstationen dargestellt. Auffallend dabei ist die Tatsache, dass die höheren Deckungsgrade 1 hauptsächlich in den Ein- und Zweifamilienhäusern auftreten (durchschnittlich zwischen 15 und 25%), dagegen die Intensivmessstationen bei gewerblich genutzten Objekten sehr geringe Deckungsgrade aufweisen (< 10%). Das ist v.a. auf den höheren Strombedarf in den Betrieben zurückzuführen, der nur zu einem geringen Teil solar aufgebracht werden kann. Der solare Deckungsgrad 2, der bei den Haushalten meist beträchtlich höher ist – er weist eine Schwankungsbreite von ca. 30% bis 90% auf – ist bei den Betrieben wiederum gering, meist sogar gleich dem Deckungsgrad 1. Die Ursache dafür liegt in einem allgemein relativ konstanten Bedarf der Betriebe, bei den Haushalten dagegen sind die Verbrauchsschwankungen höher (Tagesschwankungen, im Sommer generell geringerer Strombedarf, Urlaubszeit).

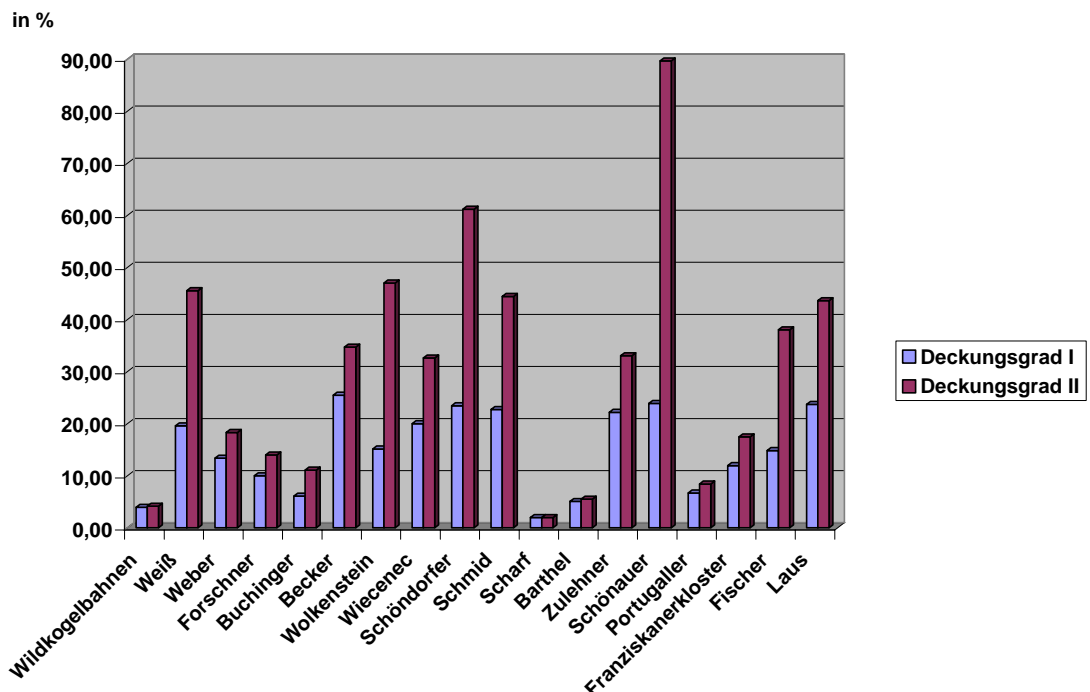


Abbildung B.3.2: Solare Deckungsgrade Intensivmessanlagen

Bei den Anlagen, die in Einfamilienhaushalten betrieben werden, zeigen sich starke Unterschiede zwischen Deckungsgrad 1 und 2 (z.B. bei Anlagen Schönauer, Schöndorfer, Wolkenstein), d.h. prozentual gesehen werden größere Mengen an Strom ins EVU-Netz eingespeist.

In der Abbildung B.3.3 ist der Energiefluss, d.h. die PV-Stromproduktion dem Eigenverbrauch der Haushalte bzw. der Gewerbebetriebe gegenübergestellt und deren Verlauf für ein Jahr dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die Anlagen in den Einfamilienhäusern (Schönauer, Fischer) im Gegensatz zu den anderen 4 Anlagen (Gewerbeanlagen) in den Sommermonaten mehr Strom produzieren als sie verbrauchen, die Gewerbeanlagen generell einen höheren Verbrauch aufweisen, die Deckungsgrade aber wie in Abbildung B.3.2 beschrieben viel geringer sind.

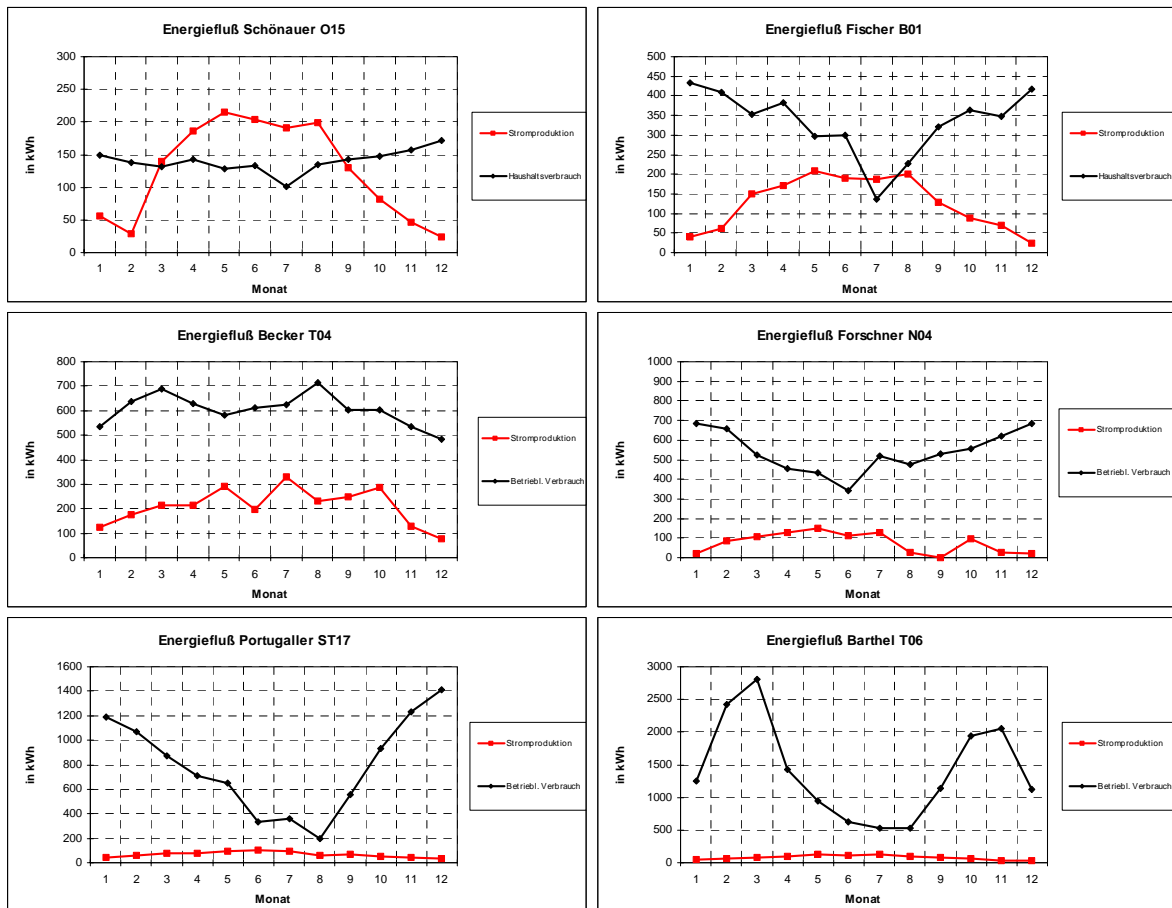


Abbildung B.3.3: Darstellung der PV-Stromproduktion bzw. des Eigenverbrauches von 6 ausgewählten Intensivmessanlagen über einen Jahreszeitraum

Bis auf die Anlage Schönauer und Fischer (beides Einfamilienhäuser), die über einen Zeitraum von 6 bzw. 1 Monat mehr an den Energieversorger liefern als sie beziehen, weisen alle anderen (betrieblich genutzten) Anlagen zum Teil sehr starke Differenzen aus Lieferung an das EVU bzw. Bezug von diesem auf. Das ist wie bereits erwähnt auf die geringen Deckungsgrade 1 der betrieblichen Anlagen zurückzuführen. Die kleinste Differenz aus Lieferung und Bezug, d.h. die größten Energieliefermengen ins EVU-Netz, werden in den Sommermonaten erreicht, wenn im allgemeinen der Strombedarf am geringsten ist.

B.3.3 Verwendete PV-Module

In den folgenden beiden Abbildungen sind die im Rahmen der Intensivmessungen verwendeten Solarmodule bzw. deren Hersteller dargestellt. Wie man sieht, sind die verwendeten Module nur 5 Herstellerfirmen zuzuordnen, wobei die Firma Kyocera fast die Hälfte aller Solarmodule ausmacht, wobei hier wiederum drei verschiedene Modelle im Einsatz waren. Von der Firma Solarex wurden zwei Modelle verwendet, von den Firmen Siemens, AEG und GPV jeweils eine Modellbauart.

Die Abbildung B.3.4 zeigt auch, dass 61% der Solarmodule polykristalline Siliziumzellen enthalten (in den Modulen der Firmen Kyocera und Solarex), die restlichen Module monokristalline und damit im Herstellungsverfahren aufwendigere und teurere – allerdings mit einem im allgemeinen Durchschnitt höheren Wirkungsgrad (etwa 18%, vgl. mit 15% bei den polykristallinen Zellen) – Solarzellen enthalten. Amorphe Siliziumzellen waren bei den 18 Intensivmessanlagen keine in Verwendung.

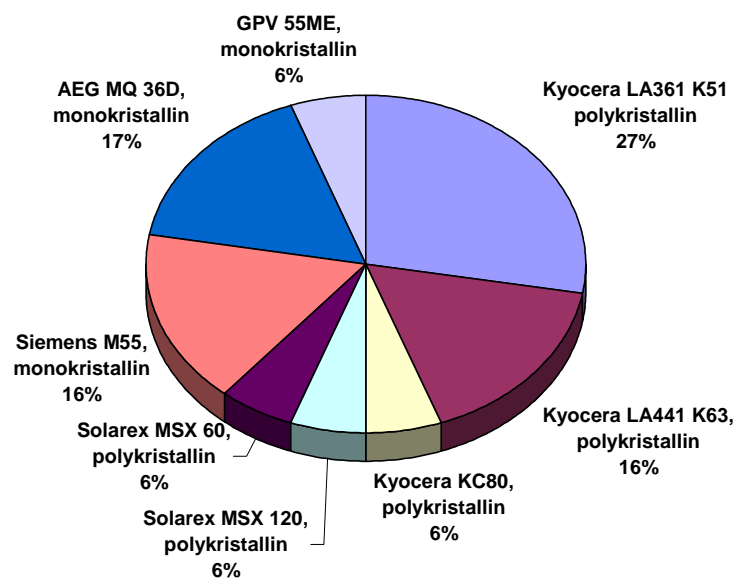


Abbildung B.3.4: %-Anteile der bei den Intensivmessanlagen verwendeten Solarmodultypen

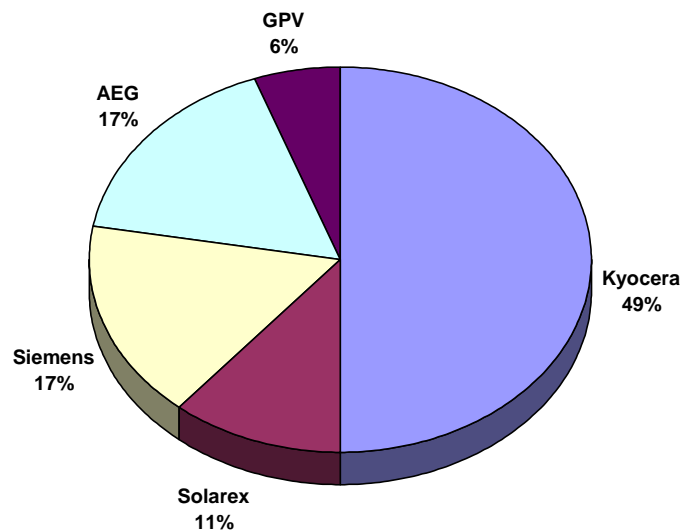


Abbildung B.3.5: Hersteller von Solarmodulen (in Intensivmessanlagen verwendet)

B.3.4 Verwendete Wechselrichter

Bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen ist es unumgänglich, einen Wechselrichter einzubauen, der den solar erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 Hertz umformt. Erst damit kann ein absolut synchroner Netzbetrieb gewährleistet werden.

Die im Rahmen der Intensivmessung verwendeten Wechselrichter bzw. deren Produzenten sind in den beiden nächsten Abbildungen dargestellt. Meist verwendetes Umformergerät ist der SMA Photovoltaik-Wechselrichter PVWR 1800, der in mehr als 40% der Anlagen verwendet wird, sowie der Siemens PVV 2500 und der SMA PVWR 5000. Diese drei Modelle sind zusammen in fast zwei Drittel aller Anlagen in Verwendung.

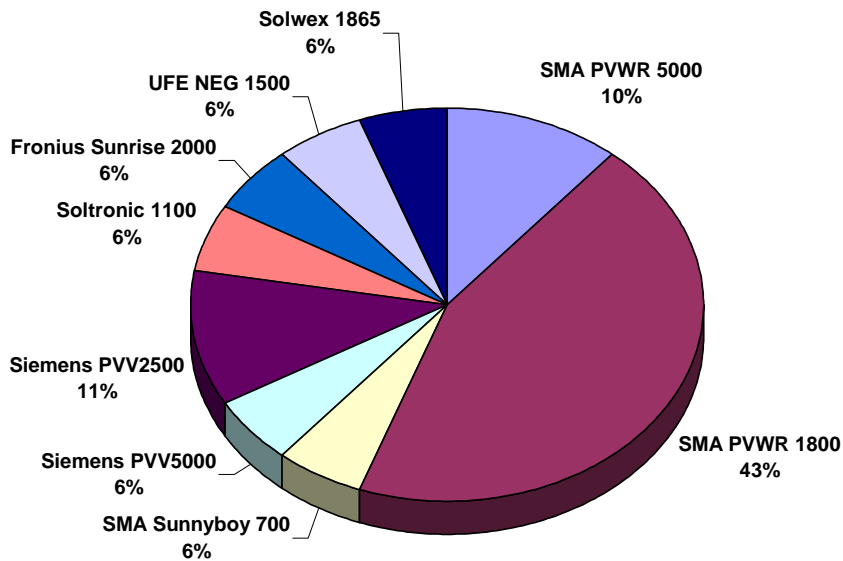


Abbildung B.3.6: %-Anteile der bei den Intensivmessanlagen verwendeten Wechselrichtermodellen

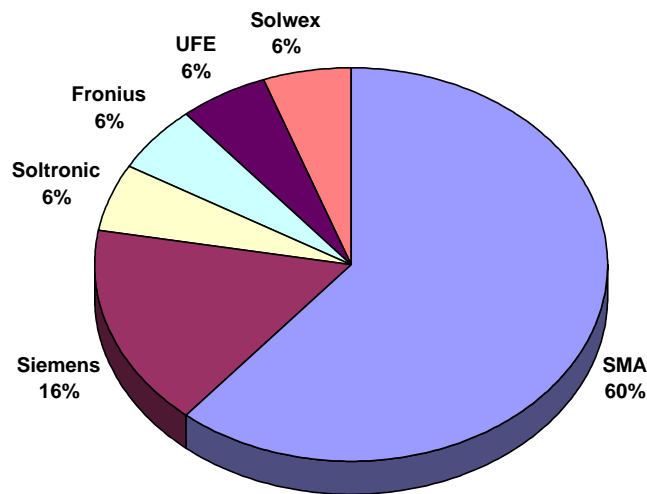


Abbildung B.3.7: Wechselrichterhersteller (in Intensivmessanlagen verwendet)

B.3.5 Wirkungsgrad der Anlagen

B.3.5.1 Wirkungsgrad PV-Module

Durch die Auswertung der Daten der 18 Intensivmessstationen lassen sich die Jahreswirkungsgrade (über die jeweilige Messperiode) der Solargeneratoren (=Gesamtfläche aller Solarmodule je PV-Anlage) ermitteln. Von den Herstellern der Solarmodule werden die Nennleistung sowie der Modulwirkungsgrad unter standardisierten Testbedingungen sowie weitere Charakteristika (wie etwa Strom-Spannungskennlinien, Temperaturabhängigkeiten, etc.) angegeben. Produktionsbedingt variieren die Werte jedoch von Modul zu Modul. Im praktischen Betrieb – unter realen Einstrahlungs- und Witterungsbedingungen – gibt es weitere Abweichungen im Leistungsverhalten, da die solare Einstrahlung und die

Betriebstemperatur der Solarmodule von den Laborbedingungen abweichen. Im folgenden werden die real gemessenen Betriebswirkungsgrade untersucht.

Dabei gibt der Betriebswirkungsgrad des Solargenerators an, welcher Anteil der eingestrahlten Sonnenenergie vom Solargenerator tatsächlich in elektrische Energie umgewandelt wurde. Dieser Wert entspricht somit dem vom Solargenerator abgegebenen Gleichstrom (also vor dem Wechselrichter) dividiert durch die insgesamt auf den Solargenerator eingestrahlte Energie.

In der folgenden Abbildung B.3.8 sind die im Jahresdurchschnitt je Messstation erzielten Wirkungsgrade der Solargeneratoren zusammengefasst, wobei auch ersichtlich ist, dass unter den gleichen Solarmodultypen der Wirkungsgrad über das Jahr nicht mehr als um 2% schwankte (mit Ausnahme der Anlage Wolkenstein).

Der wie oben erwähnt im Durchschnitt höhere Betriebswirkungsgrad von monokristallinen Solarmodulen kann lt. folgender Grafik bei den im Betrieb befindlichen Anlagen nicht bestätigt werden, die monokristallinen Solarmodule der Hersteller Siemens, AEG und GPV hatten einen Jahreswirkungsgrad von etwa 9%, der der polykristallinen Module lag zumeist zwischen 10 und 12%. Den lt. Grafik höchsten Solarmodulwirkungsgrad hatte die Anlage Wolkenstein (N18) mit über 13%. Dieser über den Jahresverlauf (1996/97) ermittelte Durchschnittswert ist als sehr hoch einzustufen, im Verlauf der Messungen gab es Probleme mit der Kalibrierung der Pyranometer (Strahlungsmessgeräte), weshalb anzunehmen ist, dass die Messergebnisse die obere Toleranzgrenze (+/- 3% bei den Pyranometern) erreicht haben und dadurch überhöhte Wirkungsgrade ermittelt wurden. Die Art der Aufständigung (mit 10° sehr geringe Neigung), dazu eine mechanische Nachführung (keine Stellmotoren) sowie der geringe R-Faktor ließen nämlich viel schlechtere Anlagenergebnisse erwarten.

Die Anlagen Forschner und Portugaller weisen aufgrund der bereits unter Punkt B.3.1 erwähnten Stillstände sehr geringe Modulwirkungsgrade auf.

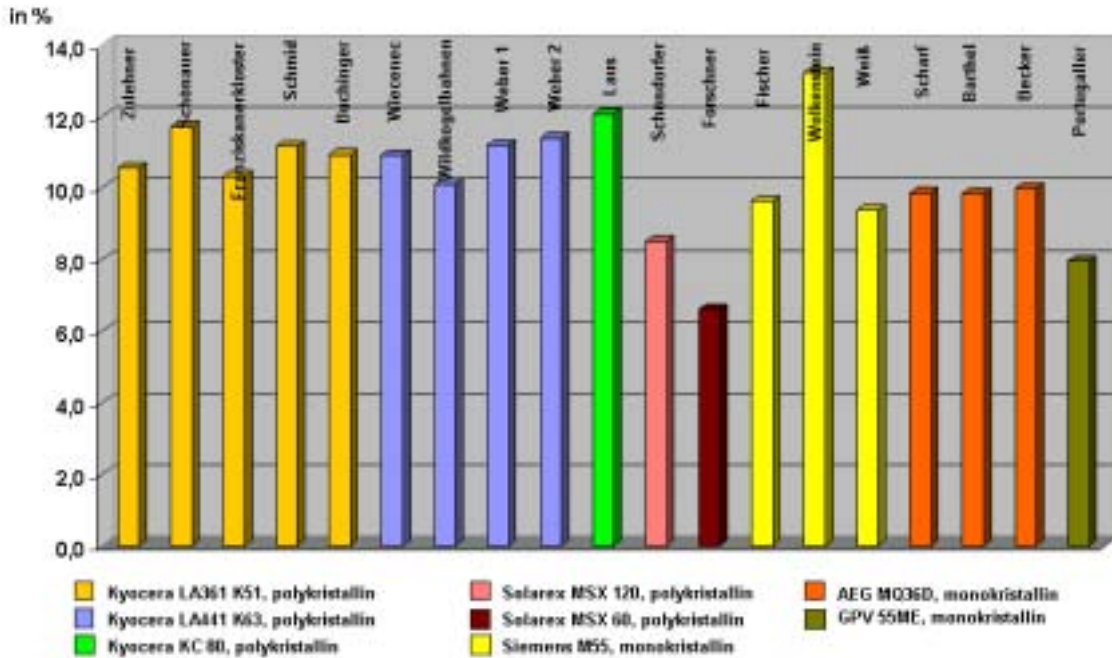


Abbildung B.3.8: Jahreswirkungsgrad der Solargeneratoren für alle Intensivmessstationen

Zusammenfassend sind die Wirkungsgrade aller verwendeten Solarmodule nochmals in der Abbildung B.3.9 dargestellt. Dabei zeigt sich diesmal der Verlauf des Wirkungsgrades über die Einstrahlung (in Watt pro m²). Wie man sieht, sind vor allem die Verläufe der Modultypen gleicher Hersteller – wie etwa der Marke Kyocera, aber auch von Siemens – fast ident, mit einem Maximum von ca. 13% bei einer Einstrahlung von etwa 200-300 W/m², sowie einem Absinken auf ca. 12% bei 800 W/m². Die Wirkungsgradkurven anderer Anlagentypen wie z.B. jener von GPV liegen mit einem Maximum von 8% weit unter jenen der anderen Modultypen.

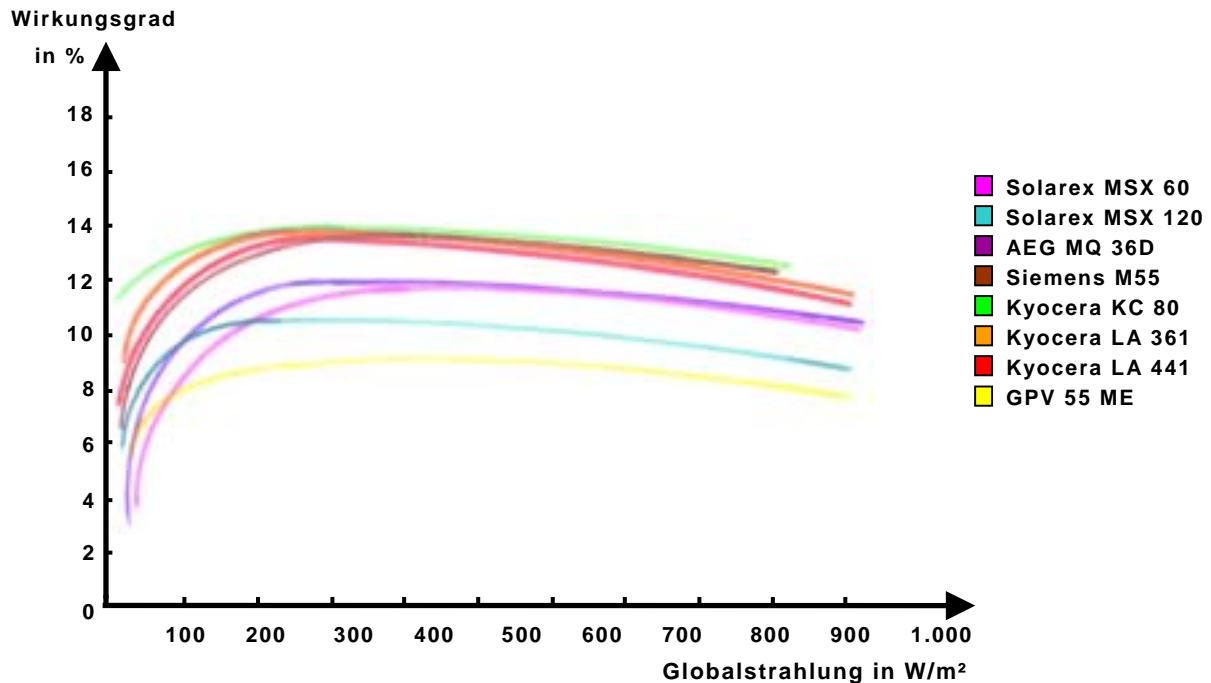


Abbildung B.3.9: Vergleich der Verläufe der Jahreswirkungsgrade in Verwendung befindlicher Solarmodule

Bei höherer Einstrahlung (d.h. vor allem im Sommer) ist der Wirkungsgrad niedriger, weil sich die Module stärker aufwärmen und dadurch zum Teil beträchtlich an Wirkungsgrad verlieren (Spannungsverlust um bis zu 0,4%/K). Wirkungsgradschwankungen im Winter sind durch Schneebedeckung (Absinken) bzw. wärmere Wetterperioden (Ansteigen des Wirkungsgrades) zu erklären. Der Rückgang des Wirkungsgrades bei höherer Einstrahlung ist aus Abbildung B.3.9 ersichtlich.

Die folgende Abbildung B.3.10 veranschaulicht den Jahresverlauf der Solargenerator-Wirkungsgrade für 6 Intensivmessanlagen des Untersuchungszeitraumes 1998-1999.

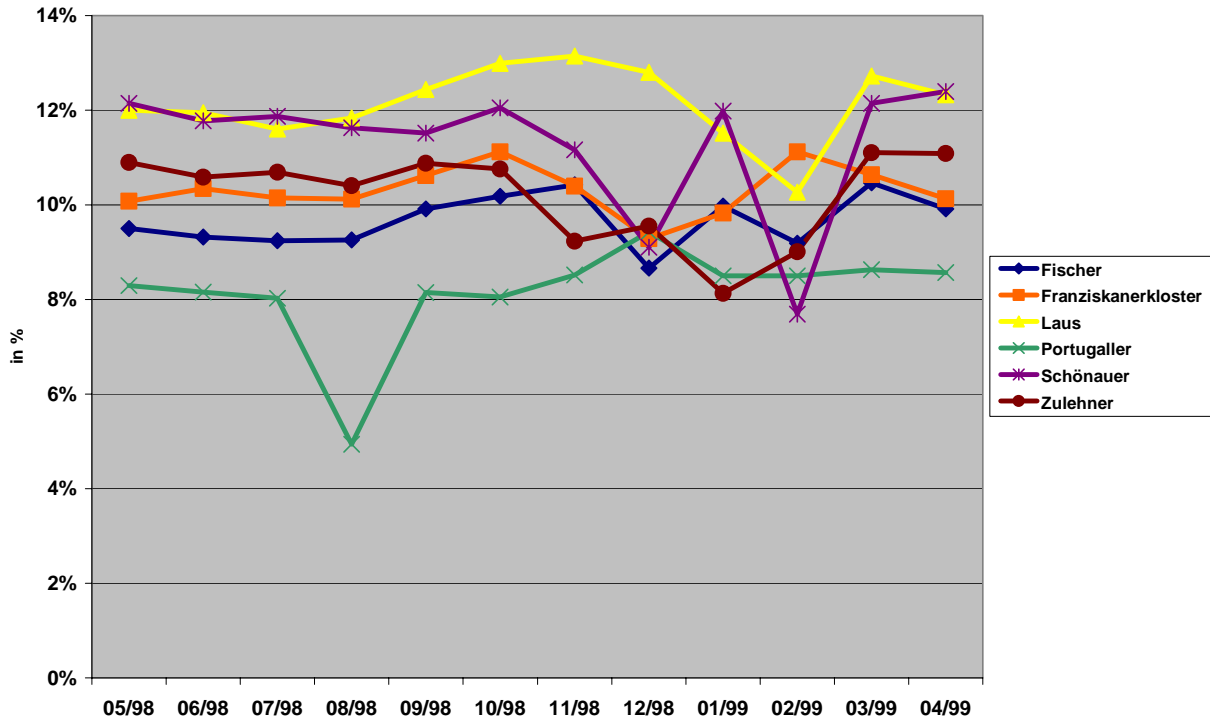


Abbildung B.3.10: Jahresgang des Solargenerator-Wirkungsgrades ausgewählter Intensivmessanlagen (Messzeitraum 05/98-04/99)

Der auffällige Einbruch bei der Anlage Portugaller im August 1998 ist auf einen zweiwöchigen Anlagenausfall und damit geringere Leistung des Solarmoduls zurückzuführen. Weiters ist bei den Anlagen Laus und Schönauer im Februar 1999 ein starker Rückgang des PV-Wirkungsgrades zu beobachten, der bei beiden auf schlechte Witterung (und damit verbunden geringere Ausbeute) zurückzuführen ist. In den Monaten davor bzw. danach waren die gemessenen Einstrahlungsmengen deutlich höher und damit auch der Modulwirkungsgrad.

B.3.5.2 Wirkungsgrad Wechselrichter

In Anlehnung an die Berechnung des Wirkungsgrades für den Solargenerator errechnet sich der Betriebswirkungsgrad für den Wechselrichter aus dem Verhältnis des erzeugten Wechselstromes (also Energieerzeugung nach dem Wechselrichter) und der eingestrahlteten Sonnenenergie. Heutige Geräte erreichen eine Effizienz von etwa 93 bis 97%, wobei gleich vorweg diese Werte bei keiner der hier untersuchten Anlagen erreicht wurden. Denn in der Praxis kommen noch Verluste hinzu, da selbst technisch optimierte Wechselrichter, also jene, die beispielsweise eine Leistungsmaximierung durchführen (ein sog. Maximum Power Point Tracking/MPP – dabei wird jene Spannung oder Stromstärke ausgewählt, bei der deren Produkt, die Leistung, am höchsten ist), nicht jeweils exakt in ihrem speziellen MPP betrieben werden (ein sog. „mismatch“). Weiters kommt es bei der Umformung von Gleichstrom in Wechselstrom v.a. im Teillastbereich (etwa in den Wintermonaten) zu Umwandlungsverlusten. Somit kann man von durchschnittlichen Wechselrichterwirkungsgraden von 87 bis 94% ausgehen.

In der folgenden Abbildung sind die durchschnittlichen Wirkungsgrade der Wechselrichter der 18 Messstationen bzw. Gruppierung nach den einzelnen Wechselrichtertypen dargestellt. Im gewichteten Durchschnitt (Gewichtung erfolgte nach Anlagenleistung) weisen alle Intensivmessstationen einen Wechselrichterwirkungsgrad von etwa 86% auf.

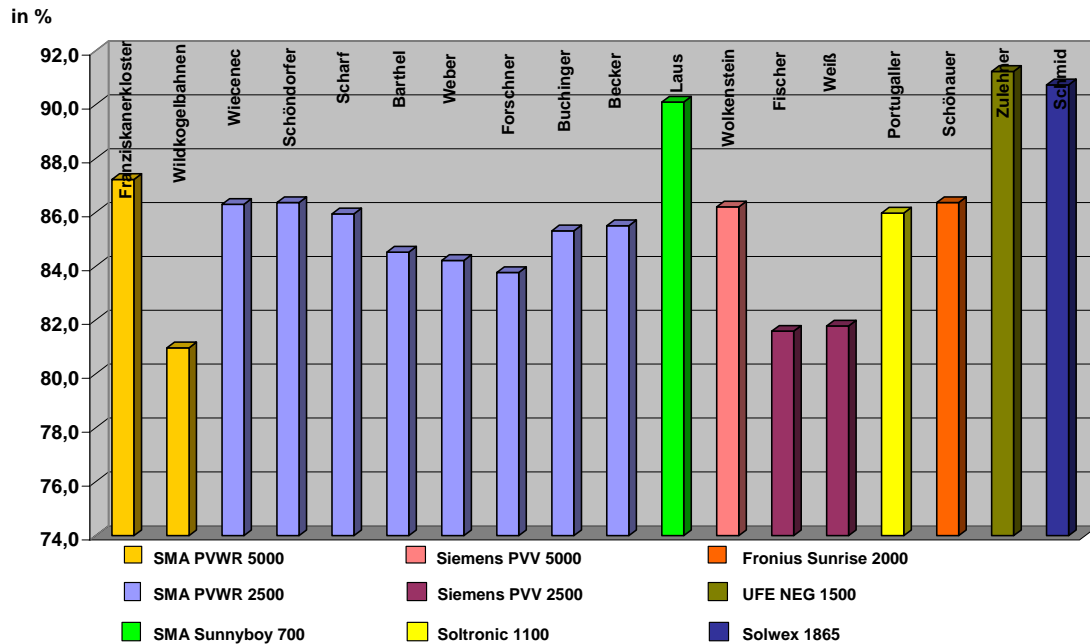


Abbildung B.3.11: Jahreswirkungsgrad der Wechselrichter für alle Intensivmessstationen

Die Jahresdurchschnitte zeigen eine relativ homogene Verteilung der Betriebswirkungsgrade innerhalb von gleichen Wechselrichtertypen, wie z.B. beim SMA PVWR 2500, wobei die Schwankungen nur etwa 2% ausmachen. Die beste Wechselrichter-Leistung haben die Anlage Laus, sowie Zulehner und Schmid. Bei Laus ist eines der besten derzeit am Markt befindlichen WR-Geräte im Einsatz, bei den anderen beiden Messanlagen war die Performance des Wechselrichters auf Grund optimaler Einstellungen sehr gut. Die Anlage Wildkogelbahnen (mit einem SMA PVWR 5000 ausgestattet) hat einen geringen Wechselrichter-Wirkungsgrad, was auf die extreme Lage (Seehöhe 2.100 m) und damit verbunden höhere Leerlaufverluste durch verlängerte Winterzeit zurückzuführen ist.

Stellt man die Wirkungsgrad-Kurven jeder einzelnen WR-Type der Globalstrahlung gegenüber, so zeigt sich im Gegensatz zu den PV-Wirkungsgraden eine fast identische Verteilung. Dabei erreichen die Wechselrichter bereits bei einer geringen Einstrahlung ihr Wirkungsgrad-Maximum und bleiben annähernd konstant hoch.

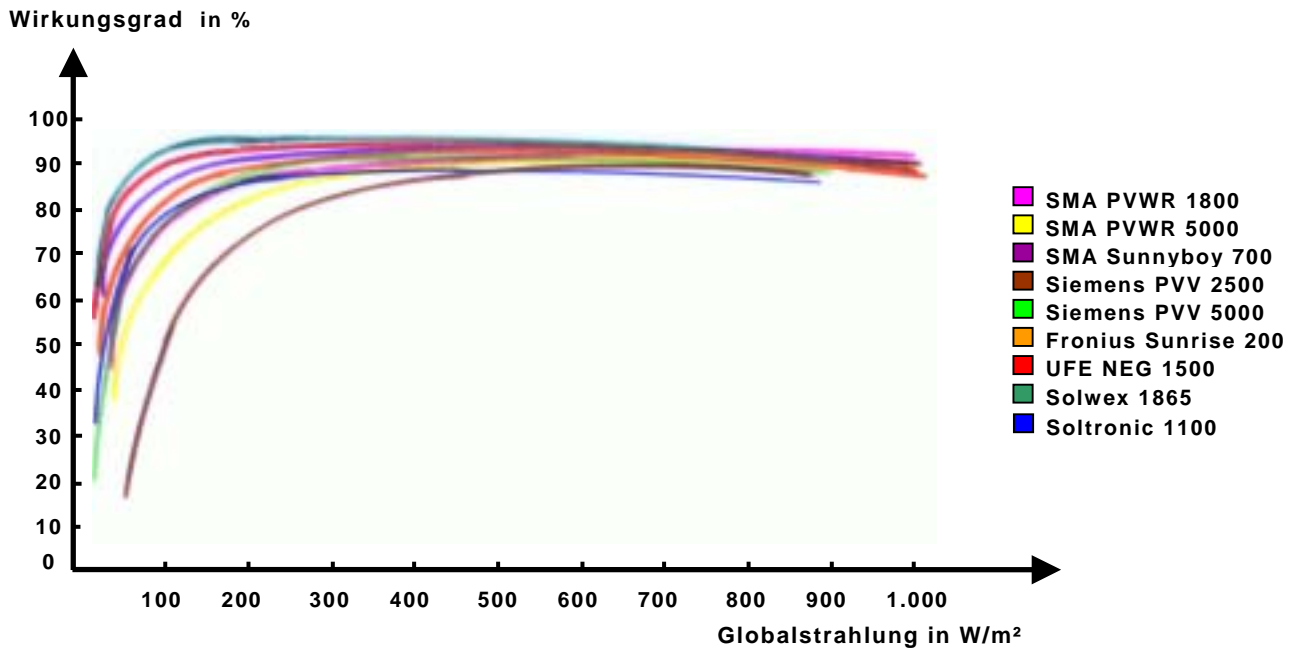


Abbildung B.3.12: Vergleich der Verläufe der Jahreswirkungsgrade der Wechselrichter

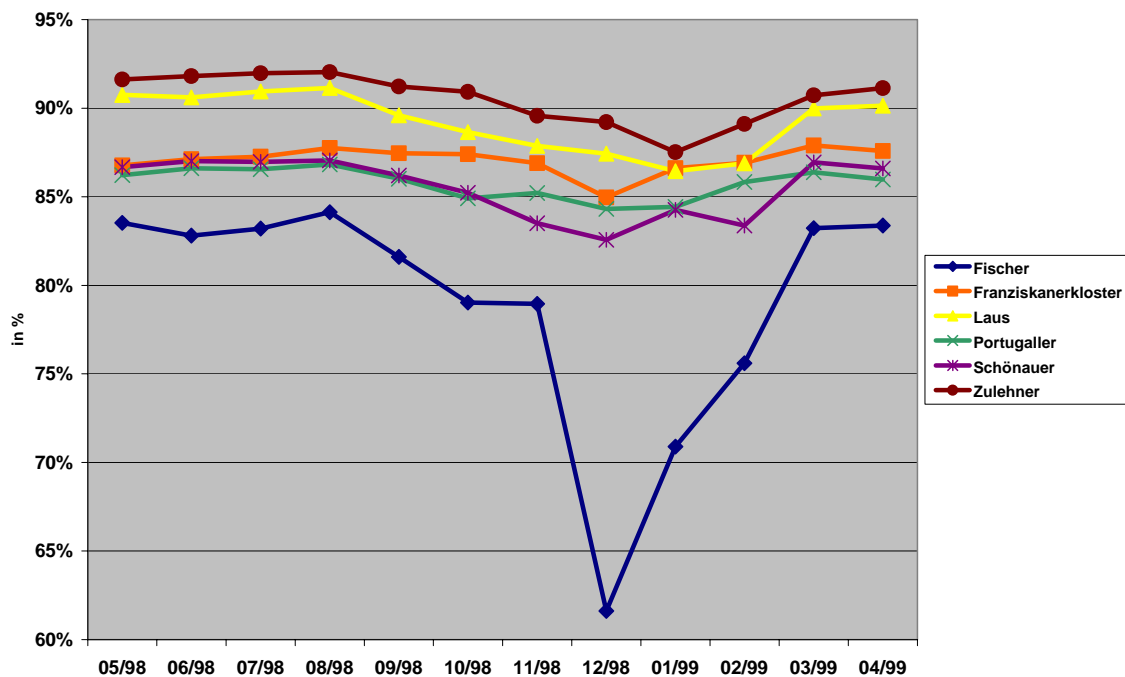


Abbildung B.3.13: Jahresgang der Wechselrichter-Wirkungsgrade ausgewählter Intensivmessanlagen (Messzeitraum 05/98-04/99)

In der Abbildung B.3.13 ist wiederum der Jahresverlauf der WR-Wirkungsgrade für 6 Messstationen dargestellt. Die Verlauf bei der Anlage Fischer zeigt ein extremes Minimum im Dezember. Laut Messergebnissen war dieser Monat von sehr geringen Einstrahlungen geprägt (in der Abbildung B.3.10 bei den PV-Wirkungsgraden sieht man bei Fischer auch ein Minimum, allerdings kein so radikales

Absinken), damit wurde der Wechselrichter sehr oft im Teillastbereich betrieben, was sich negativ auf den Wirkungsgrad ausgewirkt hat.

Bei den anderen Anlagen zeigt sich in den Wintermonaten auch ein leichter Rückgang des Wirkungsgrades, andererseits die höchsten Werte im Sommer. Das ist darauf zurückzuführen, dass der Wechselrichter im Sommer am häufigsten in der Nähe der Nennleistung betrieben wird und die Vollastzeiten im Sommer wesentlich länger sind als im Winter. Zwar sinkt der Wirkungsgrad ab ca. 50% Nennlast wegen der Durchgangsverluste wieder ab, aber der Einfluss der Leerlaufverluste ist im Winter höher, da die Betriebszeit bei extremer Teillast sehr hoch ist.

B.3.5.3 Gesamtwirkungsgrad der Anlagen

In der folgenden Darstellung ist der Gesamtwirkungsgrad (Wirkungsgrad der PV-Anlage und des Wechselrichters) von 6 ausgewählten Intensivmessanlagen dargestellt. Diese Kurven stellen die Summe der bereits dargestellten Wirkungsgrade der PV-Module und der Wechselrichter dar, d.h. die bereits beschriebenen Auffälligkeiten bzw. Verläufe sind auch in der Abbildung B.3.14 wiederzufinden.

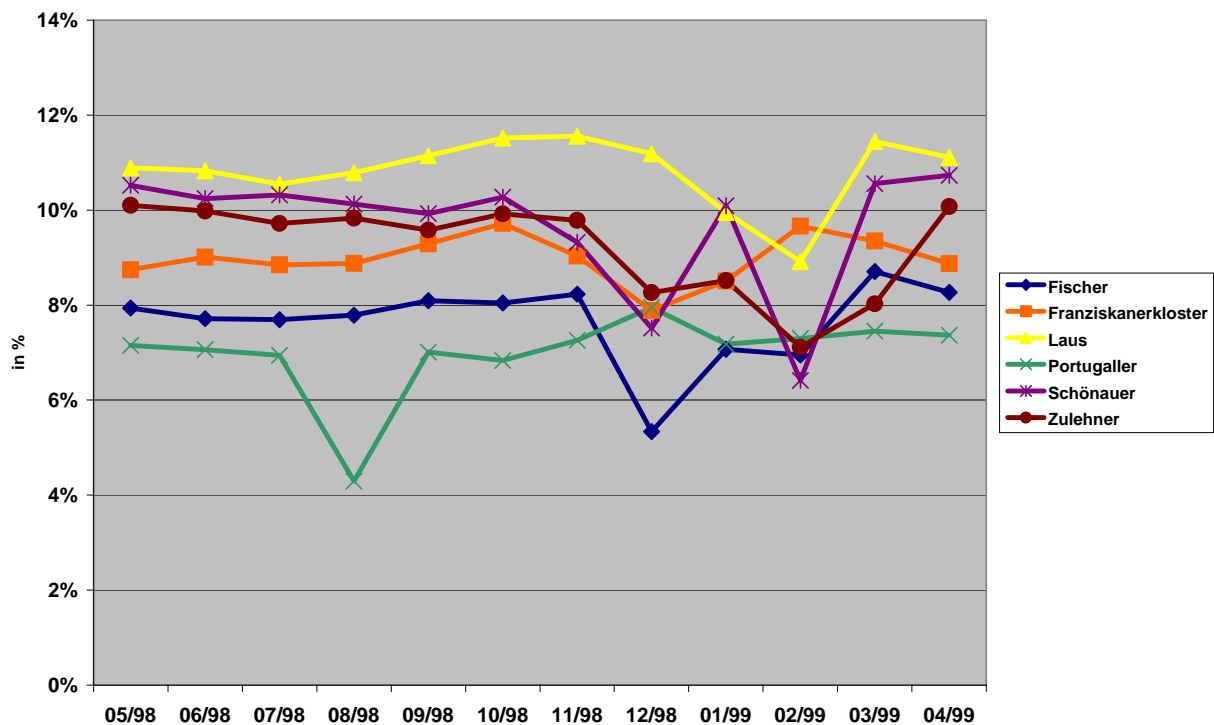


Abbildung B.3.14: Jahresgang des Gesamtwirkungsgrades ausgewählter Intensivmessstationen (Messzeitraum 05/98-04/99)

B.3.6 Performance Ratio

Zu einer standortunabhängigen Beurteilung von PV-Anlagen verwendet man als Anlagenkennzahl die sogenannte Performance Ratio (PR), die unabhängig von der Systemgröße und der Einstrahlungssumme ist. Die PR ist der Quotient aus genutzter Solarenergie (Anlagenertrag) und nomineller Energieerzeugung (Produkt aus Modulwirkungsgrad und jährlicher solarer Einstrahlung).

Die PR kennzeichnet damit die Ausnutzung der Anlage im Bezug auf nominelle Betriebsbedingungen. Im Schnitt wurde bei den 18 Intensivmessanlagen eine Performance Ratio von etwa 63% erreicht, was aus heutiger Sicht als eher niedrig eingestuft werden kann, man aber dabei bedenken muss, dass ein Grossteil der Anlagen bereits zwischen 8 und 10 Jahre alt ist. Heutzutage können PV-Anlagen bereits 80% durchaus erreichen, allerdings nur unter Verwendung qualitativ hochwertiger Komponenten und einer abschattungsfreien Aufstellung des Solargenerators.

Anlagenausfälle und Anlagenstörungen können jedoch zu einer deutlichen Verminderung der PR führen. In der folgenden Abbildung B.3.15 sind die Performance Ratio für jeweils 6 Anlagen im Messzeitraum bzw. deren Abweichungen um den Mittelwert dargestellt.

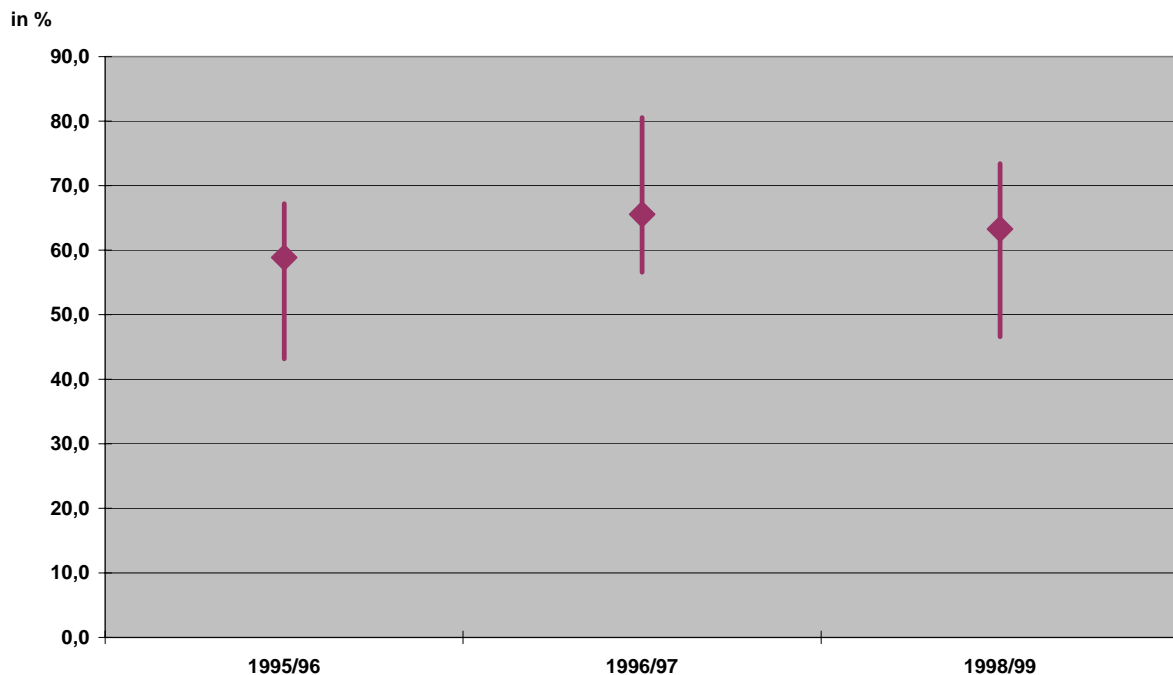


Abbildung B.3.15: Performance Ratio für die Anlagen des jeweiligen Untersuchungszeitraumes, inkl. deren Schwankungen um den Mittelwert

In der Abbildung B.3.16 sind die Mittelwerte der Performance Ratio für alle 18 Intensivmessanlagen dargestellt. Die Anlagen mit einer PR von unter 50% (Anlagen Forscher und Portugaller) sind auf Unregelmäßigkeiten während der Messperiode (Anlagenausfälle) zurückzuführen. Die Jahresverläufe der PR für die 6 Anlagen der Messperiode 1998/99 sind in der Abbildung B.3.17 aufgezeichnet und spiegeln einen fast identischen Verlauf wie beim Gesamtwirkungsgrad der PV-Anlagen (vgl. Abbildung B.3.14) wider.

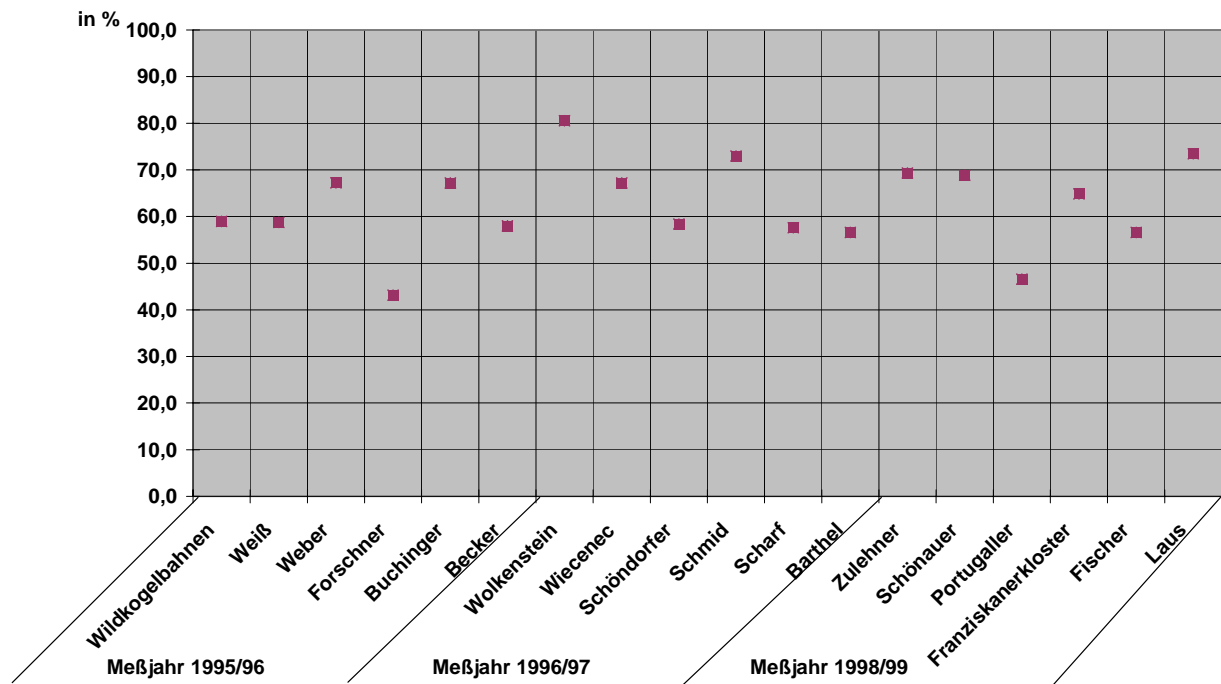


Abbildung B.3.16: Jahresmittelwerte der Performance Ratio für alle Intensivmessanlagen

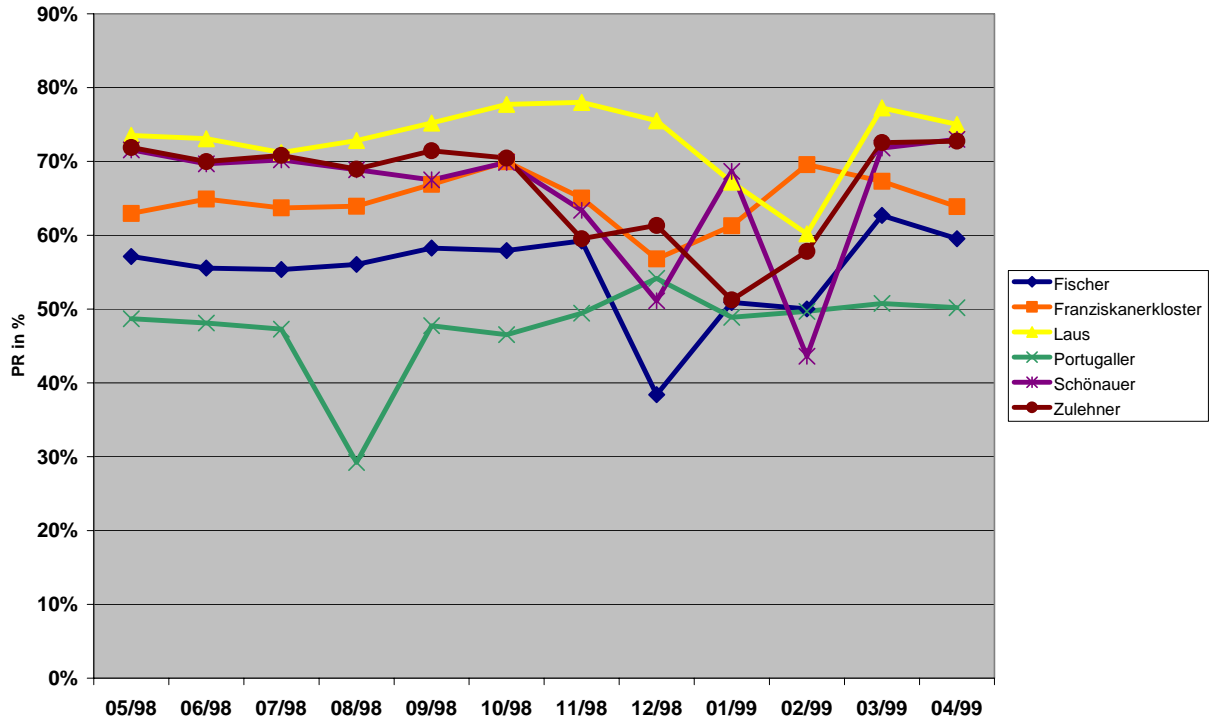


Abbildung B.3.17: Jahresverlauf der Performance Ratio für die Anlagen der Messperiode 1998/99

B.3.7 Solare Einstrahlung

Die Sonneneinstrahlung ist ein wesentlicher Faktor für den Ertrag der PV-Anlage und erlaubt eine Einschätzung der Qualität eines Standortes. Die Einstrahlungssummen auf die horizontale Ebene sind in Österreich regional stark unterschiedlich (vgl. auch Abbildung 2 im Endbericht „Standardmessung“) und liegen im allgemeinen zwischen 1100 und 1200 kWh/m² und Jahr. In alpinen Regionen können es auch mehr als 1400 kWh/m² sein.

Die Abbildung B.3.18 zeigt die Schwankung der Horizontalstrahlung im Verlauf der Messjahre sowie die Schwankungen zwischen einzelnen Anlagen in einem Untersuchungsjahr. Die Ursache liegt neben den klimatisch unterschiedlichen Regionen auch in der Beeinträchtigung der Einstrahlungsmessung (z.B. Abschattungen) bzw. in der Variabilität der Strahlungssummen zwischen den einzelnen Jahren begründet.

Aufgrund von Abschattungen durch Objekte in der Umgebung (Gebäude, Bäume, etc.) bzw. auf dem Gebäude selbst (Schornsteine, Dachgauben, ungünstige Gebäudegeometrie, etc.) kann der Energieertrag z.T. erheblich vermindert werden. Dabei wirkt sich die Abschattung bereits eines einzigen Solarmoduls gravierend auf die Leistung der gesamten PV-Anlage aus. Bei Abschattungen in den Morgen- bzw. Abendstunden sind die Leistungsverluste nicht so beträchtlich.

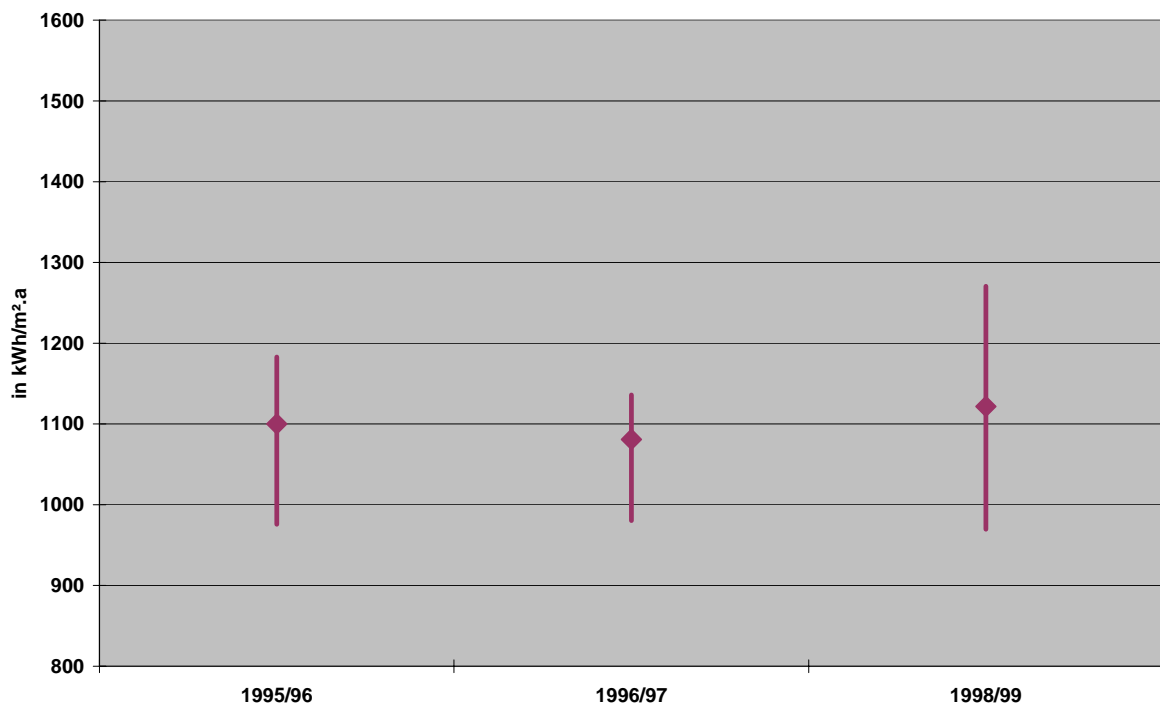


Abbildung B.3.18: Mittelwert und Schwankungsbreite der horizontalen Strahlungssummen im Verlauf der einzelnen Messperioden

Neben der horizontalen Einstrahlung wurde im Intensivmessprogramm auch die Einstrahlung in Modulebene erfasst. Der Unterschied zur horizontalen Einstrahlung wird einerseits von der Anlagenorientierung (Modulneigung und Orientierung) als auch von der diffusen Sonneneinstrahlung

verursacht. Die mittlere Einstrahlung in Modulebene betrug wie aus Abbildung B.3.19 ersichtlich etwa 1250 kWh/m² und Jahr (im Vergleich zu etwa 1100 kWh/m².a bei der horizontalen Einstrahlung), natürlich unter Berücksichtigung der Jahr-zu-Jahr Schwankungen sowie der unterschiedlichen regionalen Verteilung der Messanlagen.

Als Quotient wird die Einstrahlung in Modulebene zu der in horizontaler Ebene mit dem R-Faktor ausgedrückt. Die R-Faktoren aller 18 Intensivmessanlagen finden sich in Tabelle B.4.1.

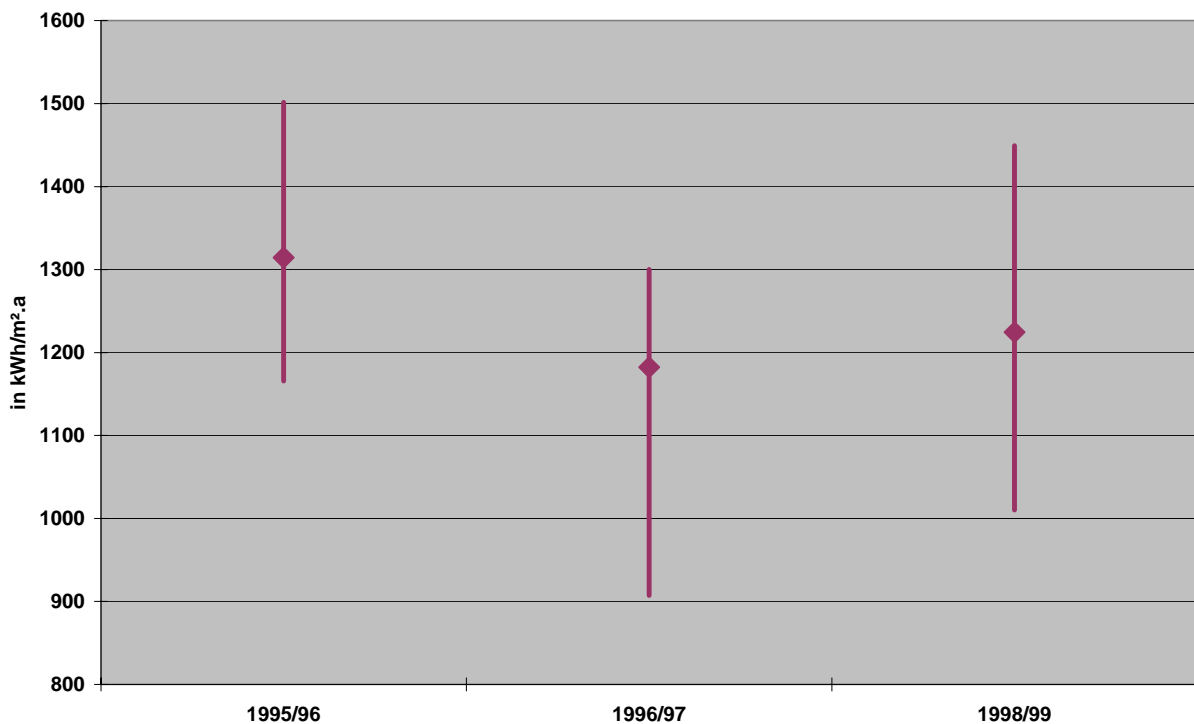


Abbildung B.3.19: Mittelwert und Schwankungsbreite Einstrahlung in Modulebene im Verlauf der einzelnen Messperioden

Abschließend sind in der folgenden Abbildung B.3.20 die Einstrahlung in horizontaler und in Modulebene für alle Intensivmessanlagen dargestellt. Die Höhe der Einstrahlung in Modulebene spiegelt die Qualität der Modulaufständerung bzw. deren Orientierung wider. Die höchste Einstrahlung in Modulebene zeigt sich bei der Anlage Weber 2, die als einzige dem Sonnenstand nachgeführt wurde und damit die größte Einstrahlungsmenge aufnehmen konnte. Der geringste Wert wurde bei der Anlage Wolkenstein (N18) gemessen, hier war aufgrund der geringen Modulneigung von nur 10° die horizontale Einstrahlung größer als die Einstrahlung in Modulebene. Die Anlagen wurden in der Abbildung aufsteigend nach der horizontalen Einstrahlung sortiert.

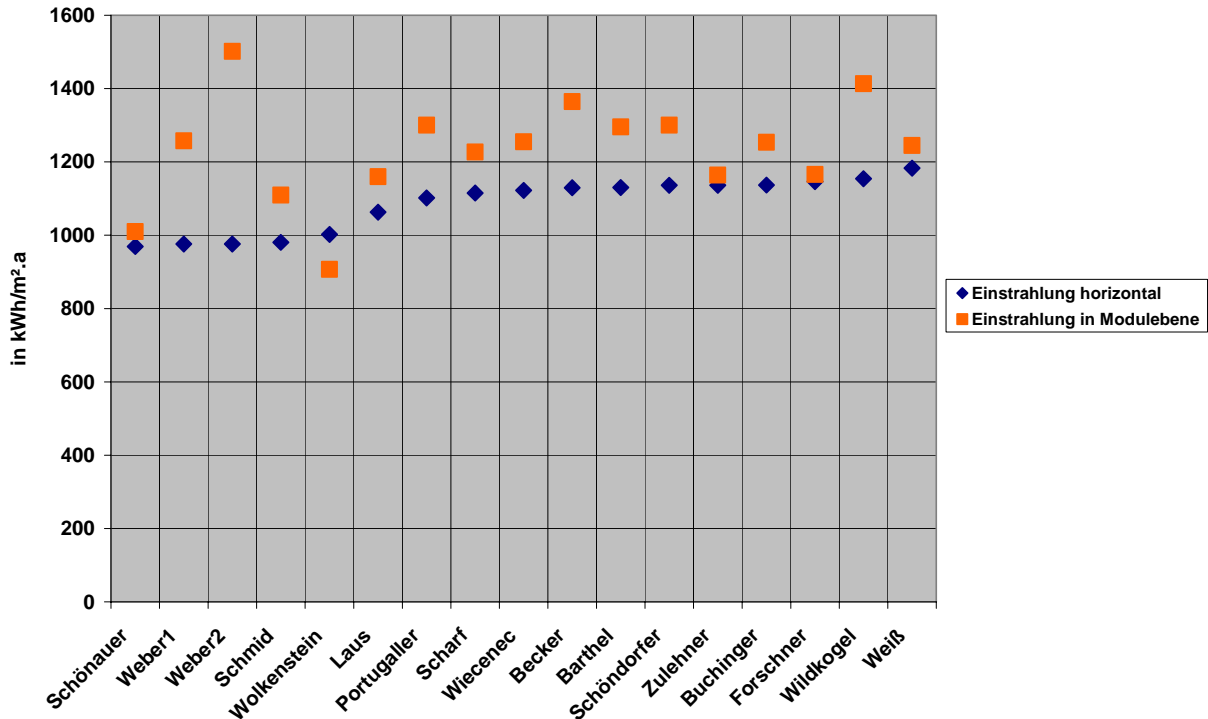


Abbildung B.3.20: Einstrahlungssummen horizontal bzw. in Modulebene für alle Intensivmessanlagen

B.3.8 Solarmodulübertemperaturen

Der Jahresgang der durchschnittlichen Modulübertemperaturen (siehe folgende Abbildung B.3.21) folgt im Prinzip dem der Sonneneinstrahlung, wobei im Sommer ein Maximum und im Winter ein Tiefpunkt bei den in der Abbildung ausgewählten Anlagen ersichtlich ist. Allerdings sieht man auch in den einzelnen Monaten z.T. beträchtliche Abweichungen, die auf meteorologische Einflüsse und die topographisch unterschiedlichen Standorte zurückzuführen sind. Gerade in den Winter- und Frühjahrsmonaten sind die Abweichungen besonders groß. So weht in diesen Monaten öfters der Wind als in den Sommermonaten, es kommt somit zu einer geringeren Übertemperatur aber zu relativ großen Schwankungen. In den Übergangsmonaten scheint die Sonne auch so stark wie im Sommer, allerdings seltener, weshalb die Unterschiede auch auf die standortverschiedene Sonnenscheindauer zurückzuführen ist.

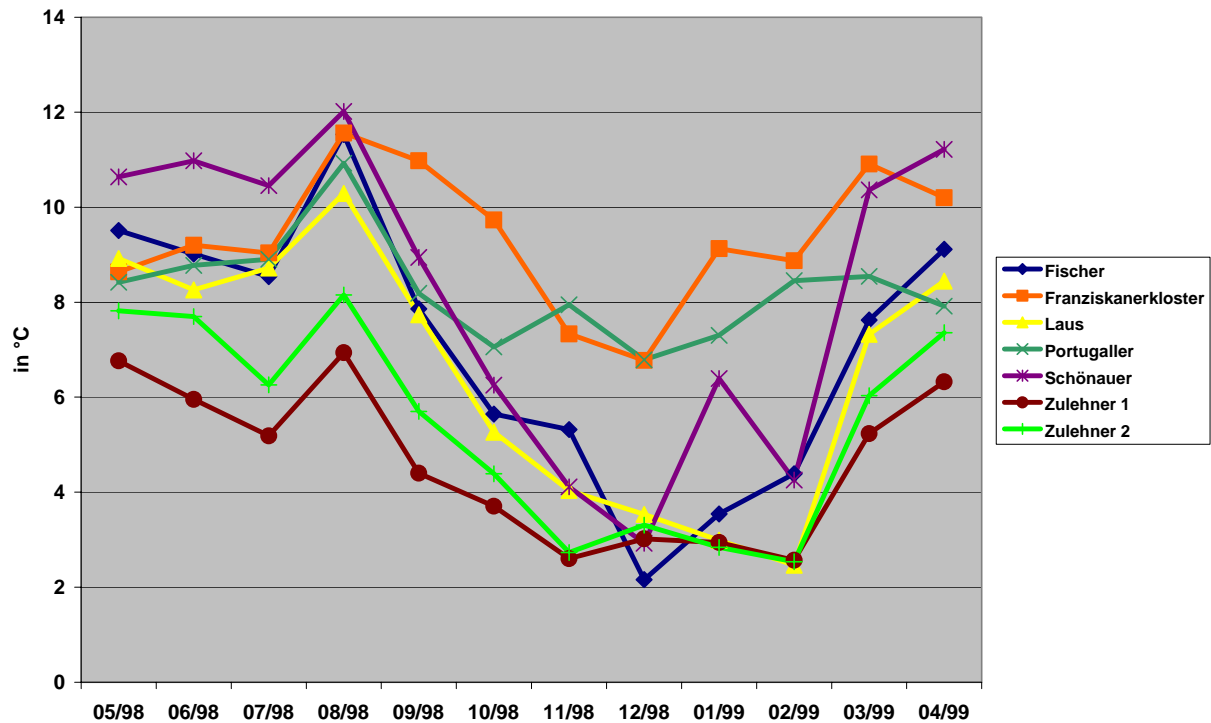


Abbildung B.3.21: Jahresgang der durchschnittlichen Modulübertemperaturen für 6 ausgewählte Intensivmessanlagen

Die Abbildung B.3.22 zeigt dagegen den Jahresverlauf der relativen Modulübertemperaturen, d.h. die Änderung in °C je eingestrahlem Watt Sonnenenergie pro m². Damit wird der meteorologische Einfluss auf die Modulübertemperaturen nochmals dargestellt, denn weisen lt. Abbildung B.3.21 alle Stationen im August ein Maximum der durchschnittlichen Übertemperatur auf, so sieht man in Abbildung B.3.22, dass die relative Übertemperatur im selben Monat bei fast allen Anlagen bei weitem nicht so hoch ist. Die Maxima im Winter werden durch die im allgemeinen geringere Sonnenintensität verursacht. Somit spielt bei der Analyse der Modulübertemperaturen nicht der Faktor Sonnenintensität (d.h. Einstrahlung je Fläche), sondern die Sonnenscheindauer bzw. deren Unterbrechung (durch Faktoren wie Abschattung, Bewölkung, Wärmeverfrachtung durch Wind) die wesentlichere Rolle.

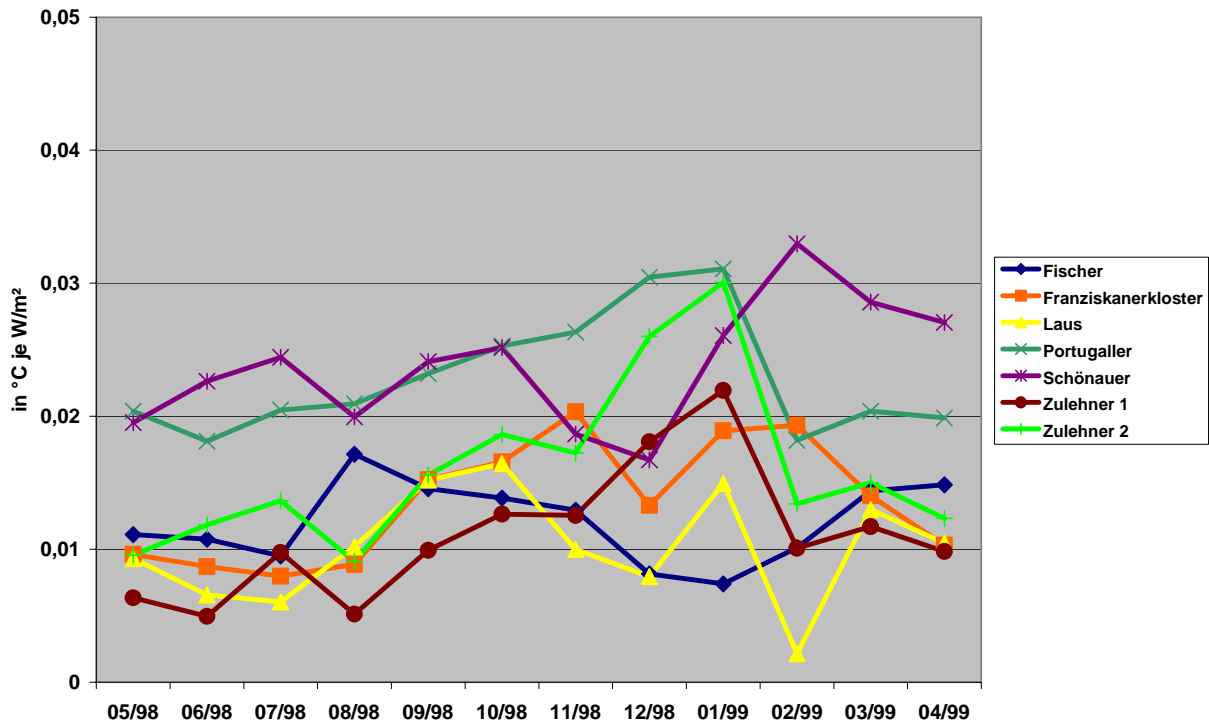


Abbildung B.3.22: Jahresgang der relativen Modulübertemperaturen in °C je Sonneneinstrahlung für 6 ausgewählte Intensivmessanlagen

In der Abbildung B.3.23 sind nochmals die Eigenschaften der einzelnen Solarmodule (die in den Intensivmessanlagen verwendet wurden) – Verlauf der Modulübertemperatur je Sonneneinstrahlung – dargestellt. Es zeigt sich bei allen verwendeten Modulen ein linearer Anstieg mit steigender Sonneneinstrahlung, wobei die Abweichungen der einzelnen Verläufe erst bei hoher Einstrahlung sichtbar werden. So erkennt man bei einer Einstrahlung von etwa 1.000 W/m² zwischen einem Solarex MSX 120 und einem Solarex MSX 60 eine durchschnittliche Temperaturdifferenz von mehr als 10°C, wobei aufgrund der nur einjährigen Untersuchung der Anlagen die meteorologischen Einflüsse nicht genügend ausreichend bewiesen werden können. Im Bereich mittlerer Einstrahlungsintensitäten ergaben bei den sich Übertemperaturen kaum Unterschiede.

**Modulübertemperatur
in °C**

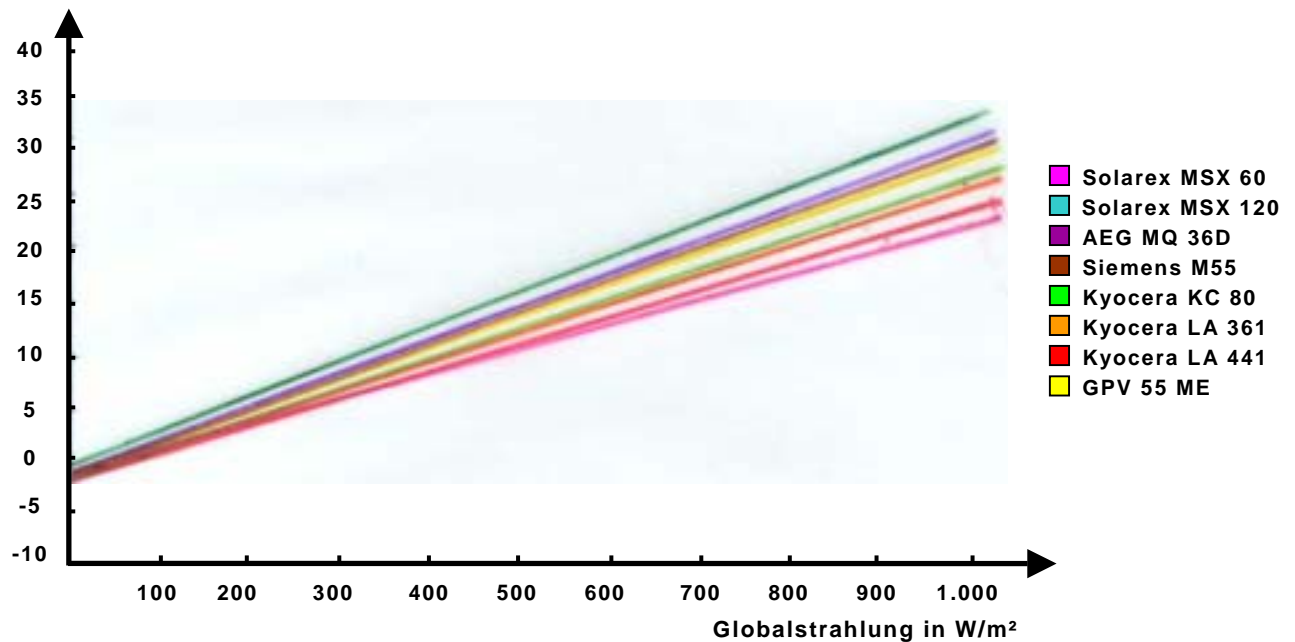


Abbildung B.3.23: Vergleich der Modulübertemperaturen im Bezug auf die Globalstrahlung für alle verwendeten Solarmodultypen

B.3.9 Nachgeführte Solarmodule

Als einzige PV-Anlage im Intensivmessprogramm ist die Anlage Weber (O20) mit einer Nachführung bzw. einer fixen Ausrichtung ausgestattet. Der PV-Generator selbst ist aufgeteilt auf 6 Modulrahmen, die durch solarthermisch erzwungenen Massenausgleich dem Tagesgang der Sonne nachgeführt werden. Die jahreszeitliche Anpassung der Neigung erfolgt händisch. Die Modulrahmen sind auf Stahlrohrsäulen auf einer Wiese aufgeständert. Weiters sind die 2 Wechselrichter in einer Kaskade geschaltet – d.h. solange die vom PV-Generator angebotene Leistung klein ist, wird nur ein Wechselrichter eingeschaltet um die Leerlaufverluste des zweiten zu sparen. Sobald die Durchlassverluste des ersten Wechselrichters mehr ausmachen als die Leerlaufverluste des zweiten, wird der zweite zugeschaltet, sodass sich die Durchlassverluste aufteilen und verringern.

Für die Dauer der Intensivmessung wurden 3 der Modulrahmen nach Süden ausgerichtet fixiert und die Kaskadierung der Wechselrichter entfernt, sodass 2 völlig gleiche PV-Anlagen, eine nachgeführt, die andere nicht, miteinander verglichen werden konnten und die Unterschiede in den Erträgen bei der Auswertung der Messergebnisse sichtbar werden. Weiters ist wichtig zu erwähnen, dass die Anlage in einer Seehöhe von 605m liegt, daher nur wenige Nebeltage gezählt werden konnten.

Wie die folgende Tabelle B.3.1 mit den technischen Daten sowie Messergebnissen der Anlage O20 zeigt, liegen die Vorteile der Nachführung in einer insgesamt höheren Energieausbeute (Spezifischer

Stromertrag um 27% höher als bei nicht nachgeführter Anlage), in einem höheren Gesamtwirkungsgrad der Anlage sowie bei einer um fast 4% höheren Performance Ratio.

In der Abbildung B.3.24 weiter unten ist das Blockschaltbild der Anlage Weber dargestellt.

Stammdatenblatt Nr. O20	Anlage Weber 1 (PV-Modul fixiert)	Anlage Weber 2 (PV-Modul nachgeführt)	Durchschnitt aller Intensivmessstatione n
<u>Technische Daten:</u>			
Seehöhe	605m	605m	624 m (gewichtet)
PV-Generator	6 Strings à 5 Stk Kyocera LA441K63	6 Strings à 5 Stk Kyocera LA441K63	-
Modulfläche brutto	15,95 m ²	15,95 m ²	23,2 m ²
Modulfläche netto	13,45 m ²	13,45 m ²	19,4 m ²
Nennleistung	1890 Wp	1890 Wp	2699 Wp
Ausrichtung	Süd (fixiert)	nachgeführt	4,3° westl. von Süd (gewichtet)
Neigung	nachgeführt	nachgeführt	35,7°
Wechselrichter	SMA PV-WR1800	SMA PV-WR1800	-
Nennleistung	1800 W	1800 W	2769 W
<u>Messergebnisse:</u>			
R-Faktor	1,31	1,57	1,129 (gewichtet)
Performance Ratio	68,9%	72,9%	63,6% (gewichtet)
Spezifischer Stromertrag	818 kWh/kWp	1038 kWh/kWp	797,4 kWh/kWp (gewichtet)
Gesamt-Wirkungsgrad Anlage	9,4%	9,8%	8,9% (gewichtet)

Tabelle B.3.1: Technische Daten der Anlage O20

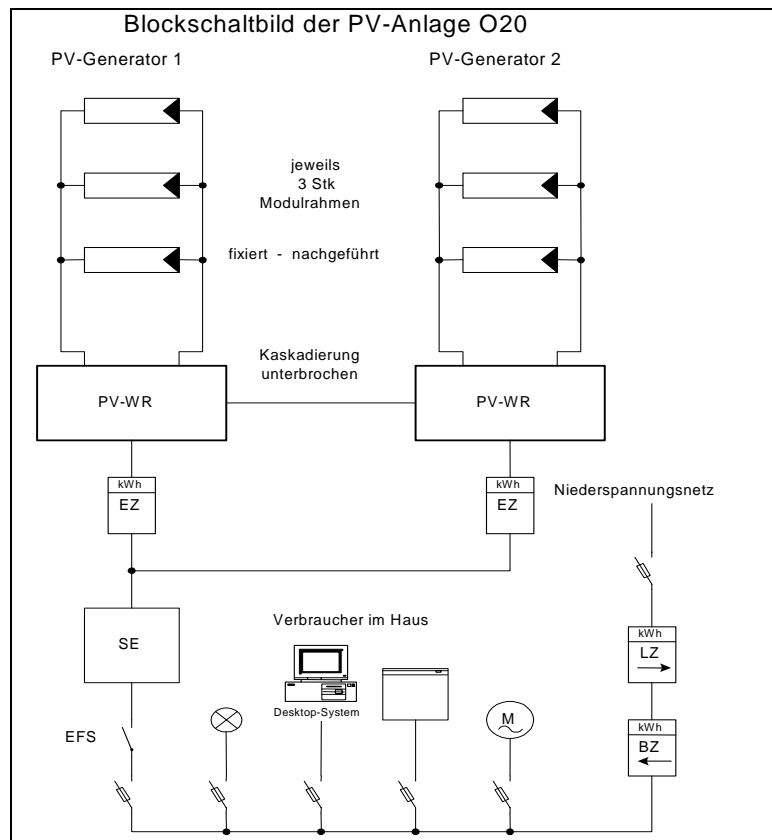


Abbildung B.3.24: Blockschaltbild der Anlage O20



B.4 Zusammenfassung der Ergebnisse des Intensivmessprogrammes

In der folgenden Tabelle B.4.1 wurden die wesentlichen Daten aller 18 Intensivmessanlagen des PV-Breitentests zusammengestellt.

Kreuzung	Anlage	Meßzeitraum	Modul- neigung	Orientierung (W...O...)	Seiten- m. a. NN	Modul- anbau	Modultyp	Wechselrichter	spezif. Stromertrag		P _{max} (PV) in kW _p	P _{max} (WR) in W	Modulfläche netto in m ²	Modulfläche brutto in m ²	PI %	η - PV %	η - WR %	η - Gesamt %	R-Faktor	DG II %
									kWh/kW _p a	in kWh _p										
T04	Becker	95.02-96.01	30°	-5°	630	3	AEG MG 360	SMA PWR 1800	790,9	3,18	3600	21,60	27,06	59,0	10,0	85,5	8,5	1,21	34,69	
W01	Buchinger	95.02-96.01	-36°	-30°	165	3	Kyocera LA361 H51	SMA PWR 1800	846,3	1,84	1800	13,22	15,77	67,2	10,9	85,3	9,3	1,10	11,06	
N04	Fischer	95.02-96.01	60°	10°	180	2	Solaxx MS1 60, polykristallin	SMA PWR 1800	603,2	1,80	1800	14,04	16,71	43,2	6,6	83,8	5,5	1,02	13,99	
ST01	Wied	95.02-96.01	35°	45°	495	4	Siemens M55, monokristallin	Siemens PVV2000	669,0	2,00	2500	15,30	16,84	59,7	9,4	81,8	7,7	1,05	46,53	
SA10	Widkogelbühnen	95.02-96.01	40°	0°	2095	2	Kyocera LA441 H63, polykristallin	SMA PWR 5000	833,3	4,96	5000	33,06	39,45	59,0	10,1	81,0	6,2	1,22	4,96	
O30	Weiler 1	95.07-96.06	45°	0°	605	1	Kyocera LA441 H63, polykristallin	SMA PWR 1800	846,2	1,89	1800	13,46	15,96	67,2	11,2	84,2	9,4	1,29	16,31	
O30	Weiler 2	95.07-96.06	nachgef.	nachgef.	605	1	Kyocera LA441 H63, polykristallin	SMA PWR 1800	1045,6	1,89	1800	13,46	15,96	69,6	11,4	85,6	9,8	1,54	22,66	
W02	Scharf	96.06-97.04	45°	10°	450	2	AEG MG 360, monokristallin	SMA PWR 1800	706,7	1,91	1800	12,96	16,23	47,6	9,9	86,0	8,5	1,10	1,98	
W03	Wiesener	96.06-97.04	30°	6°	180	3	Kyocera LA441 H63, polykristallin	SMA PWR 1800	842,7	3,78	3600	26,93	31,22	67,2	10,9	85,3	9,4	1,12	32,63	
T06	Burhal	96.06-97.05	28°	10°	590	4	AEG MG 360, monokristallin	SMA PWR 1800	733,0	1,27	1800	8,64	10,82	56,6	9,9	84,5	8,3	1,15	5,48	
N18	Wäckerstein	96.06-97.05	10°	0°	330	1	Siemens M55, monokristallin	Siemens PVV5000	730,6	3,71	5000	26,20	29,77	80,6	13,2	86,2	11,4	0,91	47,01	
O11	Schmid	96.07-97.06	30°	0°	515	2	Kyocera LA361 H51, polykristallin	Solaxx 1995	809,6	2,04	1800	14,69	17,53	73,0	11,2	90,7	10,1	1,13	44,44	
H03	Schöndorfer	96.07-97.06	nachgef.	0°	810	1	Solaxx MS1 120, polykristallin	SMA PWR 1800	759,3	3,45	3600	27,58	30,29	59,4	8,5	86,4	7,3	1,14	61,19	
B01	Fischer	96.06-96.04	42°	45°	180	3	Siemens M55, monokristallin	Siemens PVV2000	716,6	2,12	2600	16,36	17,02	66,6	9,6	81,6	7,9	1,06	30,04	
O13	Zulehner	96.06-96.04	50°	-2° bzw. +42°	408	2	Kyocera LA361 H51, polykristallin	LFE NEG 1900	806,9	2,04	1800	14,69	17,53	69,3	10,6	91,2	9,6	1,02	33,06	
T15	Frantzenknecht	96.06-96.05	43°	-20°	680	3	Kyocera LA361 H51, polykristallin	SMA PWR 5000	940,2	5,20	5000	37,46	52,60	64,9	10,3	87,2	9,0	1,14	17,48	
ST17	Portugaller	96.06-96.05	nachgef.	0°	370	1	GPV 55AB, monokristallin	Solmax 1100	606,5	1,32	750	8,99	10,36	48,6	8,0	86,0	6,6	1,18	6,41	
O16	Schönauer	96.06-96.05	30°	-17°	790	3	Kyocera LA361 H51, polykristallin	Fronius Sunrise 2000	695,4	2,16	2000	14,69	17,15	68,8	11,7	86,4	10,1	1,04	69,67	
O32	Leus	96.06-96.07	35°	30°	300	2	Kyocera K090, polykristallin	SMA Sunnyboy 700	851,4	2,40	2100	16,20	19,09	73,4	12,1	90,1	10,9	1,09	43,63	
Deckungsgrad (Gesamtertrag/Globalstrahlung)			36°	4° (westlich von Süd)	624				797,4		2,70	2769	16,40	23,20	63,6	10,4	85,7	8,9	1,13	30,91

Modulaufbau: 1...Garten 3...Dach aufgeständert
2...Flachdach 4...dachintegriert

Tabelle B.4.1: Zusammenfassung aller wesentlichen Daten der 18 Intensivmessanlagen

Bemerkungen zur Tabelle:

- Orientierung: Angabe in Grad Abweichung von Süden (=0°)
Bei Anlage Zulehner sind auf beiden Giebelflächen des Daches Module installiert, daher ergeben sich die unterschiedlichen Orientierungen
- PR...Performance Ratio
- η - PV, WR, Gesamt...Wirkungsgrad der Solarmodule, Wechselrichter, Gesamt
- R-Faktor...Verhältnis Globalstrahlung geneigt zu Globalstrahlung horizontal
- DG II...Deckungsgrad II (Anteil der gelieferten Solarenergie am ges. Haushaltsstrombedarf)

Im (jeweils nach Leistung der PV-Anlagen gewichteten) Durchschnitt weisen die 18 Intensivmessanlagen einen spezifischen Stromertrag von etwa 797 kWh/kW_p auf. Es ist aber eine erhebliche Streubreite (von 500 bis über 1.000 kWh/kW_p) zu beobachten, die nicht nur auf die Einstrahlungsverhältnisse, sondern auch auf nicht optimale Modulausrichtungen bzw. Anlagenunregelmäßigkeiten (etwa bei den Anlagen ST17 und N04) zurückzuführen ist (vgl. auch Detailergebnisse in den folgenden Abschnitten). Diese erklären auch die im allgemeinen eher geringen Werte für die Performance Ratio bzw. Gesamtwirkungsgrade. Heutige Anlagen sollten eine PR im Bereich von 70-80% erreichen.

Anlagenbesonderheiten

Den mit Abstand höchsten spezifischen Stromertrag im Untersuchungszeitraum hatte die Anlage Weber 2 mit einer Produktion von 1.046 kWh je installierter kW Solarmodulleistung und Jahr. Die Anlage Weber 1 hingegen erreichte nur etwa 845 kWh/kW_p. Die Besonderheit der Anlage Weber besteht darin, dass sie insgesamt aus 6 Modulrahmen aufgebaut ist, die dem Tagesgang der Sonne nachgeführt werden. Für die Dauer der Intensivmessung wurden 3 der Modulrahmen nach Süden ausgerichtet fixiert (in der Tabelle bezeichnet als „Weber 1“), bzw. 3 Modulrahmen automatisch nachgeführt (als „Weber 2“ bezeichnet), bei den 2 kaskadierten Wechselrichtern wurde die Kaskadierung* entfernt, sodass 2 völlig gleiche PV-Anlagen, wobei eine nachgeführt ist, die andere nicht, im Intensivmessprogramm miteinander verglichen werden konnten. Aus der Tabelle B.4.1 erkennt man deutlich den Unterschied, den die Nachführung und damit optimale Ausnützung der Sonneneinstrahlung auf den Stromertrag hat. Aus der Tabelle ist auch der hohe R-Faktor bei Weber 2 ersichtlich, d.h. eine hohe Globalstrahlung in Modulebene, die sich positiv auf den Ertrag auswirkt (vergleiche auch Abschnitt B.3.9)

Einen im Vergleich geringen R-Faktor von 1,09 hat die Anlage Laus (O32). Geneigte und horizontale Einstrahlung sind relativ ausgewogen. Allerdings weist diese PV-Anlage mit 73,4% eine hohe Performance Ratio (PR) auf. Die PR beurteilt die Qualität von PV-Anlagen standortunabhängig, lässt somit standort- und witterungsabhängige Faktoren außer Acht. Die Begründung dafür liegt in der sehr guten Leistung sowohl von PV-Modul als auch des Wechselrichters.

Die sehr geringen Erträge wie auch PR-Werte bei den Anlagen Forscher (N04) und Portugaller (ST17) sind auf längere Anlagenstillstandzeiten (aufgrund von Blitzschlag bzw. Netzausfall) im Messzeitraum zurückzuführen. Den höchsten Gesamtwirkungsgrad bzw. PR-Wert weist die Anlage Wolkenstein (N18) auf. Die angegebenen Werte sind allerdings mit Vorsicht zu genießen, im Verlauf der Messungen gab es Probleme mit der Kalibrierung der Pyranometer (Strahlungsmessgeräte), weshalb anzunehmen ist, dass die Messergebnisse die obere Toleranzgrenze (+/- 3% bei den Pyranometern) erreicht haben und dadurch überhöhte PR-Werte und Wirkungsgrade ermittelt wurden. Die Art der Aufständigung (mit 10° sehr geringe Neigung), dazu eine mechanische Nachführung (keine Stellmotoren) sowie der geringe R-Faktor ließen nämlich viel schlechtere Anlagenergebnisse erwarten.

* Kaskadierung bedeutet, dass solange die vom PV-Generator angebotene Leistung sehr gering ist, nur ein Wechselrichter eingeschaltet wird, um die Leerlaufverluste des zweiten zu minimieren. Sobald die Durchlassverluste des ersten Wechselrichters größer sind als die Leerlaufverluste des zweiten, wird der zweite zugeschaltet, sodass sich die Durchlassverluste aufteilen und damit minimiert werden.



Anhang A: Liste der Standardmessanlagen mit ihren wesentlichen Anlagendaten

Siehe Beilage



Anhang B: Beispiel einer Auswertung der Daten für eine Standardmessstation

Siehe Beilage



Anhang C: "Richtlinie zur Förderung der Erprobung kleiner netzgekoppelter Photovoltaik-Anlagen in Österreich" aus dem Jahr 1992

Siehe Beilage

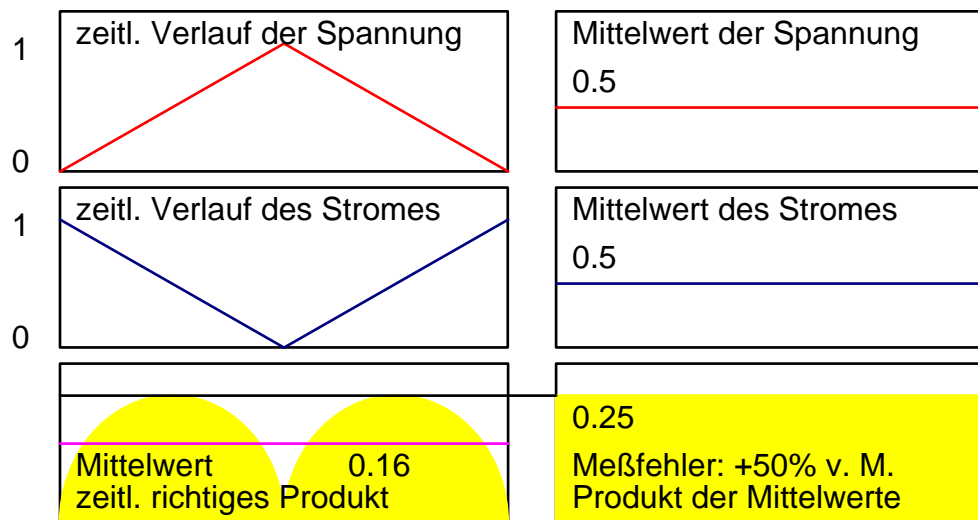
Anhang D: Zusammenfassung der Anlagedaten der Intensivmessanlagen

Kennung	Bundesland	Ort	Leistung [W]	Fläche [m ²]	EVU	Modul	Modultyp	WR Typ	Personen im Haushalt
B01	Niederösterreich	2425 Nickelsdorf	2120	15,26	Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-AG, Eisenstadt	SIEMENS	M55	SIEMENS PV2500	4
K03	Kärnten	9872 Milsbibl	3600	27,58	KELAG, Klagenfurt	BOLAREX	MSX 120	SMA PWR 1800	0
N04	Niederösterreich	2272 Ringelsdorf	1440	14,04	Energie-Versorgung Niederösterreich, Maria Enzersdorf	BOLAREX	MSX 60	SMA PWR 1800	6
N18	Niederösterreich	3262 Wang	3710	29,9	Energie-Versorgung Niederösterreich, Scheibbs, Scheibbs	SIEMENS	M55	SIEMENS PV5000	3
O11	Oberösterreich	4890 Frankenmarkt	2040	14,69	Oberösterreichische Kraftwerke AG, Linz, Linz	KYOCERA	LA361 K51	SOLWEX 1865	5
O13	Oberösterreich	4732 Wälzenkirche	2040	14,69	Oberösterreichische Kraftwerke AG, Wälzenkirchen, Wälzenkirchen	KYOCERA	LA361 K51	UFE NEO 1500	2
O15	Oberösterreich	8990 Bad Aussee	2160	14,69	Oberösterreichische Kraftwerke AG, Linz, Linz	KYOCERA	LA441 K83	SMA PWR 1800	4
O20	Oberösterreich	4203 Altenberg	3780	26,9	ESG - Linz, Linz	KYOCERA	LA341 K81	SMA PWR 1800	0
O32	Oberösterreich	4040 Linz	2400	16	ESG - Linz, Linz	BOLAREX	MSX 60	SMA PWR 1800	6
SA10	Salzburg	5741 Neukirchen am Großvenediger	4725	33	Salzburger AG für Energiewirtschaft, Salzburg	KYOCERA	LA441 K83	SMA PWR 5000	0
ST01	Steiermark	8200 Gleisdorf	2000	15,3	Feistritzwerke, Gleisdorf	SIEMENS	M50 L	SIEMENS PV2500	4
ST17	Steiermark	8200 Gleisdorf	1590	9,5	Feistritzwerke, Gleisdorf	OPV	M55	Solbank 1100	4
T04	Tirol	6067 Aboam	3180	21,8	Stadtwerke Hall in Tirol, Hall in Tirol	AEO	MQ 360	SMA PWR 1800	4
T06	Tirol	6323 Bad Häring	1272	8,64	Kaiserwerke Elektroenergieversorgungs Ges.m.b.H., Kirchbichl	AEO	MQ 360	SMA PWR 1800	7
T15	Tirol	8900 Lienz	5200	37,45	Tiroler Wasserkraftwerke AG, Innsbruck	KYOCERA		SMA PWR 5000	0
V02	Vorarlberg	6844 Altsch	1908	12,86	Vorarlberger Kraftwerke AG, Bregenz	AEG	MQ 360	SMA PWR 1800	0
W01	Wien	1210 Wien	1830	13,2	Wiener Stadtwerke Elektrizitätswerke, Wien	KYOCERA	LA361 K51	SMA PWR 1800	3
W03	Wien	1220 Wien	3780	26,9	Wiener Stadtwerke Elektrizitätswerke, Wien	KYOCERA	LA441 K83	SMA PWR 1800	7

Anhang E: PV-Leistungsumformer

Photovoltaik-Leistungsumformer

In der Anlagentechnik werden zur Messung von elektrischen Leistungen üblicherweise Leistungsumformer verwendet, die aus Spannung und Strom direkt (ähnlich wie ein Stromzähler die Energie ermittelt) die Wirkleistung bestimmen und in ein genormtes Strom- oder Spannungssignal (z.B.: 4 – 20 mA) umformen. Die marktüblichen Leistungsumformer können jedoch nur Wechselsignale von ca. 50 – 60 Hz verarbeiten. Nur wenige Umformer können Signale mit verzerrten Kurvenformen bzw. Gleichsignalen verarbeiten. Umformer, die beides gleichzeitig vermögen, sind derzeit zu vertretbaren Bedingungen überhaupt nicht erhältlich. Deshalb wird in Photovoltaikanlagen üblicherweise die Leistung ermittelt, indem PV-Spannung und PV-Strom mit Umformern gemessen werden und daraus die Leistung errechnet wird. Dabei wird von der Annahme ausgegangen, dass Spannung und Strom keine Wechselanteile aufweisen. Die Eingangsströme von Solarwechselrichtern weisen jedoch hohe Wechselanteile auf, die zu gegenphasigen Spannungsschwankungen führen. Dadurch ergibt sich ein prinzipieller Messfehler, der an einem extremen Beispiel demonstriert werden soll:



Deshalb wurde im ÖFPZ-Arsenal ein PV-Leistungsumformer entwickelt, der aus Gleichspannungen und –strömen mit hohen überlagerten Wechselanteilen (bis 100%) richtig die Leistung ermittelt und in ein Stromsignal (4 – 20 mA) umwandelt.



Technische Daten des Leistungsumformers:

max. PV-Spannung:	500V= (genaue Werte nach Kundenspezifikation)
max. PV-Strom:	40A= nach Kundenspezifikation (Shuntmessung)
Ausgangssignal:	4 – 20mA, (auf Kundenwunsch auch andere Signale z.B. 0-10V)
Genauigkeitsklasse:	0,5
Frequenzbereich:	DC – 10kHz
Hilfsspannung:	220V/50Hz
Isolationsspannung	4 kV Prüfspannung zwischen allen Stromkreisen

Anhang F: Konfiguration der Intensivmessanlagen

Messjahr 1995/96

1. Messstation Becker T04

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
2	P-WR	AC-Leistungsumformer –1200 – 1200W -> 4–20mA (Fa. Eltrotex) Stromwandler nach Bedarf	Klasse 0,2
2	P-PV, U-PV- I-PV	PV-Leistungsumformer Messbereiche nach Bedarf -> 4-20mA (Eigenbau Arsenal)	Klasse 0,5 s. Datenblatt
1	P-Haus	Messung Hausbilanz mit Leistungsumformer (Fa. Eltrotex) und Stromwandlern	beide Klasse 0,2

Die PV-Anlage Becker verfügt über 2 Wechselrichter, die in einem Master-Slave-Betrieb kaskadiert sind.

2. Messstation Weber O20

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
2	P-WR	AC-Leistungsumformer –1200 – 1200W -> 4–20mA (Fa. Eltrotex) Stromwandler nach Bedarf	Klasse 0,2
2	P-PV, U-PV- I-PV	PV-Leistungsumformer Messbereiche nach Bedarf -> 4-20mA (Eigenbau Arsenal)	Klasse 0,5 s. Datenblatt
1	P-Haus	Messung Hausbilanz mit Leistungsumformer (Fa. Eltrotex) und Stromwandlern	beide Klasse 0,2
2	T-Modul	GEALOG Anlegefühler NTC-3 (mech. Konstruktion v. Arsenal)	$\pm 0,1K$
3	Globalstrahlung 1x horizontal und 2x in Modulebene	Pyranometer Kipp&Zonen CM11 unbelüftet, unbeheizt (ca. 5mV) an GEALOG-Messinterface 60mV	$\pm 1,5\%$ $\pm 20\mu V$

Die PV-Anlage Weber verfügt über 2 Wechselrichter, die in einem Master-Slave-Betrieb kaskadiert sind. Der PV-Generator ist aufgeteilt auf 6 Rahmen, die mit einer Schwerkraftsteuerung dem Sonnenstand nachfahren. Für die Dauer der Intensivmessung wurden 3 Rahmen blockiert, sodass sie starr nach Süden ausgerichtet waren, die verbleibenden 3 Rahmen blieben nachgeführt.

Der PV-Generator wurde auch elektrisch in diese 2 Teile getrennt und die Wechselrichter nicht im kaskadierten Master-Slave-Betrieb gefahren. Dadurch konnte die Anlage wie 2 völlig identisch aufgebaute PV-Anlagen betrachtet und der Einfluss der Nachführung messtechnisch ermittelt werden.

3. Messstation Weiss ST01

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
1	P-WR	AC-Leistungsumformer dreiphasig integriert in den PV-Leistungsumformer 0-7500W	Klasse 0,5
1	P-Haus	Messung Hausbilanz mit Leistungsumformer (Fa. Eltrotex) und Stromwandlern	beide Klasse 0,2

Der Wechselrichter der Anlage Weiss ist ein Thyristorwechselrichter mit dreiphasigem Netzanschluss. Der Ausgangsstrom enthält daher höherfrequente Anteile, die mit dem selbstgebauten Leistungsumformer erfasst werden konnten.

4. Messstation Wildkogelbahnen SA10

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
1	P-Haus	Messung Hausbilanz mit Leistungsumformer (Fa. Eltrotex) und Stromwandlern	beide Klasse 0,2

In der Hausinstallation der PV-Anlage Wildkogelbahnen war schon eine Wandlermessung integriert (200/5A), sodass die Hausbilanzmessung mit Leistungsumformern im Sekundärkreis der Wandler leicht eingebaut werden konnte.

5. Messstation Forschner N04

Konfiguration wie in B.2.2 beschrieben.

6. Messstation Buchinger W01

Konfiguration wie in B.2.2 beschrieben.

Messjahr 1996/97

7. Messstationen Barthel T06

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
1	P-Haus	Messung Hausbilanz mit Leistungsumformer (Fa. Eltrotex) und Stromwandlern	beide Klasse 0,2

Die Installation von S0-Zählern wäre unmöglich gewesen (kein Platz).

8. Messstationen Schmid O11

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
1	P-Haus	Messung Hausbilanz mit Leistungsumformer (Fa. Eltrotex) und Stromwandlern	beide Klasse 0,2

Die Installation von S0-Zählern wäre unmöglich gewesen (kein Platz).

9. Messstationen Scharf V02

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
1	P-Haus	Messung Hausbilanz mit Leistungsumformer (Fa. Eltrotex) und Stromwandlern	beide Klasse 0,2

Die Installation von S0-Zählern wäre unmöglich gewesen (kein Platz).

10. Messstation Schöndorfer K03

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
2	P-WR	AC-Leistungsumformer –1200 – 1200W -> 4–20mA(Fa. Eltrotex) Stromwandler nach Bedarf	Klasse 0,2
2	P-PV, U-PV- I-PV	PV-Leistungsumformer Messbereiche nach Bedarf -> 4-20mA (Eigenbau Arsenal)	Klasse 0,5 s. Datenblatt

Die PV-Anlage Schöndorfer verfügt über 2 Wechselrichter, die in einem Master-Slave-Betrieb kaskadiert sind.

11. Messstation Wiceneec W03

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
2	P-WR	AC-Leistungsumformer –1200 – 1200W -> 4–20mA(Fa. Eltrotex) Stromwandler nach Bedarf	Klasse 0,2
2	P-PV, U-PV- I-PV	PV-Leistungsumformer Messbereiche nach Bedarf -> 4-20mA (Eigenbau Arsenal)	Klasse 0,5 s. Datenblatt
1	P-Haus	Messung Hausbilanz mit Leistungsumformer (Fa. Eltrotex) und Stromwandlern	beide Klasse 0,2

Die PV-Anlage Wiceneec verfügt über 2 Wechselrichter, die in einem Master-Slave-Betrieb kaskadiert sind. Die Installation von S0-Zählern wäre unmöglich gewesen (kein Platz).

12. Messstation Wolkenstein N18

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
1	P-WR	AC-Leistungsumformer dreiphasig integriert in den PV-Leistungsumformer 0-7500W	Klasse 0,5

Der Wechselrichter der Anlage Wolkenstein ist ein Thyristorwechselrichter mit dreiphasigem Netzanschluss. Der Ausgangsstrom enthält daher höherfrequente Anteile, die mit dem selbstgebauten Leistungsumformer erfasst werden konnten.

Messjahr 1998/99

13. Messstation Fischer B01

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
1	P-WR	AC-Leistungsumformer dreiphasig (Fa. Camille Bauer) 0-6000W	Klasse 0,5

Der Wechselrichter der Anlage Fischer ist ein Thyristorwechselrichter mit dreiphasigem Netzanschluss. Leistungsumformer der Fa. Eltrotex kann bei unsymmetrischer Last systematische Messfehler erzeugen, die der Fa. Camille Bauer nicht macht.

14. Messstation Laus O32

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
3	P-WR	AC-Leistungsumformer –1200 – 1200W -> 4–20mA(Fa. Eltrotex) Stromwandler nach Bedarf	Klasse 0,2
1	P-PV, U-PV- I-PV	PV-Leistungsumformer Messbereiche nach Bedarf -> 4-20mA (Eigenbau Arsenal)	Klasse 0,5 s. Datenblatt
2	P-PV	PV-Leistungsumformer Messbereiche nach Bedarf -> 4-20mA (Eigenbau Arsenal)	Klasse 0,5 s. Datenblatt

Die PV-Anlage Laus verfügt über 3 unabhängige String-Wechselrichter, von denen einer vollständig (P-WR, P-PV, U-PV und I-PV) und von den beiden anderen nur die Leistungen (P-WR und P-PV) erfasst wurden.

15. Messstationen Portugaller ST17

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
1	P-Haus	Messung Hausbilanz mit Leistungsumformer (Fa. Eltrotex) und Stromwandlern	beide Klasse 0,2

Die Installation von S0-Zählern wäre unmöglich gewesen (kein Platz).

16. Messstation Zulehner O13

Anzahl	Messgröße	Messsensor, -interface	Fehler
2	T-Modul	GEALOG Anlegefühler NTC-3 (mech. Konstruktion v. Arsenal)	±0,1K
3	Globalstrahlung 1x horizontal und 2x in Modulebene	Pyranometer Kipp&Zonen CM11 unbelüftet, unbeheizt (ca. 5mV) an GEALOG-Messinterface 60mV	±1,5% ±20µV

Der PV-Generator in der Anlage Zulehner ist zweigeteilt auf dem Dach aufgebaut. Beide Teile sind in unterschiedliche Richtungen orientiert. Daraus ergeben sich unterschiedliche Einstrahlungswerte und Modultemperaturen.

Bei den Anlagen, deren Hausbilanzen nicht mit S0-Zählern vermessen wurden, wurde die jeweilige Hausverbrauchsleistung mit Messumformern im Abstand von 15 Sekunden gemessen und davon der Mittelwert über 1 Minute abgespeichert. Daraus wurde für ein Interwall von 15 Minuten die bezogene und die gelieferte Energie (als Mittelwert der Leistung angegeben) durch ein Programm auf dem Breitentest-PC im Arsenal errechnet. Dieses Verfahren war notwendig, weil ein Mittelwert der Leistung zwar gesamtenergetisch auch richtig wäre, aber die jeweilige Bilanz von gelieferter und bezogener Energie von Erzeugungs- bzw. Verbrauchsspitzen innerhalb eines 15-Minuten-Beobachtungsinterwalls nicht erfasst worden wären.

17. Messstation Franziskanerkloster Lienz T15

Konfiguration wie in B.2.2 beschrieben.

18. Messstation Schönauer O15

Konfiguration wie in B.2.2 beschrieben.

Anhang G: Fotodokumentation

G.1 Messjahr 1995/96

G.1.1 Messstation Forschner N04



Abbildung G.1.1: Module am Flachdach



Abbildung G.1.2: PV-Modulansicht

G.1.2 Messstation Buchinger W01



Abbildung G.1.3: Gebäudeansicht mit PV-Modul



Abbildung G.1.4: Schaltschrank, Wechselrichter (PV-WR 1800)

G.1.3 Messtation Wildkogelbahnen SA10



Abbildung G.1.5: PV-Modulansicht



Abbildung G.1.7: PV-Module und 2 Pyranometer (horizontal und in Modulebene)



Abbildung G.1.6: Rückseite der Module (Schaltung)

G.1.4 Messstation Weiss ST01



Abbildung G.1.8: Gebäudeansicht mit PV-Modul (dachintegriert)

G.1.5 Messstation Weber O20



Abbildung G.1.10: PV-Modulansicht (nachgeführte Anlage)



Abbildung G.1.9: PV-Modulansicht (Rückseite) + Montagevorrichtung

G.1.6 Messtation Becker T04



Abbildung G.1.11: Gebäude mit dachintegriertem PV-Modul



Abbildung G.1.13: Schaltschrank



Abbildung G.1.12: Wechselrichter und Zähler

G.2 Messjahr 1996/97

G.2.1 Messstation Forschner N04



Abbildung G.2.1: Aufgeständerte PV-Module



Abbildung G.2.2: PV-Module (Rückansicht)



Abbildung G.2.3: Schaltschrank (Zähler) + Wechselrichter

G.2.2 Messstation Schmid O11



Abbildung G.2.4: Gebäude und PV-Modul (dachaufgeständert)

G.2.3 Messstation Wolkenstein N18



Abbildung G.2.5: PV-Modulansicht



Abbildung G.2.6: PV-Modulansicht (Unterseite) und Montagevorrichtung

G.2.4 Messstation Barthel T06



Abbildung G.2.7: Gebäude und PV-Modul (dachintegriert)



Abbildung G.2.8: PV-Modulansicht innen

G.2.5 Messstation Wiceneec W03



Abbildung G.2.9: Gebäude mit PV-Modul (schneebedeckt)

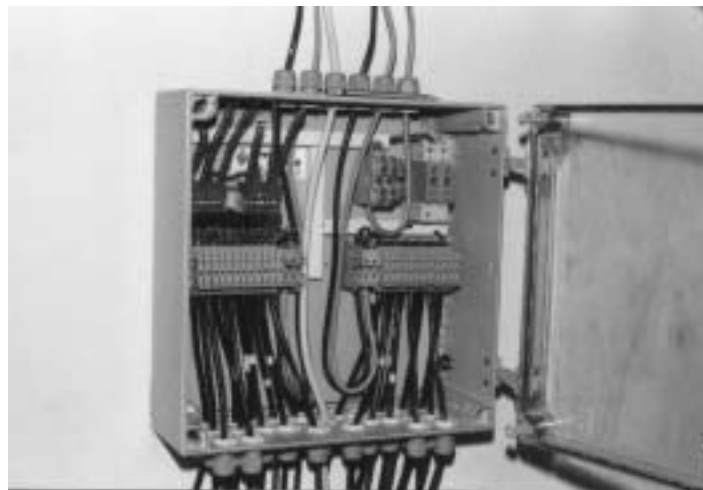


Abbildung G.2.10: Verdrahtung Schaltkasten

G.2.6 Messstation Schöndorfer K03



Abbildung G.2.11: PV-Modulansicht (Sommer)



Abbildung G.2.13: Verdrahtung Modulrückseite + Temperaturfühler



Abbildung G.2.12: waagrecht Pvanometer

G.3 Messjahr 1998/99

G.3.1 Messstation Fischer B01



Abbildung G.3.1: Gebäude und PV-Modul



Abbildung G.3.2: Dachmontierte Pyranometer (horizontal bzw. geneigt)

G.3.2 Messtation Laus O32



Abbildung G.3.3: PV-Module am Dach aufgeständert (in der Mitte die beiden Pyranometer)



Abbildung G.3.4: Tragekonstruktion für Module



Abbildung G.3.6: Wechselrichter und Messschrank (Dachboden)



Abbildung G.3.5: Temperaturfühler

G.3.3 Messstation Franziskanerkloster Lienz T15



Abbildung G.3.7: Ansicht PV-Modul

G.3.4 Messstation Portugaller ST17



Abbildung G.3.8: Ansicht PV-Modul



Abbildung G.3.9: Verkabelung Rückseite PV-Modul



Abbildung G.3.10: Schaltschrank und Wechselrichter

G.3.5 Messstation Schönauer O15



Abbildung G.3.11: Ansicht Gebäude und PV-Modul

G.3.6 Messstation Zulehner O13



Abbildung G.3.12: Ansicht Gebäude und PV-Module (2 unterschiedliche Orientierungen!)



Anhang H: Beispiel einer Gesamtauswertung

Am Beispiel der Anlage Buchinger (W01) werden an dieser Stelle die gesamten Auswertungen der Intensivmessung an einem Standort auf den folgenden Seiten präsentiert.

Dabei wurden folgende Parameter erfasst:

- Globalstrahlung geneigt
- Globalstrahlung horizontal
- Spezifischer Stromertrag
- Stromerzeugung PV-Anlage
- Bezug vom Netz
- Lieferung ins Netz
- Haushaltsverbrauch
- Direktanteil
- Deckungsgrad I, II
- Wirkungsgrad Solargenerator
- Wirkungsgrad Wechselrichter
- Wirkungsgrad PV-Anlage gesamt
- Solargeneratorleistung
- Wechselrichterausgangsleistung
- Modulübertemperatur, Lufttemperatur